



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Definición de lineamientos de política y regulación energética para incentivar mecanismos de respuesta de la demanda en el mercado de energía de Colombia

Diana Marcela Cely Garzón

Trabajo final presentado como requisito parcial para obtener el título de:
Maestría en Sistemas Energéticos

Director:
Carlos Jaime Franco Cardona

Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín
Facultad de Minas
Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión
Medellín, Colombia
2021



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Definition of energy policy and regulation guidelines to encourage demand response mechanisms in the Colombian energy market

Diana Marcela Cely Garzón

Final work presented as a partial requirement to obtain the title of:
Master in Energy Systems

Director:
Carlos Jaime Franco Cardona

Universidad Nacional de Colombia – sede Medellín
Facultad de Minas
Departamento de Ciencias de la Computación y la Decisión
Medellín, Colombia
2021

Resumen

La política pública es una acción que afecta significativamente a un gran número de personas, por lo que un buen diseño de ésta es clave para lograr los objetivos definidos. El objetivo principal de este documento es definir lineamientos de política para incentivar mecanismos de Respuesta de la Demanda (RD) en el mercado de energía de Colombia y para lograrlo se revisa el estado normativo existente, las propuestas hechas por la Misión de Transformación Energética realizada por el Ministerio de Minas y Energía entre 2019 y 2020 y las experiencias internacionales de países como Alemania, Australia, Chile, EEUU (PJM y CAISO) y Francia; se estudian los tipos de mecanismos para incentivar la RD y se evalúan los impactos de estos mecanismos. De forma adicional se realiza una caracterización de demanda para evidenciar el potencial de RD que tendrían los consumidores y se evalúa el potencial de participación de éstos mediante una encuesta. La expectativa de los consumidores hacia la implementación de mecanismos de RD es alta, ya que esperan tener beneficios en su mayoría relacionados con ahorros en sus consumos, costo de la factura y en mejorar la gestión de estos; es clave que dentro de la política se incluyan lineamientos encaminados a la educación del consumidor, esto con el fin de una mejor aceptación y mayor eficacia de la política.

Palabras clave

Respuesta de la demanda, agregador de demanda, política pública

Abstract

Public policy is an action that significantly affects a large number of people, so it is good design is key. The main objective of this document is to define policy guidelines to encourage Demand Response (DR) mechanisms in the Colombian energy market and to achieve this, the existing regulatory status, the proposals made by the Energy Transformation Mission and the international experiences; the types of mechanisms to encourage DR are studied and the impacts of these mechanisms are evaluated. Additionally, a demand characterization is carried out to show the DR potential that consumers would have and the potential for their participation is evaluated through a survey. The expectation of consumers towards the implementation of DR mechanisms is high, since they expect to have benefits mostly related to savings and bill cost in their consumption and in improving their management; It is key that within the policy guidelines are included aimed at consumer education, this in order to better accept and more effective the policy.

Keywords

Demand response, demand aggregator, public policy

Tabla de contenido

1.	Introducción	9
1.1.	Objetivos	9
1.2.	Pregunta a resolver y hoja de ruta	10
1.3.	Estructura del documento	13
2.	Marco teórico del mercado de energía mayorista de Colombia.....	14
2.1.	Estructura del mercado de energía mayorista.....	14
2.1.1.	Marco legal.....	14
2.1.2.	Estructura del mercado	14
2.1.3.	La generación de energía	16
2.1.4.	Transporte de energía	16
2.1.5.	La comercialización de energía	17
2.1.6.	Tipos de consumidores finales	18
2.1.6.1.	Los consumidores regulados (CR).....	18
2.1.6.2.	Los consumidores no regulados (CNR)	19
2.2.	Funcionamiento del MEM en Colombia	19
2.2.1.	Mercado de corto plazo (bolsa de energía)	20
2.2.1.1.	Despacho económico.....	21
2.2.1.2.	Despacho ideal	22
2.2.2.	Mercado de largo plazo (contratos de energía).....	23
2.2.3.	Liquidación de energía en bolsa	25
2.2.4.	Restricciones	25
2.2.5.	Reconciliaciones	26
2.2.6.	Cargo por confiabilidad.....	27
2.2.6.1.	Precio de escasez.....	27
3.	Marco teórico de la respuesta de la demanda.....	29
4.	Revisión de literatura.....	40
4.1.	A nivel nacional	40
4.2.	A nivel internacional	45
4.3.	Misión de transformación energética	47
4.4.	Análisis sistémico de implementación de programas de RD - residencial.....	48
5.	Experiencias internacionales.....	50
5.1.	Países seleccionados.....	50
5.2.	Descripción general de los países seleccionados	50
5.3.	Experiencias de éxito y fracaso	50
5.4.	Impactos de la implementación	55
6.	Respuesta de la demanda	58
6.1.	Mecanismos para incentivar la RD	58
6.1.1.	Mecanismos basados en precios.....	59
6.1.2.	Mecanismos basados en incentivos	61
6.1.3.	Respuesta de la demanda despachable.....	62

6.2.	Beneficios y costos de los programas de RD	62
6.2.1.	Beneficios	62
6.2.2.	Costos	63
6.3.	RD en Colombia	65
6.3.1.	Costos y beneficios de los programas de RD en Colombia	68
6.4.	Estructuras tarifarias.....	70
6.4.1.	Tarifas estáticas	72
6.4.2.	Tarifas dinámicas	72
6.4.3.	Tarifas en Colombia	73
7.	Análisis técnico, económico y socioambiental de la RD	76
7.1.	Costos de sistemas de medición avanzada para respuesta de demanda	76
7.1.1.	Costos de la infraestructura de medición avanzada de energía	76
7.2.	Beneficios tributarios para la RD	78
7.3.	Impactos técnicos	78
7.3.1.	Infraestructura de medición avanzada	79
7.3.2.	RD y penetración de vehículos eléctricos (VE)	79
7.3.3.	Redes inteligentes	80
7.3.4.	Agregador de demanda	81
7.4.	Impactos ambientales.....	82
7.5.	Impactos sociales.....	83
7.6.	Impactos económicos	84
8.	Caracterización de la demanda de los CNR de Colombia	88
8.1.	Fuentes de información	88
8.2.	Información para el análisis	89
8.3.	Consumo máximo	89
8.4.	Clasificación CIIU	90
8.5.	Aporte R-D.....	91
8.6.	Caracterización de demanda.....	95
9.	Potencial de participación.....	107
9.1.	Diseño de la metodología	107
9.2.	Análisis de resultados de la encuesta	108
9.2.1.	Ficha técnica de la encuesta	108
9.2.2.	Características de la muestra	109
9.2.3.	Características del consumo	111
9.2.4.	Hábitos de consumo	112
9.2.5.	Potencial de participación en programas de RD	113
9.2.6.	Expectativas con respecto a la medición avanzada.....	115
9.2.7.	Preferencias del consumidor y alineación con la política	117
10.	Propuesta de política pública	121
10.1.	Considerandos.....	121
10.2.	Objeto	121
10.3.	Ámbito de aplicación	121

10.4.	Definiciones.....	122
10.5.	Objetivos	122
10.6.	Lineamientos sobre el mercado de corto plazo.....	123
10.7.	Lineamientos sobre la estructura tarifaria.....	123
10.8.	Lineamientos sobre la señal de precios de corto plazo a la demanda	124
10.9.	Lineamientos sobre la infraestructura de medición avanzada	124
10.10.	Lineamientos sobre el empoderamiento del consumidor de energía eléctrica	124
10.11.	Lineamientos sobre el agente agregador de demanda	124
10.12.	Lineamientos sobre los mecanismos de RD.....	125
11.	Conclusiones y recomendaciones.	127
11.1.	Conclusiones generales del trabajo final	127
11.2.	Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos	128
11.2.1.	Objetivo específico 1	128
11.2.2.	Objetivo específico 2	128
11.2.3.	Objetivo específico 3	128
11.2.4.	Objetivo general	128
11.3.	Recomendaciones y trabajos futuros	129
12.	Bibliografía	130

Lista de tablas

Tabla 1.	Temas por revisar para implementar la RD.....	11
Tabla 2.	Matriz de comparación de países	51
Tabla 3.	Características de los programas de RD en Colombia	67
Tabla 4.	Estructuras tarifarias estáticas	71
Tabla 5.	Costos de sistemas AMI por proyectos implementados.....	77
Tabla 6.	Porcentaje de consumo según lo instalado por departamento	89
Tabla 7.	Categorías de las actividades CIIU y participación en el país	90
Tabla 8.	Calificación cualitativa de la flexibilidad de R-D	91
Tabla 9.	Ponderación de consumo horario por CIIU	94
Tabla 10.	Consumo de potencia por departamento y CIIU.....	96
Tabla 11.	Potencial de RD en MW por departamento y CIIU	97
Tabla 12.	Potencial de RD (MW) por departamento y escenarios del aporte de R-D	98
Tabla 13.	Potencial de RD por área del SIN y escenario de penetración del aporte de R-D	98
Tabla 14.	Potencial de RD en MW por departamento, CIIU y escenarios de aporte de R-D	99
Tabla 15.	Curvas horarias de consumo por CIIU para diferentes consumidores*	103
Tabla 16.	Observaciones recolectadas por departamento	109
Tabla 17.	Observaciones por estrato y tipo de consumidor	110
Tabla 18.	Características del consumo por tipo de consumidor	111

Lista de figuras

Figura 1. Hoja de ruta.....	12
Figura 2. Estructura del mercado.....	15
Figura 3: Formación precio de oferta de los generadores	20
Figura 4. Etapas mercado de corto plazo	21
Figura 5. Flujo de información para el despacho ideal	22
Figura 6. Formación del precio de bolsa	23
Figura 7. Liquidación de la energía para un generador.....	25
Figura 8. Clasificación de las restricciones	26
Figura 9. Mecanismos para incentivar RD vs. Planeación del sistema.....	59
Figura 10. Beneficios de los programas de RD	62
Figura 11. Costos de los programas de RD	64
Figura 12. Emisiones del sector minero-energético.	82
Figura 13. Costo unitario de las restricciones con alivios (agosto/2018).....	86
Figura 14. Restricciones sin alivio acumuladas en pesos	87
Figura 15. Evolución mensual del precio de bolsa nacional.....	87
Figura 16. Observaciones por tipo de consumidor y departamento	110
Figura 17. Hábitos de consumo de los consumidores	112
Figura 18. Expectativa de tarifas horarias	113
Figura 19. Expectativa de tarifas horarias consumidores residenciales	113
Figura 20. Expectativa de incentivos por cambio de hábitos de consumo	114
Figura 21. Expectativa por incentivos consumidores residenciales	114
Figura 22. Expectativas de participar en un programa que incentive cambios en el consumo	114
Figura 23. Expectativa de reducir consumo a conocer precios de energía.....	115
Figura 24. Modificación del consumo al conocer precios, consumidores residenciales	115
Figura 25. Expectativa de tener un medidor avanzado	116
Figura 26. Potencial para el cambio del medidor de energía.....	116

Lista de abreviaturas

Abreviatura	Término
AGC	Automatic Generation Control.
AMI	Advanced Metering Infrastructure.
ASE	Área de Servicio Exclusivo
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.
CADS	Comercializador Agregador de Demanda y Servicios
CERE	Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad.
CI	Colombia Inteligente.
CIIU	Clasificación Industrial Internacional Uniforme.
CND	Centro Nacional de Despacho.
CNR	Consumidores No Regulados.
CR	Consumidores Regulados.

Definición de lineamientos de política y regulación energética para incentivar mecanismos de respuesta de la demanda en el mercado de energía de Colombia

CU	Costo Unitario de Prestación del Servicio.
CXC	Cargo por Confiabilidad.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
ESP	Empresa de Servicios Públicos.
DANE	Departamento Administrativo Nacional De Estadística.
DER	Distributed Energy Resources.
DNA	Demanda No Atendida.
DDV	Demanda Desconectable Voluntariamente.
DOE	Departamento de Energía de los Estados Unidos.
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas.
FERC	Federal Energy Regulatory Commission.
GEI	Gases de Efecto Invernadero.
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia
IPC	Índice de Precios Al Consumidor.
IPP	Índice de Precios Al Productor.
MEM	Mercado de Energía Mayorista.
MME	Ministerio de Minas Y Energía.
MPO	Máximo Precio Ofertado.
MTE	Misión de Transformación Energética.
LBC	Línea Base de Consumo
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.
OCV	Otros Costos Variables.
OEF	Obligación de Energía Firme.
PDC	Plantas Despachadas Centralmente.
PE	Precio de Escasez.
PE ₀₇₁	Precio de Escasez definido en la CREG 071 de 2006.
Pea	Precio de Escasez de Activación.
Pep	Precio de Escasez Ponderado.
PME	Precio Marginal de Escasez.
PIGCC	Plan Integral de Gestión del Cambio Climático para el Sector Minero Energético.
RD	Respuesta de la Demanda.
SIN	Sistema Interconectado Nacional.
STN	Sistema de Transmisión Nacional.
STR	Sistema de Transmisión Regional.
SDL	Sistema de Distribución Local.
TICs	Tecnologías de Información y Comunicación
TOU	Time-Of-Use Rates.
UPME	Unidad de Planeamiento Minero Energético.
VE	Vehículo eléctrico

1. Introducción

La regulación existente permite que los consumidores no regulados (consumo superior a 55 MWh--meses o demanda superior a 0.1 MW según la resolución CREG 131 de 1998 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1998)) puedan hacer gestión de la demanda, pues tienen permitido negociar directamente con los comercializadores las tarifas del suministro, mediante contratos de largo plazo, lo cual permite que tengan una tarifa controlada en la componente de generación y en la de comercialización. Algo similar sucede con la transmisión ya que existen tarifas diferenciales para la hora punta y la fuera de punta según la resolución CREG 043 de 1999 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1999) pero solo aplican para consumidores industriales y comerciales.

El funcionamiento del mercado actualmente permite que los consumidores no regulados tengan más opciones para negociar el precio de compra de energía; lo que les permite hacer una mejor gestión de demanda que los consumidores regulados. Pese a que la regulación existente en Colombia sí permite la participación de un consumidor en programas de respuesta a la demanda (RD), el programa más estructurado y desarrollado es el de Demanda Desconectable Voluntaria (DDV), el cual funciona como un anillo de seguridad para el cargo por confiabilidad (CXC) para agentes generadores con Obligaciones de Energía Firme (OEF), tal como se plantea en la resolución CREG 071 de 2006 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006), pero que solo aplica en condiciones de emergencia.

La gestión de la demanda por parte de un consumidor mediante señales de precio hasta ahora no es posible en Colombia, ya que no se cuenta con mecanismos de tarifas diferenciales para todos los tipos de consumidores; no está regulado el rol de un nuevo agente agregador de demanda; no hay incentivos para los comercializadores o generadores para la promoción de estos programas y tampoco para el consumidor para poder acceder; no existe un mercado intradiario o intrahorario que permita tener tarifas diferenciales dependiendo de las restricciones, demanda y condiciones generales del mercado, por lo que la demanda se ha convertido en una demanda inelástica.

Pese a este tipo de carencias en el mercado, debido en gran medida con el nivel de madurez del mercado, existen empresas que actualmente hacen RD para el anillo del CXC (DDV), pero el modelo de negocio que manejan cambia el consumo de energía eléctrica del SIN por energía eléctrica a partir de fuentes de energía convencionales (en su mayoría) con combustibles líquidos. (Julia-RD, 2019)

El agregador de demanda como nuevo agente del Mercado de Energía Mayorista (MEM), será el representante ante el mercado de los consumidores que deseen participar en programas de RD y se debe encargar de asumir el riesgo de esa participación.

Además podría tener funciones como: la presentación de ofertas al CND de los consumidores agregados; planear, coordinar, supervisar y controlar los recursos de RD; suministrar la medición agregada en tiempo real durante la activación de la RD; suministrar información para la liquidación y verificación de la RD; hacer acuerdos con el operador del mercado de las condiciones de prestación del servicio y cumplir con las condiciones comerciales y de compensaciones a las que haya lugar por la prestación del servicio.

1.1. Objetivos

El objetivo general de este documento es definir lineamientos de política para incentivar mecanismos de RD en el mercado de energía de Colombia; motivación que se resume en tres argumentos:

1. La gestión de la demanda es una política del gobierno, tal como se manifiesta en la Ley 1715 de 2014 (Congreso de la Republica de Colombia, 2014), ley con la cual se pretende la promoción de la gestión eficiente de energía como la RD, entre otros propósitos. La finalidad de la ley es establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción de la RD, suprimiendo o superando gradualmente las barreras de tipo jurídico, económico y de mercado creando las condiciones propicias para el desarrollo de un mercado de RD.
2. En el país no se tienen muchas iniciativas de nuevos agentes agregadores de demanda, debido en gran parte al nivel de madurez del mercado, que puedan gestionar la RD de tal forma que el prosumidor (proveedor y consumidor de energía) modifiquen sus hábitos de consumo e interactúen con el sistema mediante incentivos y penalizaciones. Lo anterior debido a que el Ministerio de Minas y Energía no ha dinamizado el mercado de energía con nuevas políticas energéticas, ni tampoco el Regulador ha incentivado a los agentes ya existentes a promover este tipo de iniciativas, cosas como la no entrada en funcionamiento el mercado intradiario y otras estrategias, no permiten promover la tarificación horaria para el consumidor regulado.
3. La demanda de consumidores regulados es del 68% (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2020), lo que convierte a estos consumidores en una porción representativa del mercado y con un alto potencial para optimizar su consumo; por otro lado el 32% restante no deja de ser una porción de mercado apetitosa adicionalmente por que ya cuentan con la tecnología de medición avanzada y porque interactúan con el mercado que les permite tener una demanda más elástica.

Para lograr este objetivo general se han trazado los siguientes objetivos específicos:

1. Analizar experiencias internacionales sobre mecanismos de RD, para establecer parámetros de comparación con lo local.
2. Hacer una caracterización de la demanda de potencia de los consumidores no regulados de Colombia de acuerdo con la ubicación geográfica y actividad económica de acuerdo con la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIU) con el fin de verificar el potencial de RD con el que contaría el SIN para la operación.
3. Evaluar impactos técnicos, sociales, económicos y de otra índole como resultado de los mecanismos de RD en el mercado de energía de Colombia.

1.2. Pregunta a resolver y hoja de ruta

El objetivo de definir lineamientos de política para incentivar mecanismos de RD en el mercado de energía de Colombia, hace que se piensen en todas las aristas que debería tener una política que está enfocada en la RD. Algunos de estos temas son tan robustos que tienen más de un subtema de una gran complejidad, en la Tabla 1 se muestra un esquema que trata de identificar todos estos temas y subtemas.

El querer tratar todos estos temas, es algo que se debe hacer para el diseño de la política pública, al menos como lineamientos, pero requiere un análisis detallado y un trabajo conjunto con el regulador, el operador y planeador, lo cual puede ser un trabajo de mediano plazo; este por ser un

trabajo final de maestría se enfocará solo en un tema que permita contribuir al buen diseño de la política y que corresponde a determinar en el ámbito de aplicación de la política, ya que permite acotar el alcance del trabajo y además permite el avance de la política general.

De acuerdo con lo expuesto, la autora se enfoca principalmente en el primer tema que se muestra en la Tabla 1, que corresponde a definir el ámbito de aplicación de la política; respondiendo a la pregunta principal de **¿hacia dónde se debe dirigir la política de RD?**

Tabla 1. Temas por revisar para implementar la RD

Respuesta de la demanda	Ámbito de aplicación	Tipos de consumidores	Residenciales, industriales, comerciales
		Estratos	Bajos, medios, altos
		Regiones	msnm > 1000 o < 1000
		Consumo	Mayor o menor al promedio
	Habilitantes	Medición avanzada	Señales de precio Nivel de contratación
		Rediseño de tarifas	Tarifas dinámicas Remuneración de la distribución
		Mercado intradiario	Participación de la demanda en el MEM, bajo las mismas condiciones de los otros agentes que convierta el mercado en un mercado vinculante
		Descentralización	A través del incentivo para que los consumidores regulados se conviertan en prosumidores
	Requisitos	Nuevo agente	Participación de existentes
			Actividades por desarrollar
			Integración vertical
		Incentivos	Para participación
			Para generar competencia
		Operación	Tipos de programas
			Aplicación código de medida
		Planeación	Requisitos de supervisión
			Planificación de los sistemas de distribución
		Seguridad	Entrada de la generación distribuida
	Supervisión agregada		
	Información	Comunicaciones	
		Código de medida	
		Manejo y propiedad de la información	
		Disponibilidad para acceso	
	Servicios	Servicios complementarios	Confidencialidad
			Creación de mercado
			Regulación
CXC		Remuneración	
		Mejorar la DDV	
A precios del mercado		Modificación del despacho	
Seguridad en la operación	Agregación de clientes		
Emergencia	Pruebas y verificación		

Fuente: elaboración propia

Responder esta pregunta define quizá lo más importante de la política, pues permite que se diseñen mecanismos enfocados a la población objetivo y así lograr que sean efectivos, sin embargo, se dictarán lineamientos generales que permitan el desarrollo del objetivo general del documento. Para responder esta pregunta y resolver el objetivo general del trabajo final de maestría, se siguió una hoja de ruta que incluye el análisis de la regulación existente sobre RD en el país la revisión de las propuestas de la MTE que permiten ver el estado actual y la posible hoja de ruta a implementar; seguido a esto se hizo la revisión de experiencias internacionales para verificar que mecanismos de RD están implementados en otros países y poder hacer un símil con Colombia, la revisión también incluye las experiencias de éxito y fracaso.

Posteriormente se revisaron los diferentes tipos de mecanismos para incentivar la RD, junto a la revisión de los beneficios y costos de los programas de RD y las estructuras tarifarias; posteriormente se realizó un análisis técnico, social, económico y ambiental de los mecanismos para promoción de la respuesta de la demanda en el contexto colombiano; continuando se realizó un ejercicio de caracterización de demanda para CNR que permite analizar por cada tipo de actividad económica y región geográfica el potencial de RD que tendrían los consumidores, se aclara que esta caracterización solo es para los consumidores no regulados, ya que de estos se tiene información por frontera comercial, a diferencia de lo regulados de los que no se tiene información a este detalle; esta parte es fundamental para empezar a identificar cual debe ser el ámbito de aplicación de la política.

Finalmente la metodología para identificar el potencial de participación y definir el ámbito de aplicación de la política, usa datos obtenidos de una encuesta diseñada para conocer específicamente el tipo de consumidor, el estrato, el nivel de consumo, la ubicación geográfica, entre otras características que debe tener la población objetivo de la política que incentive mecanismos de RD en el mercado de energía de Colombia. La Figura 1 muestra gráficamente la hoja de ruta descrita anteriormente.



Figura 1. Hoja de ruta
Fuente: elaboración propia

La metodología cuantitativa que se implementó para identificar el potencial de participación y definir el ámbito de aplicación de la política, consistió en realizar observaciones directas en consumidores de todo tipo: residenciales, comerciales, industriales (regulados o no regulados), de diversos estratos sociales, departamentos del país, con consumos de energía, hábitos de consumo y con expectativas particulares. Estas observaciones fueron obtenidas a través de una encuesta que se diseñó enfocada a obtener respuestas sinceras de parte del consumidor y que permitiera analizar información para definir lineamientos en cuanto al ámbito de aplicación de la política. Los resultados de esta metodología se desarrollan en la sección 9 de este documento.

1.3. Estructura del documento

Conforme a lo anterior, se ha estructurado el documento de la siguiente manera: en la sección 2 se explica brevemente la estructura del MEM, en la sección 3 se establecen las condiciones regulatorias actuales en Colombia para la implementación de los programas de RD y se da un panorama nacional e internacional de trabajos similares, incluidas las recomendaciones de la Misión de Transformación Energética MTE llevada a cabo por el MME.

En la sección 5 se muestran las experiencias internacionales de cinco países seleccionados, en la sección 6 se muestran los antecedentes de los programas de RD en Colombia, la RD y los mecanismos para incentivarla y las estructuras tarifarias; en la sección 7 se realiza el análisis el análisis técnico, social, económico y ambiental de los mecanismos para promoción de la respuesta de la demanda en el contexto colombiano.

En la sección 8 se hace una caracterización de la demanda en la que se muestra la oportunidad de aportes de RD de cada tipo de actividad económica en el país, en la sección 9 se analizan los resultados de una serie de encuestas realizadas para evaluar el potencial de participación de consumidores en programas de RD, posteriormente la sección 10 se presentan los lineamientos de política para incentivar mecanismos de RD en el mercado de energía de Colombia.

La sección 11 finaliza con las conclusiones del trabajo y las recomendaciones que debería tomar el Ministerio de Minas y Energía para procurar una política de RD encaminada a dar beneficios a los consumidores finales regulados y no regulados.

2. Marco teórico del mercado de energía mayorista de Colombia

Esta sección permite al lector tener un entendimiento del funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista (MEM), mediante una descripción del sector eléctrico colombiano. Para lograr esto se hará una breve descripción del marco legal del MEM, se detallarán algunos aspectos de los participantes del mercado, se dará una breve explicación del funcionamiento del MEM y de algunas particularidades como lo son el cargo por confiabilidad (CXC). Esto con la finalidad del lector pueda entender aspectos generales que definirán los lineamientos de política pública que permitan incentivar mecanismos de RD en el mercado de energía de Colombia, que es el objetivo de este documento.

2.1. Estructura del mercado de energía mayorista

2.1.1. Marco legal

La constitución política de Colombia promulgada en el año de 1991 (Constituyente Asamblea Nacional, 1991) adoptó un nuevo modelo de desarrollo económico en el país que, entre otros aspectos relevantes, abrió el sector de servicios públicos domiciliarios a la inversión privada; estableciéndose como principios básicos la libre entrada y la introducción de competencia donde fuera posible. Estos nuevos mandatos constitucionales, sumados a la situación de crisis del sector mencionada anteriormente, llevó a la reforma estructural de los servicios públicos, y en particular de la energía eléctrica, mediante la expedición de la Ley 142 de 1994 (Congreso de la Republica de Colombia, Ley 142 de 1994, 1994) (Ley de servicios públicos domiciliarios) y la Ley 143 de 1994 (Congreso de la Republica de Colombia, Ley 143 de 1994, 1994) (Ley eléctrica).

La Ley 142 de 1994 (Congreso de la Republica de Colombia, Ley 142 de 1994, 1994) estableció los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos en todo el país, definiendo como funciones primordiales del Estado el ejercicio de la regulación, la vigilancia y el control. La Ley 143 de 1994 (Congreso de la Republica de Colombia, Ley 143 de 1994, 1994) reafirmó la posibilidad de participación privada en los negocios de la cadena del servicio público de energía eléctrica, creando un MEM y definiendo los procedimientos y mecanismos para regular las actividades del sector.

En el año 2014 se expidió la Ley 1715 (Congreso de la Republica de Colombia, 2014) cuyo objetivo es la promoción y fomento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente las de carácter renovable, en el sistema energético nacional mediante la integración de estas al mercado eléctrico, como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Así mismo, se busca promover la gestión eficiente de la energía.

2.1.2. Estructura del mercado

La Ley 142 de 1994 (Congreso de la Republica de Colombia, Ley 142 de 1994, 1994), define como actividades propias del servicio público de energía eléctrica la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización. La Ley 143 de 1994 (Congreso de la Republica de Colombia, Ley 143 de 1994, 1994) define los principios básicos y generales que deben cumplir los agentes en el desarrollo de cada una de dichas actividades.

La industria eléctrica se divide en cuatro actividades para su regulación: generación, transmisión, distribución y comercialización, quedando cada una de ellas bajo unas normas específicas y con unos principios básicos y generales para los agentes que las desarrollan.

Los participantes del mercado, denominados agentes, son los generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores. La demanda, es decir, los consumidores del servicio, los cuales pueden ser regulados (CR) o no regulados (CNR) se clasifican de acuerdo con su consumo, siendo el límite entre ellos un consumo de 100 kW o 55 MWh-mes según la resolución CREG 131 de 1998 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1998). Los únicos agentes que pueden comprar y/o vender energía en el mercado de energía mayorista son los generadores y comercializadores.

Los segmentos de generación y comercialización se definieron como competitivos (o potencialmente competitivos), mientras que las actividades de transmisión y distribución quedaron definidas como monopolios sujetos a regulación. Se estableció como regla general la introducción de competencia donde fuera posible y la regulación de las actividades monopolísticas. El esquema general de la estructura del mercado se muestra en la Figura 2.

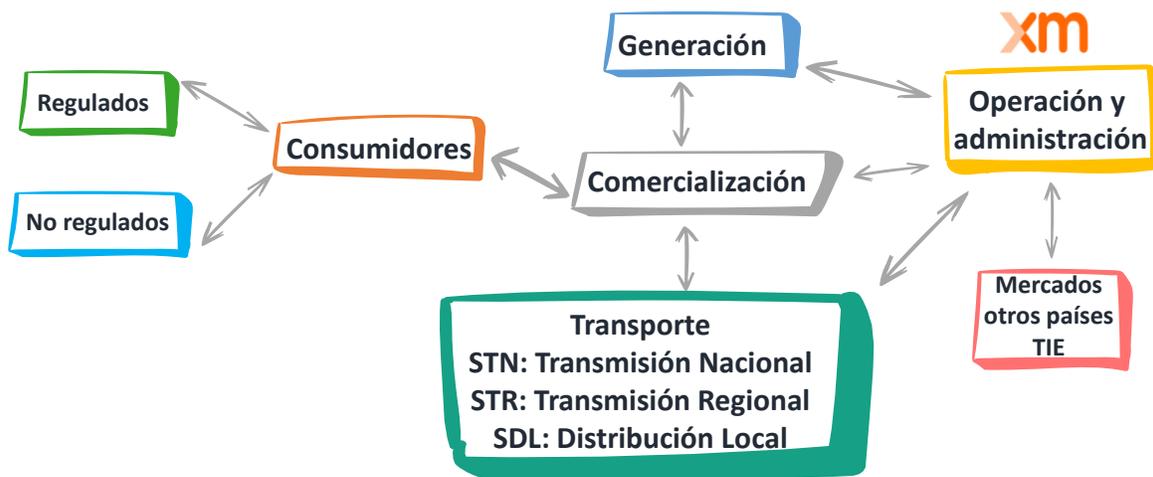


Figura 2. Estructura del mercado
Fuente: Elaboración propia

Las mismas Leyes 142 de 1994 (Congreso de la Republica de Colombia, Ley 142 de 1994, 1994) y 143 de 1994 (Congreso de la Republica de Colombia, Ley 143 de 1994, 1994) establecen límites a la integración vertical de las actividades del servicio público de energía eléctrica, y la obligación de llevar contabilidad separada para cada actividad en aquellas empresas a las cuales les queda permitido desarrollar dos o más actividades. Esto con dos fines específicos: i) evitar los subsidios cruzados entre actividades del sector de energía eléctrica, de forma que cada actividad en forma separada debe ser viable financieramente y ii) promover la competencia en las actividades en que es viable.

De esta forma, a partir del año 1994, las empresas que se crean en Colombia para desarrollar alguna de las actividades del servicio público de energía eléctrica, están limitadas al desarrollo de dichas actividades así:

- Las empresas de transmisión solamente podrán desarrollar esta actividad.

- Las empresas de comercialización podrán desarrollar dicha actividad en forma independiente o en forma conjunta con una de las otras dos actividades, generación o distribución. Es decir, pueden existir empresas comercializadoras, generadoras-comercializadoras o distribuidoras-comercializadoras.
- Además a través de lo establecido en el artículo 298 de la Ley 1955 de 2019 (Congreso de la Republica de Colombia, 2019) las empresas de servicios públicos domiciliarios que tengan por objeto la prestación del servicio público de energía eléctrica y que hagan parte del Sistema Interconectado Nacional, podrán desarrollar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía de manera integrada.

Adicionalmente, la ley ordena a la CREG establecer límites a la participación en la propiedad de las empresas, con el fin de promover la competencia en el mercado. De esta forma, la CREG ha establecido límites a la integración horizontal, especialmente en las actividades de generación y comercialización, las cuales se desarrollan en un ambiente de competencia.

2.1.3. La generación de energía

Actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta de generación conectada al SIN, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

El propietario de una planta de generación puede comercializar la producción de energía eléctrica en el MEM en forma directa creando una Empresa de Servicios Públicos (ESP) que actúe como agente generador del mercado, o en forma indirecta mediante la representación de la planta por parte de una empresa ya constituida como agente generador del mercado, quien actuará en nombre del propietario de la planta con todos los derechos y deberes que la ley y la regulación le asigna a los agentes generadores que participan en el MEM.

Las empresas generadoras pueden transar la energía en la bolsa o mediante contratos bilaterales con otros agentes, bien sea generadores o comercializadores.

2.1.4. Transporte de energía

La actividad del transporte de energía en Colombia es una actividad monopólica, cuyos ingresos son regulados y se reconoce a los dueños de los activos de transmisión o distribución la disponibilidad de estos. Según el nivel de tensión en que operen los activos de transporte, con base en esta clasificación se establece la remuneración:

- Sistema de transmisión nacional (STN): líneas y equipos que operan a niveles de tensión mayores o iguales a 220 kV.
- Sistema de transmisión regional (STR): líneas y equipos que operan a niveles de tensión menores a 220 kV y mayores o iguales a 57.5 kV.
- Sistema de distribución local (SDL): líneas y equipos que operan a niveles de tensión menores o 57.5 kV y mayores o iguales a 1 kV.

El papel de los transportadores de energía en el mercado es pasivo, es decir, no realizan transacciones de compra y venta de energía y no tienen influencia en la formación del precio. Sin

embargo, las empresas propietarias de las redes están obligadas a permitir la conexión y el acceso a los generadores o consumidores que lo soliciten.

El pago de los dineros requeridos para remunerar a los transportadores es realizado por los consumidores, a través de la tarifa que pagan a los comercializadores. A su vez, el comercializador traslada al propietario de los activos el dinero que les corresponde.

2.1.5. La comercialización de energía

A partir de la Ley 143 de 1994 (Congreso de la Republica de Colombia, Ley 143 de 1994, 1994) se inicia una actividad económica en el sector eléctrico, que anteriormente estaba reservada a los distribuidores de energía: la comercialización de energía. En la Ley 142 de 1994 (Congreso de la Republica de Colombia, Ley 142 de 1994, 1994) se define como una actividad complementaria del servicio público de energía eléctrica, y establece un mandato para que se promueva la competencia en esta actividad, en los segmentos en los cuales dicha competencia es factible.

Para hacer factible dicha competencia, como ya se explicó anteriormente, se define que las empresas que desarrollen esta actividad en forma combinada con otras del sector deben llevar su contabilidad en forma separada por cada una de las actividades que desarrolle, de forma que se puedan establecer claramente los costos de prestación y se eviten los subsidios cruzados entre actividades, para que no se restrinja la competencia.

El artículo 1 de la resolución CREG 024 de 1995 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995), define así la actividad de comercialización: “actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los consumidores finales”.

Para prestar el servicio a los consumidores finales, los comercializadores no requieren ser propietarios de activos de generación o de transporte. Sin embargo, según el tipo de integración vertical que tengan con las otras actividades de la cadena, la comercialización es realizada por tres tipos de empresas: los comercializadores-generadores, los comercializadores-distribuidores y los comercializadores dedicados únicamente a esta actividad.

Cualquier consumidor puede elegir libremente entre todos los comercializadores del país que prestan el servicio en su mercado de comercialización; en la resolución CREG 015 de 2008 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008) se define mercado de comercialización como el conjunto de consumidores regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los consumidores conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los consumidores conectados a activos de un transmisor regional dentro de esta misma área.

Si algún consumidor desea ser atendido por un comercializador diferente al del mercado de comercialización al que pertenece, debe cumplir varios requisitos, especialmente los requerimientos técnicos de su medidor de energía establecidos en el código de medida definido en la resolución CREG 038 de 2014 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2014).

La comercialización de energía se materializa a través de transacciones de compra y venta de energía en el MEM, bien sea a través de la bolsa de energía o en contratos, siempre transando con

otros agentes de dicho mercado. En este caso la comercialización es una actividad de intermediación comercial entre unos agentes que venden energía en grandes bloques en el MEM, y otros que la compran para cubrir a su vez otras transacciones en dicho mercado.

La otra opción para desarrollar la actividad de comercialización de energía es la compra en bolsa de energía o en contratos de largo plazo, para vender energía a los consumidores finales. Los agentes comercializadores son los únicos habilitados para vender energía a los consumidores finales, los cuales pueden ser del tipo regulados (CR) o no regulados (CNR).

El comercializador es quien paga por los servicios de generación y transporte, para que los consumidores puedan disfrutar de la energía eléctrica, pero no responde por la calidad del servicio en las redes ni por el suministro confiable de energía, ya que la responsabilidad de dicha calidad y confiabilidad se asigna en la regulación, a los diferentes transportadores y generadores, en función de la remuneración que reciben por la prestación de sus servicios.

Como el comercializador es el responsable frente al cliente final, “compran” todos los servicios asociados requeridos para entregar la energía al consumidor. Esta actividad, principalmente la atención de consumidores regulados, se denomina “comercialización minorista”, la cual se define en la resolución CREG 119 de 2007 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2007) como la “actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los consumidores finales de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la Ley”.

La venta de la energía a los consumidores finales se hace a través de las redes de los sistemas de transporte, pagando los cargos correspondientes a sus propietarios. Como ya se explicó, existen diferentes sistemas de transporte, y conforme el nivel de tensión, se establece la remuneración respectiva.

El comercializador entonces, en esta actividad de intermediación comercial entre los agentes del MEM y los consumidores finales, obtiene el ingreso correspondiente a todas las actividades de la cadena, a partir de la tarifa a los consumidores finales, que a su vez se calcula a partir del costo unitario de prestación del servicio (CU), cuya descripción se realiza la sección 6.4.3.

2.1.6. Tipos de consumidores finales

En Colombia se tienen cuatro tipos de consumidores, tres de ellos se refieren a consumidores del servicio público de energía eléctrica, y el cuarto a la demanda internacional, que hace referencia a las ventas de energía a otros países. Los tipos de consumidores son: consumidores regulados y no regulados, el alumbrado público y las exportaciones internacionales. A continuación, se describen las principales características de los diferentes tipos de consumidores.

2.1.6.1. Los consumidores regulados (CR)

Los CR en Colombia son aquellos consumidores del servicio público de energía eléctrica a quienes les suministran el servicio a cambio del pago de una tarifa establecida a partir de la metodología definida por la CREG.

En Colombia se tiene un sistema de cálculo de tarifas para los consumidores finales bajo el régimen de libertad regulada, que es definido en la Ley 142 de 1994 (Congreso de la Republica de Colombia, Ley 142 de 1994, 1994). La tarifa regulada se calcula a partir del costo unitario de prestación del servicio (CU), del cual se hablará en la sección 6.4.3.

2.1.6.2. Los consumidores no regulados (CNR)

La Ley 142 de 1994 (Congreso de la Republica de Colombia, Ley 142 de 1994, 1994), estableció un límite de consumo inicial, para que los grandes consumidores pudieran acceder al mercado libre de compra de energía.

Posteriormente, y como avance del sector hacia la libre competencia en la comercialización, la CREG ha venido modificando esos límites de consumo, de forma que cada vez son más los consumidores que pueden negociar libremente los precios de la energía que consumen. La resolución CREG 131 de 1998 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1998), modificada por la Resolución CREG 122 de 2003 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2003), los define como:

“... una persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh por instalación legalizada, definidos por la Comisión, cuya energía es utilizada en un mismo predio o en predios contiguos. Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor.” (Subrayado fuera de texto).

En la definición se llama la atención sobre la expresa mención de instalación legalizada en la definición de CNR: cada punto de medida que cumpla con el consumo mínimo establecido puede ser considerado un CNR, pero no se configura un CNR a través de la suma de los consumos de varios medidores. En la actualidad pueden ser CNR los consumidores con demanda máxima mayor o igual a 0.1 MW (100 kW), o con un consumo mensual superior a 55 MWh en el mes, en promedio de los últimos seis (6) meses.

En cuanto a los requisitos para acceder al mercado libre, o lo que es lo mismo, ser un CNR, además del límite de consumos individuales, el consumidor debe manifestar expresamente su voluntad de ser un CNR, a través de la firma de un contrato con un comercializador donde se pacte libremente la tarifa.

Al hacer referencia a la negociación libre de la tarifa, se habla específicamente de los componentes del CU que no son regulados por la CREG. En la sección 6.4.3 se revisarán los diferentes componentes del CU, y cuáles de ellos pueden ser negociados libremente por los CNR con el comercializador que los atiende.

La contratación de energía para los CNR se realiza para períodos de un año en adelante, según lo establecido en la resolución CREG 183 de 2009 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2009). Esta misma resolución establece, como se indicó anteriormente, que cuando un CNR decida cambiar su condición a CR nuevamente, tendrá que mantenerse como CR por tres (3) años, aún si cambia de comercializador.

2.2. Funcionamiento del MEM en Colombia

El marco legal y regulatorio para el sector eléctrico colombiano, ha establecido un mercado de transacciones comerciales, como mecanismo para optimizar la utilización de los recursos de generación, y formar el precio de corto plazo de las transacciones derivadas de la operación del sistema.

La regulación establece que hacen parte del MEM, las operaciones que realizan los agentes generadores y comercializadores tanto en el mercado de corto plazo, denominado la bolsa de energía (pagadas a precio de bolsa), como aquellas que se realizan a través de mecanismos financieros de cobertura mediante contratos bilaterales de energía a plazo.

2.2.1. Mercado de corto plazo (bolsa de energía)

La bolsa de energía es un sistema de información, implementado en un medio electrónico a través del cual se realizan subastas horarias de energía, para determinar el precio de las transacciones y las cantidades de intercambio de energía que resultan de dichas subastas.

Cabe mencionar que, aunque la definición regulatoria del MEM menciona a los agentes generadores y comercializadores como activos en el intercambio de ofertas y demandas de energía, en la práctica, solamente los primeros, los productores de la energía, son los que tienen la posibilidad de presentar ofertas para la energía a transar en la bolsa.

El sector eléctrico colombiano tiene un mercado basado en precios, en el cual los agentes oferentes (generadores) establecen el valor de su energía día a día, incluyendo la percepción del riesgo sobre el bien que se transa. Adicionalmente, el precio de mercado se calcula como el valor del último recurso requerido para atender la demanda. De esta forma, además de los costos variables en que incurre el generador para la producción de energía y la percepción de riesgo, las plantas reciben el diferencial entre dicho precio de mercado y su precio ofertado.

La formación del precio de oferta se resume en la Figura 3, en la cual se describen en forma general los valores que sirven como base para las ofertas de los generadores.

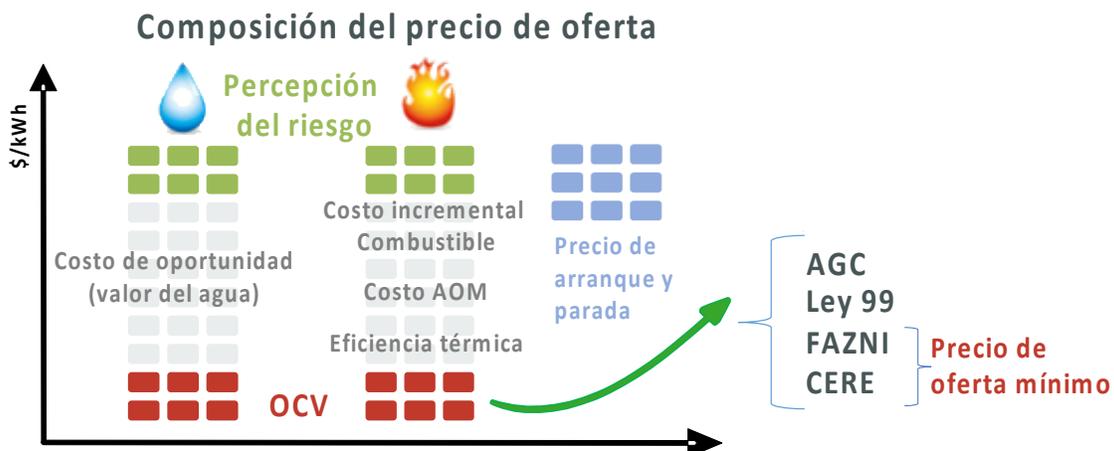


Figura 3: Formación precio de oferta de los generadores

Fuente: Elaboración propia

En esta estructura de costos se destacan otros costos variables (OCV), compuestos a su vez por:

- CERE: costo equivalente real en energía del cargo por confiabilidad.
- FAZNI: fondo de apoyo financiero para la energización de zonas no interconectadas.
- Ley 99: aportes que realizan los generadores a las corporaciones autónomas regionales y a los municipios del área de influencia, para conservación de las cuencas. Corresponde al 6% sobre el precio de bolsa de referencia para las plantas hidráulicas y al 4% para las plantas térmicas
- AGC: costo unitario de AGC, que corresponde al valor que pagan los generadores despachados centralmente por el servicio de AGC, en función de su generación programada.

La regulación establece como mínimo precio de oferta, el valor correspondiente a la suma del CERE y del FAZNI. Cuando un generador presenta a la bolsa una oferta inferior a este valor, el operador del mercado automáticamente modifica dicha oferta por un valor correspondiente a la oferta de la planta más costosa del mercado más 1 \$/MWh.

Actualmente el mercado de corto plazo se realiza en tres etapas que se muestran en la Figura 4 y que se detallan en las secciones 2.2.1.1, 2.2.1.2 y 2.2.3.



Figura 4. Etapas mercado de corto plazo
Fuente: Elaboración propia

- El día anterior a la operación en tiempo real (D-1), se realiza un despacho económico, cuyo objetivo es programar en forma indicativa, la generación para cada uno de los 24 períodos del día D.
- El día de la operación en tiempo real (D), en el cual de acuerdo con las condiciones reales que se vayan presentando en la operación, se ajusta la programación mediante los redespachos.
- El día posterior a la operación en tiempo real (D+1), se realiza un despacho Ideal para calcular el precio de bolsa y realizar la liquidación de las transacciones.

2.2.1.1. Despacho económico

El mecanismo de intercambio de energía en la bolsa se construye a partir de una subasta diaria, en la cual los agentes despachados centralmente presentan una oferta de precio de la energía para el día siguiente, y declaran la disponibilidad de generación para cada una de las 24 horas de ese día siguiente para que el CND realice el programa de despacho económico para determinar la programación de la generación de estos recursos, que permitan atender la demanda para las 24

horas del día siguiente a menor precio con calidad, seguridad y confiabilidad, considerando las reglas definidas para ello.

La resolución CREG 051 de 2009 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2009) define el predespacho ideal:

“El CND encontrará para las 24 horas del despacho, sin tener en cuenta las inflexibilidades de las unidades y/o plantas de generación y sin considerar las restricciones del SIN, un predespacho ideal tal que se tenga un mínimo de precio de oferta ponderado por la disponibilidad declarada más el precio de arranque y parada, de forma horaria para cada generador; sujeto a que la demanda se menor o igual a todas las disponibilidades declaradas”.

El programa de despacho económico se obtiene mediante un proceso de optimización para las 24 horas del día que considera entre otras, las variables de oferta de precio (un precio único para las 24 horas) y declaración de disponibilidad (horaria) informadas diariamente por los agentes generadores, la predicción de la demanda para el día siguiente y las limitaciones en los distintos elementos del sistema. Adicionalmente, considera la expectativa de generación informada por las plantas no despachadas centralmente y la de las plantas filo de agua.

El programa de despacho económico es de obligatorio cumplimiento para las plantas de generación que son despachadas centralmente. Para las plantas no despachadas centralmente (menores a 10 MW o con capacidad entre 10 MW y 20 MW), el despacho realizado por el CND es indicativo.

2.2.1.2. Despacho ideal

Para la determinación del precio de la energía, debe tenerse en cuenta que el MEM en Colombia corresponde a un sistema de nodo único, en el cual, el precio de la energía se determina de forma independiente a los costos de la red por la que se transporta, y estos últimos se remuneran directamente a los dueños de los activos y a quienes prestan los servicios asociados a la congestión de las redes, mediante mecanismos diseñados para el efecto.

Posterior a la operación real del sistema (finalizado el día de operación), se elabora un despacho ideal para cada día, determinando los recursos que se requieren para atender la demanda total del sistema, considerando los precios de oferta, la disponibilidad real de cada uno de los agentes generadores, la demanda real presentada en el sistema, y sin considerar las restricciones de la red. Las plantas no despachadas centralmente y las plantas filo de agua, son consideradas en la base para el cálculo del despacho ideal, con una disponibilidad igual a su generación real, es decir, estas plantas son tomadoras de precios.



Figura 5. Flujo de información para el despacho ideal

Fuente: Elaboración propia

A partir de este despacho ideal, se determina el precio en la bolsa de energía, el cual se utiliza para valorar todas las transacciones de compra y venta resultantes, en los procedimientos de liquidación comercial. La Figura 5 muestra el flujo de información del despacho ideal.

El precio del recurso que atiende el último megavatio de energía corresponde al Máximo Precio Ofertado (MPO) para atender la demanda (sin considerar los precios de las plantas inflexibles). La resolución CREG 025 de 1995 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995) define una unidad es inflexible cuando las características técnicas de la unidad hacen que genere en una hora a pesar de que su precio de oferta es superior al costo marginal del sistema, o cuando se modifica la disponibilidad declarada después de la hora de cierre de las ofertas y antes del período de reporte de cambios para el redespacho.

Para determinar el precio de bolsa, al MPO de cada hora, se le suma un valor Δ_i , que corresponde a los costos de arranque y parada de todos los generadores térmicos requeridos en el despacho ideal, y que no alcanzan a ser remunerados con el diferencial entre el precio de bolsa y su respectivo precio de oferta, y los costos de la generación fuera de mérito correspondiente a las características técnicas de las plantas de generación (inflexibilidades).

Estos diferenciales de costos para el día se suman, y se dividen por el total de la demanda del sistema, para hallar el valor de Δ_i correspondiente. Esto implica que toda la energía del sistema se recauda a través del precio de venta, bien sea en contratos o en bolsa, un valor que corresponde a la remuneración de los costos de arranque y parada de las plantas térmicas y a las inflexibilidades que se requieren para atender la demanda en el despacho ideal.

Por tanto, el precio de transacción de energía en bolsa corresponde al MPO en cada hora, más el Δ_i calculado para el día respectivo esto se ve gráficamente en la Figura 6.

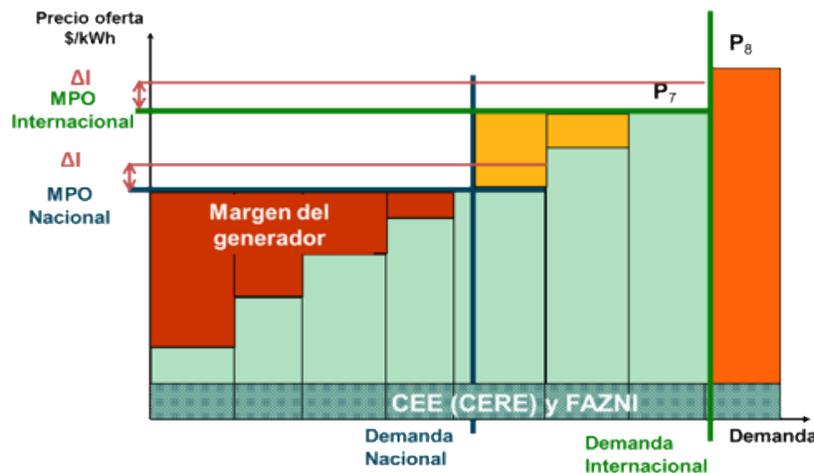


Figura 6. Formación del precio de bolsa
Fuente: XM (XM, 2007)

2.2.2. Mercado de largo plazo (contratos de energía)

El literal a) del artículo 7 de la resolución CREG 024 de 1995 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995) define:

“(...) Contratos de energía a largo plazo: son aquellos en que generadores y comercializadores pactan libremente las condiciones, cantidades, y precios para la compra y venta de energía eléctrica a largo plazo. (...)”

Al hablar de “largo plazo” en la denominación de los contratos, se hace referencia más a “transacciones a plazo”, que se ejecutan en un período futuro con respecto al momento en que se hace la negociación, y no necesariamente hace referencia a períodos prolongados de tiempo, puesto que estos instrumentos de cobertura pueden acordarse entre las partes para plazos que van desde un día en adelante.

Tal como se establece, los contratos de energía se realizan entre dos partes, al ser acuerdos bilaterales, que corresponden a los generadores y comercializadores registrados en el mercado. Sin embargo, dadas las condiciones en que se realizan las transacciones en el mercado, una misma empresa, actuando en calidad de agente generador y de agente comercializador, puede celebrar un convenio interno de entrega de energía, que determina la forma de liquidar las transacciones para cada uno de estos agentes en el MEM, y en particular en la bolsa de energía.

Por tanto, las dos partes pueden ser la misma empresa, y si bien se tratan de un mismo ente jurídico, para los efectos del MEM, dicha empresa puede actuar como dos agentes del mercado diferentes, generador y comercializador.

La principal característica de los contratos de largo plazo de energía en Colombia es que son de carácter financiero, y no obligan la entrega física de energía por parte del vendedor al comprador, es decir no inciden en la programación de los recursos de generación (despacho económico) ni en la determinación del precio de bolsa (despacho ideal).

Se utilizan para cubrir el riesgo de precio que pueden enfrentar tanto el comprador como el vendedor en el mercado de corto plazo. Son contratos tipo forward, que se negocian para períodos futuros, con el fin de asegurar el precio de transacción para una cantidad del bien que cubre las necesidades de las partes.

Cabe anotar que tanto los comercializadores (normalmente agentes que demandan) como los generadores (normalmente agentes que tienen energía disponible), van a la bolsa de energía a comprar o vender sus faltantes o sobrantes de energía respectivamente, con respecto a sus transacciones en contratos.

El comprador y el vendedor en un contrato tienen la obligación de registrar la negociación ante el ASIC, para que sea considerada en la determinación de las transacciones de energía en la bolsa para cada una de las partes contratantes.

Sin embargo, el hecho de registrar el contrato de forma anticipada a la operación no implica como ya se mencionó, que el mismo sea considerado en la determinación de los flujos físicos de la energía a través de la red.

La resolución CREG 023 de 2000 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2000) establece dos tipos básicos de contratos: pague lo contratado, y pague lo demandado.

2.2.3. Liquidación de energía en bolsa

Como ya se explicó, los contratos de energía a plazo explicados en el numeral anterior, sirven para cubrir la exposición de los agentes, vendedores y compradores, al precio de corto plazo que se transa en la bolsa de energía.

En ambos casos, comercializadores (normalmente agentes que demandan) y generadores (normalmente agentes que tienen energía disponible), van a la bolsa de energía a comprar o vender sus faltantes o sobrantes de energía respectivamente, con respecto a sus transacciones en contratos. Las transacciones en la bolsa de energía se calculan para cada agente del mercado, comercializador o generador, a partir de la demanda comercial o la generación ideal respectivamente, es decir que para la liquidación comercial de las transacciones de los agentes generadores en el MEM se utiliza el despacho ideal, que es el mismo despacho a partir del cual se establece el precio de la energía en bolsa.

A partir de la generación ideal de las plantas que representa en el mercado cada agente generador, y las ventas de energía en los contratos, se establecen las compras y ventas de energía en bolsa para este tipo de agentes. De esta forma, si un agente generador tiene una o varias plantas que aparecen con generación en el despacho ideal, es decir, que fueron competitivas por precio durante el día, es con esta generación ideal que atiende sus compromisos de venta de energía en contratos de largo plazo. En caso de presentarse excedentes, los venden en la bolsa de energía al precio de la hora respectiva, y si le llegara a faltar, compra dichos faltantes igualmente en la bolsa. Por supuesto, en caso de tener ventas en contratos, estas ventas también las pueden cubrir con la compra en otros contratos de energía en el MEM; la Figura 7 muestra la liquidación de la energía para un generador.

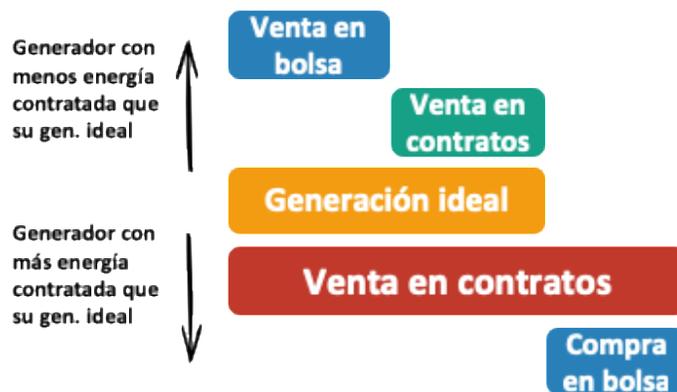


Figura 7. Liquidación de la energía para un generador
Fuente: Elaboración propia

2.2.4. Restricciones

En la resolución CREG 062 de 2000 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2000) se definen las restricciones como las limitaciones que se presentan en la operación de un sistema de potencia, que tiene su origen en la capacidad de la infraestructura eléctrica asociada, o en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad. Las restricciones se clasifican según su naturaleza en eléctricas y operativas, como se muestra en la Figura 8.



Figura 8. Clasificación de las restricciones
Fuente: Elaboración propia

Para mitigar dichas restricciones se requiere identificar, clasificar y asignar la generación de seguridad o generación forzada.

La liquidación de las restricciones partió de la base que el diseño del mercado de energía colombiano es uninodal, es decir el precio del mercado se calcula sin considerar la red, por tanto, es el resultado de un despacho ideal el cual difiere del despacho real. Siendo así necesario conciliar el resultado del despacho real con el despacho ideal. Es ésta la razón por la cual la regulación definió las reconciliaciones positivas y negativas. Donde la positiva es cuando la generación real es mayor que la ideal y la negativa lo contrario. El costo de las restricciones es el resultado de la resta de las reconciliaciones positivas menos una porción de las negativas que se asignan para aliviar el AGC.

2.2.5. Reconciliaciones

La resolución CREG 024 de 1995 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995) define la reconciliación como la compensación (positiva o negativa) que se debe aplicar a los generadores para cada uno de sus recursos ofertados, debido a las diferencias entre el despacho ideal, con base en el cual se atienden los contratos de energía a largo plazo y la generación real.

Para determinar los costos de las restricciones, se liquidan las reconciliaciones positivas y negativas, la liquidación corresponde al cálculo de las cantidades de reconciliación multiplicadas por el precio de estas. En primera instancia, se calculan las cantidades de reconciliación como la diferencia entre la generación real y la generación ideal de cada planta o recurso de generación. Un generador espera recibir en esencia remuneración por toda su generación real.

Una vez se obtienen las cantidades para cada planta, se determinan los precios de reconciliación positiva o negativa asociados para establecer los valores finales de las reconciliaciones que serían en cada caso el precio por la cantidad de reconciliación.

Precio de reconciliación positiva por generaciones de seguridad: Son los precios asociados con generaciones de seguridad fuera de mérito, se presenta cuando la generación real es mayor que la generación ideal ($GR > GI$), es decir, el agente vende reconciliación (recibe).

Precios de reconciliación negativa: Son los precios asociados con generaciones desplazadas en el despacho real por generaciones de seguridad fuera de mérito, se presenta cuando la generación real es menor que la generación ideal ($GR < GI$), es decir, el agente compra reconciliación (paga).

2.2.6. Cargo por confiabilidad

El Cargo por Confiabilidad (CXC) definido por la resolución CREG 071 de 2006 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006) es un esquema de remuneración cuyo objetivo principal es asegurar la confiabilidad en el suministro de la energía en el largo plazo con precios eficientes. Viabiliza la inversión en recursos de generación de energía eléctrica para garantizar la atención de la demanda en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador.

Uno de los componentes esenciales del esquema es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de los generadores, respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. La Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.

Para estos propósitos, se subastan entre los generadores las OEF que se requieren para cubrir la demanda del sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado conocida como CERRE, y se compromete a entregar la OEF cuando el precio de bolsa supera un umbral de precio previamente establecido por la CREG y denominado precio de escasez de activación. Dicha remuneración es liquidada y recaudada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) como una componente del mercado de corto plazo. Este cargo es trasladado por los comercializadores a la demanda a través de los precios de los contratos o de los precios de bolsa.

La subasta de cargo por confiabilidad realiza cuando el balance entre la oferta de energía firme y la demanda objetivo no es suficiente; estas solo tienen lugar cuando se estima que la demanda de energía no puede ser cubierta con la energía firme de los activos de generación existentes y la de los que entrarán en operación durante ese periodo de tiempo. Se subastan asignaciones de OEF, en una subasta de sobre cerrado donde participan generadores, inversionistas y la demanda (función de precio y cantidad de energía determinada por la CREG); en esta subasta participan los agentes (generadores e inversionistas) que hayan enviado la información requerida para participar y que cumplan con los requisitos, los agentes participan presentando una garantía al promotor de la subasta para el pago de la comisión de éxito.

2.2.6.1. Precio de escasez

La resolución CREG 071 de 2006 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006) que fue modificada en temas relacionados con el precio de escasez (PE) por la resolución CREG 140 de 2017 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2017), definió el PE como un valor definido por la CREG y actualizado

mensualmente, que determina el nivel del precio máximo al que se remuneraran las OEF de una planta específica. El valor del PE (PE_{071}) es el que corresponde al vínculo resultante de la subasta o el mecanismo que haga sus veces o del menú de corto plazo o el menú de largo plazo. El PE (PE_{071}) está definido por la siguiente ecuación:

$$PE_m = PE_{m-1}^c + OCV_{m-1} + COM_{m-1}$$

Precio de escasez total (\$/kWh) ←

Precio de escasez parte combustible vigente (\$/kWh) ↑

Suma CEE, FAZNI, Ley 99 y AGC (\$/kWh) ↑

Parte variable COM (\$10.667/kWh junio 2006) ↑

$$PE_m^c = PE_{ene\ 2014}^c \times \frac{Indice_{m-1}}{Indice_{dic\ 2013}} \times TRM$$

Precio de escasez parte combustible enero 2014 (US\$/kWh) ↓

Promedio aritmético precio cierre Platts US Gulf Coast Residual Fuel No. 6 1.0% sulfur fuel oil en base del mes diciembre 2013 ↓

Oficial del día de cálculo ↑

La resolución CREG 140 de 2017 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2017) adicionó las siguientes definiciones de precios de escasez:

- PE de activación (PE_a): Es el valor máximo entre el PE calculado como se define en el anexo 1 de la resolución CREG 071 de 2006 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006) y el precio marginal de escasez. Este concepto también define la regla de activación de la condición crítica, es decir, el nivel de precio de bolsa que debe ser superado para requerir todas las OEF.
- Precio marginal de escasez (PME): precio definido y actualizado mensualmente según metodología de la resolución CREG 140 de 2017 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2017).
- PE ponderado (PE_p): Es el valor al cual se liquidan las transacciones de compra y venta en la bolsa en las horas en las cuales el precio de bolsa supera el PE de activación (periodo crítico). Corresponde al promedio ponderado entre las OEF remuneradas con PME y las que continúan con el PE_{071} .

El PE será el que remunera en periodo crítico la energía comprometida en OEF según corresponda:

- PME: para las OEF que se asignen en un futuro o para aquellos que opten por el menú de corto plazo o largo plazo. Planta que tiene costo variable ubicado en el 98% de oferta de OEF.
- PE_{071} para las OEF de los generadores que continúen con las reglas de asignación originales y no opten por el menú.

Esta sección se presentaron conceptos básicos del funcionamiento del MEM colombiano, que permitirán entender los temas de las secciones posteriores. La siguiente sección explora la regulación existente de RD, y los trabajos relacionados en el país y a nivel internacional

3. Marco teórico de la respuesta de la demanda

Esta sección presenta un estado del arte de la normativa existente a la fecha relacionada con la RD en el país, está organizada de forma cronológica y tiene como objetivo de dar al lector un marco normativo amplio y dejando en evidencia no solo la terminología, sino adicionalmente condiciones actuales que permiten que un consumidor pueda participar en los programas de respuesta de la demanda.

Se inicia con la **Ley 697 de 2001** (Congreso de la Republica de Colombia, Ley 697 de 2001, 2001) mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía y se promueve la utilización de energías alternativas.

Esta ley declara que estos dos conceptos son de interés social, público, de conveniencia nacional y son fundamentales para asegurar confiabilidad en el abastecimiento, la competitividad de la economía, la protección al consumidor y la promoción de energías sostenibles con el medio ambiente. La Ley determina la creación del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE) cuyo objetivo es aplicar gradualmente programas para que toda la cadena energética este cumpliendo con los niveles mínimos de eficiencia y promover el uso de forma de energía no convencionales.

La resolución **CREG 071 de 2006** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006) contiene la metodología para la remuneración del CXC en el MEM, allí se define la DDV como la demanda de energía de los consumidores que están dispuestos a reducir su consumo a cambio de una contraprestación. Adicionalmente se define a la DDV como un mecanismo (anillo de seguridad) orientado a facilitar las OEF de los agentes que participan del CXC. Este anillo de seguridad permitiría que los generadores que no puedan cumplir con sus OEF, negocien con los consumidores pertenecientes a la DDV.

En 2008 mediante la circular 107 de 2008 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008) la CREG publicó el documento CREG 087 de 2008 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008) con el fin de divulgar la propuesta y plantear los mecanismos para que los agentes del MEM participen en el esquema de DDV. En este documento CREG se aclara que la DDV es voluntaria por lo que los compradores y los comercializadores pueden optar por participar y que además se utilizará cuando un generador anticipe que requiere el mecanismo para cumplir con su OEF. Se detalla que el producto de la DDV es la energía reducida en un día (kWh-día) por parte de un comercializador y que la reducción de energía es pactada en un contrato bilateral entre el generador y el comercializador (este último es el representante de un consumidor o grupo de estos); otros participantes serán el CND y el ASIC para la coordinación operativa y las transacciones comerciales.

Además, en este documento se aclara que los autogeneradores no pueden participar del mecanismo; se habla que los requerimientos del equipo de medida el cual debe incluir la posibilidad de lectura remota; se muestra que los incentivos son directamente para los generadores con sus OEF, pero no es explícito con los beneficios para los consumidores. El procedimiento para aplicar a la DDV detalla que es el comercializador el que debe informar a los consumidores del mecanismo, este también debe realizar todas las gestiones técnicas para adecuar la frontera comercial, registrar al consumidor y la frontera como DDV ante el ASIC. El ASIC publicará diariamente la información de la cantidad de DDV no comprometida y el agente generador realizará las gestiones para la firma del

contrato bilateral, es el generador quien debe registrar el contrato ante el ASIC; cuando el generador active el mecanismo avisa al comercializador y este último coordina a los consumidores.

La resolución **CREG 176 de 2009** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2009) ordena hacer público un proyecto de resolución para regular el anillo de seguridad del cargo por confiabilidad DDV, esta resolución está acompañada del documento CREG 133 de 2009 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2009) con los comentarios hechos por los agentes sobre la circular 107 de 2008 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008) y el documento 087 de 2008 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008).

La resolución **CREG 063 de 2010** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010) fue la resolución final, esta regula la DDV como mecanismo de seguridad del cargo por confiabilidad y recopila lo publicado en la CREG 087 de 2008 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2008). Además, está acompañada del documento CREG 055 de 2010 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010) con los comentarios hechos por los agentes sobre la CREG 176 de 2009 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2009).

Tres años después se publicó la resolución **CREG 116 de 2013** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2013) la cual ordena hacer público un proyecto de resolución que modifican las resoluciones CREG 063 de 2010 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010) y CREG 071 de 2006 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006) en relación con la verificación y liquidación de la DDV y el cálculo de la disponibilidad comercial dentro de la remuneración real individual diaria del cargo por confiabilidad. Junto a esta resolución se publican los documentos CREG 076 de 2013 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2013) y 077 de 2013 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2013).

El documento CREG 076 de 2013 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2013) tiene como objetivo analizar el proceso de liquidación de la DDV y concluye que no se debe considerar la DDV como generación no despachada centralmente (NDC), lo cual resulta más conveniente para que el agente generador haga uso de dicho mecanismo sin afectar las transacciones comerciales de los agentes del mercado, lográndose además cubrir la curva de demandas de los consumidores del SIN.

El documento CREG 077 de 2013 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2013) tiene como objetivo analizar la liquidación de la DDV, la verificación de la desconexión de la DDV y la consideración de los contratos de respaldo en el cálculo de la remuneración real individual diaria.

Después se publica la resolución **CREG 203 de 2013** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2013) que modifica las resoluciones CREG 063 de 2010 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010) y CREG 071 de 2006 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006) y que es el producto final del proyecto de resolución propuesto en CREG 116 de 2013 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2013) junto al documento CREG 145 de 2013 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2013) como análisis de los comentarios de la CREG 116 de 2013 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2013). Hasta este punto se había hablado únicamente de la gestión de la demanda como la DDV, la cual pertenece a una serie de mecanismos para asegurar las OEF de los agentes generadores participantes del cargo por confiabilidad. Las siguientes regulaciones se hablan de RD en términos de alivio de restricciones ante condiciones de escasez y con un esquema de incentivos de acuerdo con el precio del mercado mayorista.

Un año después se publica la **Ley 1715 de 2014** (Congreso de la Republica de Colombia, 2014) con la cual se pretende la promoción de la gestión eficiente de energía como la RD, entre otros propósitos. La finalidad de la ley es establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción de la RD, suprimiendo o superando gradualmente las barreras de tipo jurídico, económico y de mercado creando las condiciones propicias para el desarrollo de un mercado de RD.

La definición de la RD según la Ley 1715 de 2014 (Congreso de la Republica de Colombia, 2014) está dada como cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta de precios o incentivos para inducir bajos consumos. En esta Ley, el MME facultó a la CREG para que sea la encargada de establecer mecanismos regulatorios que incentiven la RD con el fin de desplazar los consumos de horarios punta y se procure el aplanamiento de la curva de demanda. Esta ley habla de que el gobierno se encargará de financiar las acciones de RD incluidas en el PROURE; también que se apoyarán las iniciativas de RD en zonas no interconectadas (ZNI).

En 2014 también se publica la resolución **CREG 098 de 2014** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2014) la cual ordena hacer público el proyecto de resolución que regula la RD para el mercado diario en condiciones de escasez; entendiéndose escasez como la condición en la cual el precio de bolsa es mayor al precio de escasez (PE). En esta resolución se habla que son los comercializadores los que representan a los consumidores interesados en participar voluntariamente en el mecanismo de la RD, sean estos consumidores regulados o no regulados; se explica cuál es el producto del mecanismo de RD, los participantes, la metodología para el funcionamiento, los deberes y compromisos de las partes, el equipo de medida necesario, el funcionamiento del mecanismo, las fronteras y la liquidación.

Adjunto a esta resolución está el documento CREG 056 de 2014 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2014), en el cual se explica detalladamente el mecanismo de RD. Allí se habla que la RD está fundamentada en el esquema de la DDV tal como se publicó en la resolución CREG 063 de 2010 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010) incluyendo las modificaciones hechas en la resolución CREG 203 de 2013 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2013). Sin embargo, existen diferencias, ya que el esquema de RD es la demanda la que reduce su consumo a la señal de precio del mercado de mayorista. La señal de precio para que se active el mecanismo se da teniendo en cuenta el precio de oferta de reducción de energía, que envía la demanda que participa en la RD; este precio debe ser mayor a un margen por encima del PE (este precio de oferta debe ser mayor al 108% del PE), con el fin que se pueda tener un incentivo para la participación en el mecanismo de RD.

Se explica también que el incentivo de la RD será una remuneración igual a la cantidad de demanda reducida por la diferencia del precio de bolsa y el PE para la hora en que se verifica la reducción de energía, este incentivo sería pagado por los agentes generadores en los casos en los que su generación ideal sea menor a sus OEF en condiciones de escasez. Adicionalmente en este documento se habla de la necesidad de hacer ajustes al cargo por confiabilidad, ya que el sistema no está exento de posibles racionamientos y se deben ajustar las asignaciones de OEF cuando por parte de un generador se produzca racionamiento al incumplir con sus OEF.

El **Decreto 2492 de 2014** (Ministerio de Minas y Energía, 2014) por el cual se adoptan disposiciones en materia e implementación de mecanismos de RD, dice que la CREG debe diseñar cargos para la remuneración de la transmisión y la distribución que incluyan tarifas horarias y/o canastas de tarifas

de forma tal que permitan incentivar económicamente el uso más eficiente de la infraestructura y la reducción de costos de prestación del servicio. Adicionalmente este decreto habla de que la CREG debe diseñar mecanismos en la fórmula tarifaria que permitan llegar al consumidor final las señales horarias. En este decreto se menciona que las tarifas horarias solo aplicarían para los consumidores que cuenten con el equipo de medida necesario para su implementación.

La resolución **CREG 011 de 2015** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015) por la cual se regula el programa de RD para el mercado diario en condición crítica; entendiéndose la condición crítica como una situación del MEM cuando el precio de bolsa es mayor al PE. Adjunto a esta resolución está el documento CREG 009 de 2015 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015) que recopila los comentarios hechos por los agentes a la resolución CREG 098 de 2014 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2014). Lo que se dispone en esta resolución se convierte en normativa del reglamento de operación que regula el funcionamiento del mercado mayorista de energía CREG 024 de 1995 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995) y CREG 025 de 1995 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1995). Esta resolución le aplica a los comercializadores que representan a los consumidores interesados en participar en el programa de RD.

En esta resolución se definen las características del programa de RD; inicialmente se define el producto como la energía reducida en MWh, con respecto a los consumos de energía del consumidor o un grupo de estos, representados por un comercializador. El comercializador debe ofertar esta reducción al MEM de acuerdo con la metodología planteada.

Los participantes de este programa serán los comercializadores como vendedores, quienes representan a un consumidor (o grupo de consumidores), estos últimos deben tener su frontera comercial con reporte al ASIC. Es importante mencionar que esta resolución define que el comercializador que represente a los consumidores puede ser diferente de aquel que lo atiende para el suministro de energía. Además, el comercializador que representa la demanda en el programa de RD podrá ser un agente comercializador que agrega carga en el MEM; este comercializador deberá tener acceso (lectura de la identificación de la frontera comercial, las mediciones realizadas y los parámetros configurados en el medidor) a las mediciones realizadas de la frontera comercial del consumidor, de acuerdo con lo establecido en el artículo 17 de la resolución CREG 038 de 2014 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2014).

El comercializador representante de los consumidores debe enviar una oferta identificando las fronteras de los consumidores participantes en el programa de RD, incluyendo el precio para las 24 horas en valores enteros de \$/MWh y la declaración de reducción de energía en valores enteros de MW para cada periodo. Esta oferta debe ser enviada al CND en los mismos plazos establecidos en la regulación para las Plantas Despachadas Centralmente (PDC). Esta misma resolución establece los deberes de los participantes en el programa de RD.

Explica que el compromiso de RD es que los consumidores se comprometen a reducir su consumo del SIN a cambio de recibir la diferencia del precio de bolsa y el PE por la energía reducida. El costo del incumplimiento de este compromiso implicará el cobro del costo de las desviaciones mayores al 5% entre el despacho programado de RD y la reducción de energía verificada de RD, este valor será liquidado por el ASIC al comercializador que representa a los consumidores.

El equipo de medida debe cumplir con los requisitos exigidos para las fronteras de los consumidores no regulados y permitir la lectura remota, en caso de que el equipo del consumidor no cumpla con

estas características el comercializador debe hacer los ajustes correspondientes. El OR y el comercializador tendrán acceso a la lectura remota.

Esta regulación establece de esta manera el funcionamiento de RD: el comercializador informará a los consumidores sobre el programa, de sus beneficios y perjuicios; si los consumidores deciden participar el comercializador debe adecuar técnicamente la frontera comercial y registrarla ante el ASIC; el comercializador enviará la oferta horaria; el CND calculará la energía a reducir tal que el precio de bolsa del predespacho ideal sea mayor o igual al 108% del PE; cuando se active el programa de RD el CND avisará al comercializador (se permiten redespachos del comercializador), el ASIC realizará verificaciones de reducciones de energía de RD y modificará el despacho ideal para que el máximo precio de oferta de la bolsa para atender la demanda nacional sea mayor o igual al precio de la oferta de reducción de energía verificada; el ASIC realizará la liquidación.

El **Decreto 1073 de 2015** (Ministerio de Minas y Energía, 2015) denominado decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía, es un compilatorio de normas reglamentarias preexistentes. En el libro 1 de este decreto se muestra la estructura del sector minero energético, en el libro 2 muestra el régimen reglamentario del sector empezando por el sector hidrocarburos en el título I; seguido del sector de gas en el título II; en el título III habla sobre el sector energía eléctrica allí se detallan las definiciones referentes al sector, a continuación se habla de las actividades principales y complementarias del sector eléctrico, el procedimiento para el servicio en las ZNI, la política energética para la entrega de excedentes de autogeneración, la política de la actividad de comercialización, los subsidios y contribuciones, los fondos eléctricos (FAER, FAZNI, PRONE, FOES), procedimientos policivos, organismos (CNO, CONTE), aspectos generales del servicio público de energía, medidas tendientes al URE y obras de generación de energía eléctrica. El título IV habla sobre la energía nuclear y el título V habla sobre el sector minero. El libro 3 tiene las disposiciones finales.

El **Decreto 2108 de 2015** (Ministerio de Minas y Energía, 2015) adiciona el decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía, Decreto 1073 de 2015 (Ministerio de Minas y Energía, 2015), en lo relacionado con las medidas para garantizar la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, durante la ocurrencia de circunstancias que pongan en riesgo su prestación. Este decreto adiciona el artículo 2.2.3.2.1.4 a (Ministerio de Minas y Energía, 2015) “adopción de medidas en situaciones de extraordinarias” este artículo le da potestad a la CREG para adoptar medidas necesarias para garantizar la continuidad y confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica, ante la presencia de circunstancias extraordinarias que afecten la prestación del servicio; estas medidas tendrán vigencia por seis (6) meses prorrogables y la CREG las levantará una vez se reestablezca la normalidad.

La resolución **CREG 212 de 2015** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015) por la cual se realizan algunos ajustes a la resolución CREG 011 de 2015 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015). Esta resolución modifica el numeral 2 del literal b del artículo 7 de la resolución CREG 011 de 2015 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015) para que cuando la frontera comercial no cumpla con el modelo de estimación de la línea base de consumo, el ASIC le informe al comercializador que representa a los consumidores que participan en el programa de RD. También modifica el compromiso de RD expuesto en el artículo 8 de la resolución CREG 011 de 2015 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015), de forma que el compromiso de RD consiste en que los consumidores se comprometen a reducir su consumo del SIN a cambio de recibir como mínimo el producto de la oferta de precio multiplicada por la energía reducida y verificada.

Se modifica el artículo 10 de la resolución CREG 011 de 2015 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015) de tal forma que al momento que el comercializador registre la frontera ante el ASIC, el formato incluya la cantidad máxima de demanda horaria a reducir del consumidor para el despacho diario; adicionalmente la oferta de precio de reducción de energía que haga el comercializador está sujeta a la confidencialidad de información establecida en la resolución CREG 138 de 2010 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010) igual como aplica para la ofertas de precio de los generadores en el MEM. También modifica que cuando se finalice el envío de ofertas por parte del comercializador, el CND calculará el predespacho ideal incluyendo la RD.

Para despachar la RD se debe cumplir que el precio máximo de oferta del predespacho ideal para atender la demanda total doméstica menos 1,08 veces el PE sea mayor o igual a la oferta de precio de reducción de energía de la RD hecha por el comercializador. Las ofertas de reducción se tendrán en cuenta de menor a mayor precio en el predespacho ideal; se modifica el tiempo en el que el ASIC informará los valores que cambien el umbral del 8% establecido en la condición de despacho de la RD.

Adicionalmente modifica el artículo 12, 13, 14, 15, 16, 20 de la resolución CREG 011 de 2015 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015) se añade un artículo que habla sobre los consumos a tener en cuenta para la verificación de reducción de energía en el programa de RD; adicionalmente se modifica el artículo 18 de la resolución CREG 063 de 2010 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010) y se menciona que es tarea del operador del mercado (CND) proponer a la CREG el procedimiento para la activación de la RD en el predespacho ideal.

La resolución **CREG 025 de 2016** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016) por la cual se adopta el procedimiento que utilizará el centro nacional de despacho (CND) para activar el programa de RD en el predespacho ideal, programa establecido en la resolución CREG 011 de 2015 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015). Esta resolución es expedida en un momento crucial debido a la presencia del fenómeno de El Niño, donde el país requería reducir el consumo nacional de energía y para ello se podría aprovechar los recursos disponibles de generación de respaldo o de emergencia de los consumidores y así mitigar el impacto de El Niño. Por lo que fue imperioso flexibilizar los requisitos de medición de los consumidores no regulados con plantas que quieran participar en el programa de DDV de CREG 063 de 2010 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010) y en el programa de RD de la resolución CREG 011 de 2015 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015).

Así que la resolución CREG 025 de 2016 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016) tiene como objetivo reglamentar los procedimientos de activación de la RD para el mercado en condición crítica en el predespacho ideal; el ajuste de la verificación horaria del programa de DDV y el procedimiento transitorio que flexibiliza la medición de los programas de DDV y RD para incentivar la demanda en estos programas. Se modificó el artículo 13 de la resolución CREG 011 de 2015 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015) que habla sobre las fronteras con medición directa de reducción de energía, dependiendo de la situación a que corresponda la RD.

Con el fin de incentivar la participación de la demanda en los programas de RD y DDV, se modifican los artículos 11 y 9 de las resoluciones CREG 063 de 2010 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010) y la CREG 011 de 2015 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015) respectivamente, solamente con las siguientes exigencias: la frontera comercial del consumidor que se registre como

DDV deberá cumplir con los requisitos exigidos para las fronteras de los consumidores no regulados definidos en la resolución CREG 038 de 2014 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2014), adicional el medidor de la energía generada por la planta de emergencia como mínimo deberá cumplir con los requisitos del tipo del punto de medición número 5 del artículo 9 de en la resolución CREG 038 de 2014 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2014).

Adicionalmente se modificó el artículo 12 de resolución CREG 063 de 2010 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010) y el artículo 15 de resolución CREG 011 de 2015 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015), se habla que el valor a cargo del programa de la RD debido al recaudo del costo equivalente real en energía (CERE) no aplica cuando el precio de bolsa para la demanda total doméstica sea menor o igual al PE más el CERE.

Esta resolución muestra el procedimiento del CND para la activación de RD, allí se establece que la oferta de RD la deben hacer los comercializadores mediante un formato por medio de correo electrónico con información detallada de comercializador, consumidores, precio, barras operativas y energía a reducir; estas ofertas se deben enviar de forma diaria. El procedimiento de activación de RD se basa en el modelo de predespacho definido en el artículo 5 de la resolución CREG 076 de 2009 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2009).

El **Decreto 388 de 2016** (Colombia, 2016) por el cual se adiciona el decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía (Ministerio de Minas y Energía, 2015) con el fin de adoptar medidas tendientes a la prestación eficiente del servicio público domiciliario de energía eléctrica en circunstancias extraordinarias. Este decreto se expide en una época de baja hidrología, un fenómeno de El Niño que ha incrementado las temperaturas y como consecuencia incrementos en la demanda y sucesos inesperados concernientes a salidas técnicas del sistema de algunos generadores hidráulicos (560 MW de Guatapé – EPM y la principal reserva que alimenta la cadena Guatapé-Playas-San Carlos) y térmicos (230 MW de Flores IV - Celsia); que redujeron la franja de seguridad para garantizar el servicio de energía eléctrica y ponían en riesgo la prestación del servicio en horas de alta demanda.

Por lo que se requirió que la CREG adoptara de manera temporal medidas regulatorias que permitieran la seguridad en la prestación del servicio de energía eléctrica, de esta forma (Colombia, 2016) adiciona un inciso al artículo 2.2.3.2.1.4 a la sección 1 del capítulo II del título III de la parte 2 del libro 2 del cual fue incluido según (Ministerio de Minas y Energía, 2015); en el cual indica que la CREG podrá ajustar las fórmulas tarifarias para establecer un esquema diferencial que promueva el ahorro en el consumo de energía por parte de los consumidores.

La resolución **CREG 029 de 2016** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016) definió un esquema de tarifas diferenciales para establecer los costos de prestación del servicio de energía eléctrica a consumidores regulados en el SIN para promover el ahorro voluntario de energía. Teniendo en cuenta la situación que atravesaba el país con el fuerte fenómeno de El Niño (baja hidrología) y la incertidumbre en el momento de su finalización; las salidas técnicas de centrales hidráulicas y térmicas que disminuían la cantidad de energía del sistema; los retrasos en la entrada de las plantas Termotasajero 2 y Gecelca 32 (cerca de 441 MW juntas) y el incremento de la demanda: 5,16% para enero y 8,22% para febrero de 2016 (comparadas con 2015 2,76% enero y 2,98% febrero); se consideró necesario implementar medidas que incentivaran a los consumidores a ahorrar energía mediante toma de decisión de consumos eficientes y se pueda disminuir el riesgo de racionamiento y poder garantizar el suministro del servicio de energía eléctrica.

De esta forma la resolución CREG 029 de 2016 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016) establece un esquema de tarifas diferenciales que deben aplicar los comercializadores minoristas en el SIN y promover el ahorro voluntario. Las tarifas para los consumidores regulados serán iguales al costo unitario (CU) establecido en la resolución CREG 119 de 2007 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2007) menos 450 COP/kWh multiplicado por la relación entre la meta de ahorro y el consumo real del mes, esto cuando el consumo sea menor o igual a la meta de ahorro; para el consumo mayor a la meta de ahorro el CU será de 450 COP/kWh. En la resolución CREG 029 de 2016 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016) también se definió que los generadores que no cumplan su OEF asumirán parte del menor costo para los consumidores que consuman por debajo de su meta de ahorro.

El ASIC debe llevar un reporte diario del programa de ahorro de energía para cada uno de los comercializadores e informar al MME y a la CREG la demanda real regulada y la meta de consumo de forma diaria por cada comercializador. Los comercializadores deben divulgar el esquema diferencial de tarifas y el valor de la meta individual en kWh-mes. Esta resolución tenía una vigencia de seis (6) meses prorrogables. En los anexos de la regulación se explica el procedimiento de implementación del esquema tarifario diferenciado; allí se explica cómo se determinaba la meta de ahorro por comercializador, el valor a recaudar para los comercializadores con consumo menor a la meta de ahorro se hablaba de la inclusión de las cuentas a favor de los comercializadores en la liquidación del cargo por confiabilidad y la forma de determinar y liquidar las tarifas diferenciadas para los consumidores.

El documento **CREG 013 de 2016** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016) adjunto a la resolución CREG 029 de 2016 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016) explica el esquema de tarifas diferenciales para promover el ahorro; este documento habla de que el esquema busca porcentajes de ahorro en la demanda regulada del 5% a nivel agregado diariamente. Este mecanismo se fundamenta en la potencia de la señal de precios que motiva el cambio en los patrones de consumo, este esquema se deriva de la concepción de un mercado en situación crítica; en donde se vende la energía que dejan de consumir los consumidores ahorradores, a los consumidores que consumen de más y a los generadores que la requieren para cumplir la OEF. La propuesta está dada en términos de CU, es decir antes de descontar los subsidios, por lo que los comercializadores deben aplicar los subsidios para obtener la tarifa final. Este documento explica detalladamente como se determinaban las metas de ahorro, las tarifas diferenciales, el ahorro agregado y la liquidación en el MEM, el balance en el mercado mayorista de los comercializadores y muestran un ejemplo del funcionamiento del esquema.

La resolución **CREG 042 de 2016** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016) por la cual se realizan ajustes a la resolución CREG 025 de 2016 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016), esta resolución tiene como objetivo ampliar la participación de los consumidores no regulados en los programas de la DDV y RD; se establece que los consumidores no regulados que pueden participar, son quienes tengan las fronteras comerciales que cumplan con los requisitos para este tipo de consumidores o fronteras de comercialización y de generación definidos en la resolución CREG 038 de 2014 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2014) o fronteras de generación que se acojan a la flexibilización definida en la resolución CREG 026 de 2016 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016). Adicionalmente la resolución CREG 042 de 2016 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016) modifica el artículo 4, 5 y el anexo 2 de la resolución CREG 025 de 2016 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016) para incluir el alcance de los consumidores no regulados.

La resolución **CREG 007 de 2018** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018) por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general para adoptar las normas para regular las pruebas de disponibilidad de la DDV y se adoptan otras disposiciones relativas a los anillos de seguridad del cargo por confiabilidad. Esta resolución se expidió debido a que en julio de 2017 la CREG revisó que se activaron y programaron desconexiones de DDV que no se llevaron a cabo durante la operación real del SIN, esto hace que el operador realice redespachos de generación adicional que está fuera de mérito y se traducen en mayores costos por restricciones del SIN, los cuales fueron asumidos por la demanda del sistema; por lo que se hace necesario adoptar un mecanismo de verificación de las OEF mediante el anillo de DDV y para esto utilizar pruebas de disponibilidad de la DDV. La CREG consideró necesario definir la duración máxima de los contratos de DDV, ya que no se puede dar certeza de que la DDV cumpla estos contratos en el mediano y largo plazo sino en el corto plazo.

En la resolución CREG 007 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018) se adoptó la normatividad para las pruebas de disponibilidad de la DDV; para los contratos de DDV registrados en la semana s-1, se definen pruebas de desconexión en la semana s. Este proceso es de forma aleatoria y ejecutado por el CND. Para la prueba los agentes generadores deben entregar una programación horaria de desconexión de sus DDV; si la prueba no es exitosa el ASIC cancelará los contratos y no se reconocerá el costo de las pruebas ya que estos costos deben ser tenidos en cuenta por parte del generador al tomar sus OEF.

Las reglas para las pruebas son las siguientes: se notifica la prueba al generador; la prueba tendrá una duración de cuatro (4) horas en el mismo día; la desconexión objetivo será el máximo valor horario de la programación señalado en el contrato de DDV; la prueba es exitosa cuando la DDV tenga una desconexión total durante el periodo de prueba igual o superior a la desconexión objetivo, esta desconexión se hace de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 063 de 2010 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010). En caso de incumplimiento de la DDV el generador deberá pedir una prueba, sino es exitosa el agente perderá la remuneración del cargo por confiabilidad en proporción a la energía respaldada con la DDV. Si una frontera en un año suma tres (3) desconexiones no exitosas no se podrá registrar ante el ASIC como DDV.

Adicionalmente la resolución CREG 007 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018) modifica el artículo 4 de la resolución CREG 063 de 2010 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2010) el cual habla sobre el producto de la DDV como energía reducida en un día (kWh-día) la cual se pacta en un contrato bilateral entre el generador y el comercializador, este contrato tendrá una duración máxima de 30 días.

El documento **CREG 004 de 2018** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018) adjunto a la resolución CREG 007 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018) explica cada uno de los anillos de seguridad del cargo por confiabilidad establecidos en la resolución CREG 071 de 2006 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006). Explica que el anillo de seguridad más usado es el del mercado secundario y que el de DDV en una condición crítica del sistema puede que no actúe, lo que genera riesgo de la cobertura de OEF. El documento CREG 004 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018) Analiza cómo se debe minimizar el riesgo que la DDV no actúe; para esto se propone la verificación de la desconexión. Finalmente, el documento concluye como deben ser las pruebas de verificación y adicional la duración máxima de los contratos de DDV.

El documento **CREG 074 de 2018** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018) analiza el proyecto de resolución CREG 007 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018) y los comentarios hechos a esta por parte de los consumidores industriales en el sentido de que su remplazo de consumo de la red por generación de respaldo puede ser de forma permanente y por periodos superiores a un mes; y otros comentarios hechos por agentes y consumidores no regulados. Se identificó adicionalmente que los agregadores o comercializadores que representen la DDV podrían ofrecer contratos de desconexión, donde la verificación de la desconexión podría verificarse de forma agregada, igual como se verifica el cumplimiento de la OEF de los portafolios de generación.

La resolución **CREG 098 de 2018** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018) por la cual se adoptan las normas para regular las pruebas de disponibilidad de la DDV y se adoptan otras disposiciones relativas a los anillos de seguridad del cargo por confiabilidad recopila lo expuesto en la resolución CREG 007 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018) y los comentarios hechos en el documento CREG 074 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018). Se aceptó que la verificación de los contratos DDV podría ser de forma agregada, similar como los agentes generadores entregan sus OEF, que es de forma agregada con su portafolio de recursos de generación, no obstante la capacidad de desconexión de los consumidores que ofrecen DDV, se debe verificar de forma individual al igual como se prueban los recursos de generación con OEF; de igual forma se identificó que los consumidores industriales que cuenten con generación de respaldo pueden ofrecer desconexiones de energía de manera continua, por lo que los contratos de DDV para este tipo de consumidores no deben tener límite de duración y se pacta libremente entre las partes.

En la resolución **MME 40807 de 2018** (Ministerio de Minas y Energía, 2018) se adopta el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático para el sector minero energético (PIGCC). Este plan pretende reducir la vulnerabilidad ante el cambio climático y promover el desarrollo bajo en carbono mediante el fortalecimiento de la sostenibilidad y competitividad de la industria. Tiene tres componentes: mitigación, adaptación y gobernanza, dentro del componente de mitigación plantean modelos de tarificación horaria abordado en la línea de gestión activa de la demanda.

Esta línea busca reducir la diferencia de consumo de energía eléctrica entre horas pico y valle, gestionar la generación eléctrica en horas valle a partir de fuentes limpias y promover la futura implementación de tecnologías como redes inteligentes y tarifas dinámicas. Para esto presentan dos acciones: tarifa horaria y agregador de demanda. La primera acción planteada busca el aplanamiento de la curva de demanda a través de señales de precios que estimulen la participación de los consumidores finales, como mecanismo de RD; es decir que permite a los comercializadores ofertar a los consumidores finales tarifas de energía diferentes para horas pico y valle.

La segunda acción busca la implementación de agregadores de demanda para la gestión correcta de la regulación, tecnología, investigación, etc., flexibilizando el mercado de energía con el ingreso de nuevos agentes que implementen estrategias de gestión de la demanda, teniendo en cuenta las cargas individuales en un paquete unificado del mercado eléctrico, dinamizando los contratos del mercado y también promocionando entre los consumidores finales sus propios programas de gestión de la demanda.

Dentro del plan para la acción de la tarificación horaria, proponen tres actividades: establecer los lineamientos de política de regulación para la implementación de los modelos de tarificación horaria; la promoción del uso de equipos para el almacenamiento de energía y poder desplazar picos

de demanda; impulsar los objetivos de la resolución MME 40072 de 2018 (Ministerio de Minas y Energía, 2018) sobre la estructura de medición avanzada. Para la acción de agregador de demanda proponen una actividad que defina y reglamente el mecanismo y que habilite la agrupación de consumidores para ofertar su demanda de energía eléctrica en el mercado de energía.

La resolución **CREG 069 de 2020** (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2020) por la cual se realizan ajustes a las pruebas DDV de que trata a resolución CREG 098 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018) y se adoptan otras disposiciones, modifica varios artículos de la resolución CREG 098 de 2018 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018) entre los cuales se destacan que el comercializador debe reportar la medición de la frontera DDV ante XM; se ajusta el proceso de verificación para los casos en los que existe más de una frontera DDV, se exige que el comercializador (agregador) que representa fronteras DDV de un consumidor, deberá informar al ASIC si el consumidor cuenta con más de una frontera comercial (o principal del consumo) en el predio del consumidor.

En esta sección se realizó una revisión general de la regulación existente de RD a fin de establecer cual es el marco regulatorio existente a la fecha que regulan la RD en el país y evidenciar la normatividad faltante para que la RD pueda ser un mecanismo que funcione en el MEM; en la siguiente sección se revisaron los trabajos relacionados en el país y a nivel internacional sobre RD y trabajos que desarrollan hojas de ruta para inclusión de políticas de RD en otros países.

4. Revisión de literatura

4.1. A nivel nacional

En esta sección muestra una revisión de trabajos a nivel local e internacional con temáticas similares a lo que se propone desarrollar en el trabajo final de maestría; a continuación, se resume parte del problema, metodología y principales conclusiones de cada uno de ellos.

Implementación de un programa de respuesta de la demanda de energía eléctrica en un mercado de clientes no regulados en Colombia, publicado en 2010, en este artículo se evalúan las consecuencias de trasladar los precios de la energía desde el Mercado de Energía Mayorista al Mercado de Energía Minorista como un mecanismo para promover cambios en los patrones de consumo. A partir de un caso de estudio de un mercado de clientes no regulados en Colombia, se miden los beneficios obtenidos al variar el consumo de energía eléctrica de una hora a otra (horas pico de demanda a horas no pico). Se proponen algunos indicadores que les servirán a las empresas comercializadoras de energía y a los operadores del sistema eléctrico para hacer un seguimiento a los rendimientos reales de estos programas. Los resultados muestran que se obtienen beneficios de aproximadamente doscientos millones de pesos anuales y reducciones de los picos de demanda de 1%, aunque se aclara que estos beneficios dependen del número de consumidores que se acojan al programa y de sus curvas de carga (Callejas, 2010).

Programas de respuesta en demanda y su posible impacto en el sistema eléctrico colombiano, publicado en 2012, en este trabajo de grado realizan el modelado de demanda y analizan los comportamientos de los consumidores frente a la capacidad de compra de energía eléctrica, evalúan la elasticidad de la demanda con respecto a las variaciones de los precios de energía eléctrica y distintos programas de respuesta en demanda, efectúan cálculos de elasticidades relativas, matriz de elasticidades propias y cruzadas y plantean como ejemplo una redistribución de carga. Las conclusiones más relevantes son verificar que el sistema eléctrico colombiano no responde ante variaciones en los precios y tarifas; además verifican que la matriz de elasticidades propias y cruzadas es la herramienta que permite modelar mejor la demanda de un consumidor, permitiendo plantear una reducción de carga ante un incremento en los precios y ayuda a realizar una compensación de esta en los momentos de precios estables. Esta matriz se puede ajustar a todos los modelos posibles de demanda, tales como: lineal, exponencial y caso inelástico. (Grajales & Figueroa, 2012)

Método para optimizar los costos del servicio de energía eléctrica de grandes usuarios en Colombia, incorporando flexibilidad de la demanda, publicado en 2013, en este documento mediante un análisis de los diferentes métodos utilizados a nivel internacional para incentivar la respuesta de la demanda de energía a los precios del mercado, se propone el método que mejor se adapta al sistema y al mercado de energía en Colombia, con el objetivo de lograr beneficios para todos los actores que participan del negocio de la energía eléctrica en el país. El análisis microeconómico, con casos de simulación de las transacciones en el mercado de energía, permite concluir que, en Colombia, el uso generalizado del modelo que considera Tiempo de Uso –TOU–, con la participación de los grandes Consumidores No Regulados, en respuesta a una señal de precio de bolsa en Tiempo Real, mediante la flexibilidad de sus procesos productivos, representa beneficios importantes, sin necesidad de realizar modificaciones regulatorias ni efectuar inversiones en infraestructura para lograr la implementación del modelo. (Cardona, 2013)

Este método es muy beneficioso para el mercado eléctrico colombiano, ya que incentiva a los grandes consumidores nacionales para que en el transcurso del día consuman energía eléctrica en las horas de demanda mínima, denominadas horas de valle, y adicionalmente reduzcan los consumos de energía en los periodos de demanda máxima, llamados horas de pico, en consideración a los altos costos de la energía en estos periodos del día, buscando de este modo reducir los consumos en demanda máxima y aumentarlos en demanda mínima, lo que finalmente representaría una menor variabilidad de los consumos de energía diaria. El resultado será lograr un aplanamiento de la curva de carga, lo cual conlleva a una optimización de los costos de la producción de energía eléctrica en Colombia. (Cardona, 2013)

Programas de gestión de demanda de electricidad para el sector residencial en Colombia: Enfoque sistémico, publicado en 2015, en este artículo se presenta una visión del mercado eléctrico colombiano en cuanto a las características que posibilitan o impiden la implementación de programas de gestión de demanda en el sector residencial y se propone una estrategia de implementación en el sector residencial, basados en un análisis sistémico de la implementación en Colombia de dichos programas. Para la utilización de la metodología de análisis sistémico se identificaron las principales variables que intervienen, tanto las endógenas como las exógenas, en donde se identifica que los programas de gestión de la demanda, además del concepto técnico, se pueden definir como un mecanismo de interacción entre dos agentes principales de la cadena de valor de la energía, los comercializadores y los consumidores finales. (Gómez, Carvajal, & Arango, 2015)

De las interacciones entre las variables del problema, en el primer ciclo se muestran las variables de las cuales depende principalmente el interés de los OR frente a los PGD se evidencia que los OR necesitan incentivos para la implementación de tecnología, los cuales dependerán de políticas regulatorias que permitan a través de mecanismos como la obligatoriedad, subsidios desmontables o mecanismos externos de compensación; luego de generarse la implementación de tecnología, se asegura el éxito en la difusión de los PGD y se consigue el aplanamiento de la curva y los beneficios para la red de distribución. El segundo ciclo define la participación de los consumidores finales, también se observa que es necesario ofrecer incentivos económicos que les permita adquirir e instalar *Smart Devices*, dicha implementación le permitirá al consumidor final tener beneficios. (Gómez, Carvajal, & Arango, 2015)

Finalmente, este documento propone una estrategia de implementación por etapas de la gestión de la demanda en Colombia, donde desarrollan conceptos clave necesario para la implementación de programas de gestión de la demanda en Colombia: tarifas horarias subsidiadas voluntarias, programas de gestión de la demanda voluntarios, subsidios altos para cambio de medidores, tarifas horarias obligatorias y programas de gestión de la demanda obligatorios. (Gómez, Carvajal, & Arango, 2015)

Análisis de mecanismos para la aplicación de programas de respuesta de la demanda en el mercado eléctrico colombiano, publicado en 2016 en este trabajo se analizaron, a partir de un modelo económico, los diferentes tipos de programas de RD que pueden ser aplicados en el mercado colombiano, incluyendo el programa de RD en condiciones críticas implementado en este mercado. Adicionalmente, se proponen derivados como mecanismo financiero con el objetivo de promover la implementación del programa de RD en el mercado colombiano. Se diseña una opción de compra que representa una posición larga para el generador y una posición corta para el consumidor. Esta opción sirve como mecanismo de cobertura de las Obligaciones de Energía Firme

del cargo por confiabilidad (OEF) y adicionalmente genera rentabilidad para el consumidor que simultáneamente participa del programa de RD. (Gómez & Vallejo, 2016)

Las conclusiones de este documento refieren a que sí existe reducción de la demanda del mercado Colombiano al aplicar diferentes tipos de programas de RD definidos en la teoría e implementados en otros mercados, esto mediante el uso del modelo económico que representa el comportamiento de la demanda frente a variables como incentivos, penalidades y elasticidades. Por otro lado se observa que en los programas basados en precio, la RD es mayor cuando se presentan cambios en los precios de la energía, es decir que se deja de consumir energía al aumentarse el precio y se aumenta la demanda de energía a medida que se reduce el precio; en cuanto a los programas basados en incentivos se demuestra que la demanda del consumidor final depende en gran medida del tipo de incentivo y la penalidad que se determine en su implementación, dependiendo de la elasticidad de los consumidores, siendo mayor la reducción a medida que se aumenta el incentivo o la penalización. (Gómez & Vallejo, 2016)

Agregador de respuesta de la demanda basado en incentivos, publicado en 2017, este trabajo de grado se modela un agregador de respuesta de la demanda para disminuir los picos de la curva de carga horaria en el sector residencial de tal modo que sea atractivo financieramente, programando las condiciones, características y servicios del agregador; esbozando las estrategias de remuneración (por incentivos) del mismo y de los consumidores residenciales. También desarrollan un aplicativo que permite simular el comportamiento de mil consumidores del estrato 4 aplicando tres diferentes programas de RD (control de picos principales, control total de picos y programa de despacho de desconexión) con lo que se determina la curva de demanda después de aplicar los servicios de RD, la energía desconectada y la ganancia obtenidas por día, para posteriormente realizar un flujo de caja para el estudio financiero. (Hernández, 2017)

Los resultados muestran que desde el punto de vista técnico el mejor servicio propuesto es el programa de control total de picos, pero debido a que es un plan con participación obligatoria queda descartado, quedando como segundo lugar el programa control de picos principales el cual logra disminuir todos los picos del sistema, aunque en menor porcentaje al programa anterior, no obstante, financieramente este programa no es viable ya que reporta la TIR más baja. Desde el punto de vista financiero el programa que reporta mayores ganancias es el de despacho de desconexión aleatorio, pero no soluciona el problema de picos del sistema por tanto no es satisfactorio técnicamente. El programa que mejor se ajusta a los criterios técnicos y financieros es el programa despacho de desconexión no aleatorio ya que logra disminuir los picos del sistema y a la vez presenta una TIR mayor al 15%. (Hernández, 2017)

Impacto de la respuesta de la demanda en el costo de las restricciones y las transacciones en la bolsa de energía dentro del mercado eléctrico colombiano, publicado en 2017, en este trabajo se realiza un análisis del posible impacto económico que puede tener la incorporación de Respuesta de la Demanda (RD) en el costo de las restricciones del sistema y en las transacciones en bolsa en el Mercado de Energía Mayorista Colombiano (MEM). El análisis se realizó a través de simulaciones que reflejan las condiciones reales con las cuales es realizado el despacho económico en el país, con el objetivo de llegar a una aproximación de la generación real con RD, adicionalmente, se simuló el despacho ideal para determinar la nueva generación ideal y los diferentes precios de bolsa, resultantes de aplicar un esquema de RD en el mercado Colombiano. (Rodas & Mejía, 2017)

Con base en esta información, y teniendo en cuenta las diferentes reglas que tiene actualmente la

normatividad expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, se realizó el cálculo horario del costo de las restricciones del sistema, y de las transacciones en la bolsa de energía, para ello, se modelaron días con costos altos y bajos de restricciones, días con altas y bajas transacciones en bolsa y días con alta demanda. Obteniendo como resultados beneficios económicos para el mercado, que oscilan entre 168 y 242 millones de pesos diarios, con una reducción de la demanda hasta del 10% aplicada en horas de alto consumo. (Rodas & Mejía, 2017)

Análisis económico del mecanismo de respuesta de la demanda del sector eléctrico en Colombia, publicado en 2017, en este trabajo de grado se toma como referencia el programa de RD implementado en el mercado eléctrico de Estados Unidos coordinado por PJM, considerado como uno de los casos de mercado más exitosos a nivel mundial, para determinar el impacto económico que podría representar un programa de RD para el mercado eléctrico colombiano. Se propuso la implementación de un programa de RD con un objetivo de 600 MW en su fase madura y al considerar su participación en el precio del mercado se pudo evidenciar que para el año 2015, este habría podido representar una disminución promedio del precio de bolsa durante las horas de despacho de la RD, de un 30%, con los cuales se estima un ahorro aproximado de 130.000 millones de pesos colombianos, además de que en términos de confiabilidad del sistema se habría podido evitar situaciones de incertidumbre del abastecimiento como las ocurridas en los momentos más críticos del evento El Niño ocurrido entre 2015 y 2016. (Vargas, 2017)

Identificación de las variables relevantes para implementar la respuesta a la demanda de energía eléctrica en Colombia, publicado en 2017, este trabajo de grado identifica las variables que afectan la demanda de energía eléctrica de tal manera que se puedan brindar señales al mercado eléctrico colombiano para obtener salidas más eficientes, presenta las correlaciones y las volatilidades asociadas a la demanda y al precio de bolsa de energía eléctrica en Colombia, se realiza el cálculo de la elasticidad precio – demanda a nivel nacional por periodicidad mensual, diaria e intradiaria y realiza el cálculo de la elasticidad facturación – consumo a nivel departamental y de ciudades capitales, de acuerdo al tipo de consumidor, ubicación y estrato. (Martínez, 2017)

Se concluye que la demanda de energía eléctrica presenta una mayor elasticidad con respecto al precio de bolsa en los periodos secos o de fenómenos climáticos severos en el corto plazo desde 1996 a 2016. Los resultados del análisis de la volatilidad a nivel mensual mostraron que en el caso de la demanda de energía eléctrica ésta es cada vez menor, como consecuencia de: un crecimiento vegetativo de ésta, un mercado más maduro, un nivel de cobertura de electricidad que llega a su máximo, entre otros. Se evidenció elasticidad de precio – demanda en los periodos secos o extremadamente secos (fenómeno de El Niño) y el período de la Campaña Apagar Paga de 2015 - 2016. Para el mercado regulado de electricidad, mostró que los departamentos y las ciudades capitales asociadas a estos que se encuentran sobre el nivel del mar (Atlántico y Bolívar), se presenta una mayor elasticidad en el sector residencial en especial los estratos 4, 5 y 6 en el período 2015 - 2016 (fenómeno de El Niño y Campaña Apagar Paga). A nivel del sector industrial, se confirmó que el departamento del Valle del Cauca presenta elasticidades en el período del fenómeno de El Niño de 2009 – 2010. (Martínez, 2017)

Diseño de mecanismo para programas de respuesta de la demanda con incentivos sociales utilizando sistemas multiagente, publicado en 2018, en este documento se propone una aproximación mediante el modelado de los consumidores utilizando un sistema multiagente, en el que los consumidores se caracterizan por sus preferencias de consumo, que pueden ser distintas para cada dispositivo eléctrico, por su flexibilidad para cambiar estas preferencias y por la valoración

subjetiva dada a la energía eléctrica utilizada, que se asume mucho más alta que el costo de la energía, para representar apropiadamente el comportamiento inelástico e inflexible que ha sido reportado en la literatura para consumidores residenciales. Con base en este modelo se evalúan las posibilidades de gestión de demanda utilizando un mecanismo que incluye incentivos financieros o sociales para modificar el consumo durante un periodo determinado. Los incentivos financieros se plantean como una compensación dada a los consumidores que responden a la señal de gestión difundida para un periodo de consumo específico; los incentivos sociales se basan en una inversión más baja no relacionada con el sistema eléctrico. (Mateo Cortés, 2018)

Se concluye que el uso de incentivos monetarios para alterar el comportamiento de los consumidores nacionales solo es posible si el planificador espera obtener un pequeño cambio en la población, cuya demanda es mayormente inflexible, la valoración dada por los consumidores a las actividades específicas desarrolladas con dispositivos que funcionan con electricidad, en lugar de la energía eléctrica en sí. La efectividad de los incentivos sociales se basa en un cambio en el consumo de energía motivado por intereses no monetarios de los agentes, y dependerá de encontrar valores agregados alternativos que sean significativos para la población, o al menos una parte de ella. (Mateo Cortés, 2018)

También se encontraron presentaciones hechas por agremiaciones colombianas como la Cámara Colombiana de Energía, en donde resaltan que la respuesta a la demanda es un modelo de negocio ambientalmente sostenible; dentro de este marco de modelo de negocio sostenible, destaca que para que sea económicamente viable el modelo de negocio debe: responder al interés de querer estar en el negocio, considerar que hay demanda del mercado para ese negocio, sobrevivir a los ciclos políticos y de favorabilidad del público, tener una razón de peso para estar involucrado en la prestación de servicios, aportar conocimientos o una posición única en la cadena de valor para justificar su participación y encajar bien con los modelos de regulación utilizados en la jurisdicción (Cámara Colombiana de Energía, 2016).

También se encontró una empresa Julia-RD que, bajo su figura de comercializador de energía desempeña labores de un agregador de demanda, integrando consumidores con capacidad de modular su consumo para participar en el MEM; dentro de su modelo de negocio busca la optimización de la participación de la demanda en el MEM, para esto hace de integrador de los generadores que tienen OEF y buscan un respaldo para estas y la demanda. (Julia-RD, 2019)

Para esta integración el generador debe pagar una prima a la demanda, por su disponibilidad para la reducción de consumo y obtiene como beneficio un respaldo de cobertura de sus OEF, esto se hace mediante contratos bilaterales con Julia-RD; por su lado Julia-RD hace ofertas diarias de consumo disponible a disminuir al ASIC para cubrir las OEF de los generadores y transfiere la prima a la demanda recibida de los generadores; la demanda mediante contratos bilaterales con Julia-RD debe hacer una oferta de reducción de consumo, adquiere un compromiso de reducción de consumo en condición crítica y recibe la prima por el consumo disponible a reducir. (Julia-RD, 2019)

Julia-RD representa cerca de 6 GWh-día en consumo con una capacidad de reducción de 3,5 GWh-día; sin embargo, la capacidad de reducción se respalda mediante equipos de autogeneración de la demanda, agrupan un total de 170 MW instalados en plantas de respaldo a través de 500 equipos, que en la mayoría de los casos funciona con combustibles líquidos. (Julia-RD, 2019)

4.2. A nivel internacional

A nivel internacional se destacan los siguientes artículos:

Any response? How demand response could be enhanced based on early UK experience, publicado en 2014, este artículo identifica parte del potencial técnico para la respuesta a la demanda, basado en datos empíricos de un agregador de demanda del Reino Unido. Analizan las lecturas de demanda de electricidad cada media hora durante el funcionamiento normal y durante los eventos de respuesta para diferentes sectores industriales y de servicios. Revisan estos hallazgos en el contexto de los desarrollos en curso de la política de la UE con un enfoque particular en el papel de los acuerdos apropiados para mejorar el recurso disponible. Concluyen que en algunos sectores las políticas y regulaciones apropiadas podrían triplicar la capacidad de respuesta disponible y, por lo tanto, conducir a una mayor aceptación comercial de la respuesta de la demanda. (P. Gruenewald, J. Torriti, 2014)

Challenges, opportunities, and approaches for integrating demand response in markets, publicado en 2017, este documento describe los pasos que está utilizando la ISO de California para facilitar la implementación de la respuesta a la demanda y el almacenamiento, los recursos y la realización del valor que estos recursos pueden proporcionar. Se muestra como el CAISO ha trazado una hoja de ruta de RD y eficiencia energética que se ha desarrollado a través de una asociación entre el CAISO y las agencias estatales de California (Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC) y Comisión de Energía de California (CEC)). La hoja de ruta describe los siguientes objetivos para ayudar a la transición a una industria más limpia, más ecológica y ambientalmente sostenible: (i) supuestos consistentes de CAISO, (ii) programas de modificación de carga que resultan en formas de carga más favorable, (iii) articulación de CAISO de los requisitos operativos de la red para configurar de manera óptima DR, (iv) recursos adquiridos de DR que satisfacen la capacidad de la red, el tiempo y las necesidades de ubicación, (v) participación de RD en los mercados de CAISO.

En la hoja de ruta también se describen los siguientes caminos: (i) remodelación de carga de forma que se maximice el potencial de la RD y se reconfigure la carga favorablemente (picos y valles más suaves), (ii) suficiencia de recursos, de tal manera que se asegure el suministro de recursos con las características requeridas y el desarrollo de políticas para guiar la adquisición de RD como recurso de suministro, (iii) calidad en las operaciones que garanticen el máximo uso de los recursos de RD del lado de la oferta, lo que puede llevar a cambios en políticas, desarrollo de nuevos productos de mercado y la reducción de barreras para la participación de la RD en el mercado mayorista y (iv) monitoreo para el registro de la experiencia en la comprensión de las capacidades operativas de la RD, alineándola con las necesidades locales y del sistema, y remodelando los perfiles de carga. (J. E. Price, 2017)

Institution of incentive-based demand response programs and prospective policy assessments for a subsidized electricity market, publicado en enero de 2020, este artículo muestra como la introducción de los programas de respuesta a la demanda basados en incentivos en cualquier mercado nuevo requiere la voluntad de los consumidores junto con un buen apoyo político. Este estudio evalúa la disposición y el interés de los consumidores para participar en diferentes programas de RD basados en incentivos y la necesidad asociada de desarrollar políticas, basadas en los comentarios de los consumidores, en un mercado eléctrico subsidiado como el de Kuwait. Se realizó una encuesta para obtener comentarios de los consumidores sobre tres programas

diferentes de programas de respuesta a la demanda basados en incentivos y cuatro esquemas de incentivos. (Alasseria, Rao, & K.J.Sreekanth, 2020)

Después de establecer la asociación entre incentivo y reducción de carga, e identificar la elección de los consumidores sobre los programas y esquemas de incentivos más preferidos, los resultados se utilizaron para evaluar la necesidad de diferentes estrategias de política para un mercado subsidiado típico. Los resultados de este estudio pueden tomarse como referencia para formular políticas y programas para mercados similares. El análisis sobre el impacto de los programas indica que, al implementar los programas de respuesta a la demanda basados en incentivos, además del beneficio financiero para los consumidores y el implementador, Kuwait puede mantener su capacidad de reserva sin ninguna adición adicional de plantas de energía. (Alasseria, Rao, & K.J.Sreekanth, 2020)

A systematic review of motivations, enablers and barriers for consumer engagement with residential demand response, publicado en marzo de 2020, en este artículo se hace una revisión sistemática de ensayos, programas y encuestas de respuesta a la demanda internacional, identificando motivaciones para la participación y barreras y facilitadores para el compromiso, incluyendo familiaridad y confianza, riesgo y control percibidos, complejidad y esfuerzo, y características y rutinas del consumidor. También se identifican los factores que afectan el compromiso del consumidor residencial con la respuesta de la demanda. (Parrish, Heptonstall, Gross, & K.Sovacoola, 2020)

Se identifica una variedad de factores que influyen en el compromiso del consumidor residencial con la respuesta a la demanda, que incluyen: (i) motivaciones financieras y de otro tipo para la inscripción y la respuesta, (ii) familiaridad y confianza: los consumidores pueden desconfiar de las motivaciones percibidas de los organizadores de respuesta a la demanda y las formas en que puede generar un ahorro de costos, (iii) riesgo percibido y control percibido: la inscripción puede ser desalentada por el riesgo percibido y alentada por el control percibido por los consumidores, el control directo de la carga, los altos niveles de precios y los cronogramas de precios menos predecibles pueden estar asociados con percepciones de riesgo y/o control reducido, (iv) complejidad y esfuerzo: los consumidores pueden sopesar la complejidad y el esfuerzo esperados con los beneficios esperados de la respuesta de la demanda al decidir si inscribirse y (v) interacción con las rutinas y actividades de los consumidores: tanto la respuesta a la demanda manual como la automatizada podrían facilitarse si es menos perjudicial para las rutinas existentes. (Parrish, Heptonstall, Gross, & K.Sovacoola, 2020)

How to effectively implement an incentive-based residential electricity demand response policy? Experience from large-scale trials and matching questionnaires, publicado en junio de 2020, este artículo quiere mostrar el por qué la política de respuesta a la demanda basada en incentivos juega un papel importante en la orientación del comportamiento de consumo de electricidad de los residentes y el saber cómo implementar efectivamente la política de RD se ha convertido en un problema científico que debe abordarse con urgencia. Basados en los datos de ensayos de RD a gran escala y cuestionarios coincidentes, analizan la ruta de implementación de la política. (Wang, y otros, 2020)

Los resultados muestran que los hogares que respondieron a la política de RD ahorraron 0.09 kW/h más de electricidad en el período de respuesta de 1.5 h que los hogares que no respondieron a la

política de RD. Por el lado de la implementación de la administración, el precio del subsidio es crucial. (Wang, y otros, 2020)

La publicidad comunitaria también puede mejorar el efecto de ahorro de electricidad. También se ha descubierto que el potencial de ahorro de electricidad de la comunidad de bajo nivel es relativamente limitado. Por el lado de la respuesta de los hogares, los hogares con ingresos familiares más altos tienen una mayor participación en las políticas. Al final, presentan recomendaciones sistemáticas de política para la implementación de la política de RD, que tiene importantes referencias importantes para países con mercados de electricidad regulados similares. (Wang, y otros, 2020)

4.3. Misión de transformación energética

El Gobierno colombiano convocó una “Misión de Transformación Energética (MTE) y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro”, en la cual se identificaron los siguientes temas de estudio o focos de trabajo:

- (i) Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico.
- (ii) El rol del gas en la transformación energética.
- (iii) Descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda.
- (iv) Cierre de brechas, mejora de la calidad del servicio y diseño y formulación eficiente de subsidios.
- (v) Revisión del marco institucional y regulatorio.

El contenido del foco 3 gira en torno a la “Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda”, el trabajo de (Carlos Batlle y Pablo Rodilla, con contribuciones de Luiz Augusto Barroso, 2020) para la MTE convocada por el MME reúne las principales acciones regulatorias que recomiendan para el foco 3; empezando por el rediseño de tarifas reguladas para consumidores finales como una herramienta para que los agentes de un sector tomen decisiones eficientes.

Con respecto al rediseño de tarifas reguladas, en corto plazo proponen sofisticaciones graduales que permitan enviar señales de consumo eficiente y que motiven a los consumidores a: reducir su consumo energético en las horas de mayor precio de bolsa, evitar inversiones ineficientes en generación y almacenamiento distribuido y evitar que la asignación de costos residuales (Carlos Batlle y Pablo Rodilla, con contribuciones de Luiz Augusto Barroso, 2020).

La nueva estructura tarifaria propone el desarrollo tarifario para todos los consumidores finales incluyendo cuatro componentes, que son diferenciadas para clientes que sin medidos horario y para clientes que libremente decidan instalar un medidor horario: cargo de energía, garantía de suministro, uso de la red y costes residuales (Carlos Batlle y Pablo Rodilla, con contribuciones de Luiz Augusto Barroso, 2020).

En (Carlos Batlle y Pablo Rodilla, con contribuciones de Luiz Augusto Barroso, 2020) se recomienda que la señal del costo de energía de corto plazo debe incrementar progresivamente a la demanda regulada, esto no se da en la actualidad ya que la cobertura que esta demanda mediante contratos de largo plazo celebrados por el comercializador es alta (cerca del 90%) y por lo tanto la exposición a la bolsa de la demanda regulada es también muy baja; se recomienda también que la gradualidad

en la que se deben implementar los cambios en la estructura tarifaria, debe evitar las variaciones repentinas en los costos de las facturas de energía, ya que social y políticamente son difíciles de aceptar, además porque es fundamental establecer un marco regulatorio estable que no ponga en peligro la recuperación de inversiones de los consumidores. Por lo que (Carlos Batlle y Pablo Rodilla, con contribuciones de Luiz Augusto Barroso, 2020) propone un rediseño tarifario con participación mediante consultas públicas donde se involucre la demanda mayormente afectada, adicional el cambio de estructura tarifaria debe ser anunciado con una antelación ideal de dos años.

La propuesta (Carlos Batlle y Pablo Rodilla, con contribuciones de Luiz Augusto Barroso, 2020) para el diseño de la política de instalación de estos medidores es optar por una política más prudente que la propuesta en las resoluciones MME 40072 del 2018 (Ministerio de Minas y Energía, 2018) y la 40483 del 2019 (Ministerio de Minas y Energía, 2019), que define una meta de instalación de medidores AMI que alcancen al 75% de los consumidores sin ningún otro filtro que considere la racionalidad económica de la medida.

En cuanto al papel del distribuidor a corto plazo la recomendación sería imponer la separación estructural de los negocios de distribución y comercialización, o en su defecto, limitar el radio de acción de la comercializadora libre del holding del distribuidor, impidiendo que compita por consumidores de sus redes de distribución. (Carlos Batlle y Pablo Rodilla, con contribuciones de Luiz Augusto Barroso, 2020)

Con respecto a la gestión eficiente de la demanda a corto plazo debe permitirse la participación explícita de la demanda en la bolsa de energía, no sólo en situaciones de escasez, sino de forma general, con la posibilidad de que ésta sea la que determine marginalmente cual es el precio de la energía. A largo plazo a medida que los equipos lo permitan, se debe permitir a la demanda proveer todos aquellos servicios que técnicamente sea capaz de suministrar (incluyendo resolución de congestiones, servicios de mantenimiento de frecuencia, etc.). (Carlos Batlle y Pablo Rodilla, con contribuciones de Luiz Augusto Barroso, 2020)

4.4. Análisis sistémico de implementación de programas de RD - residencial

En el análisis sistémico planteado por (Gómez, Carvajal, & Arango, 2015) se identificaron las principales variables que intervienen, tanto las endógenas como las exógenas, en donde se identifica que los programas de RD, además del concepto técnico, se pueden definir como un mecanismo de interacción entre dos agentes principales de la cadena de valor de la energía, los comercializadores y los consumidores finales.

Las variables endógenas que afectan directamente al comercializador son los beneficios y el interés en participar y las variables endógenas que afectan directamente al consumidor final son las implementación de AMI y el potencial de participar en programas. La única variable exógena identificada es la política regulatoria, debido a que se pudo determinar que son necesarias políticas regulatorias que impulsen medidas favorables para la difusión de programas RD para el sector residencial en Colombia (Gómez, Carvajal, & Arango, 2015).

De las interacciones entre las variables del problema, en el primer ciclo se muestran las variables de las cuales depende principalmente el interés de los comercializadores frente a programas de RD; se evidencia que los comercializadores necesitan incentivos para la implementación de tecnología, los cuales posibiliten la toma de mediciones de manera remota y por franjas horarias; esta

implementación de tecnología dependerá de políticas regulatorias que permitan a través de mecanismos como la obligatoriedad, subsidios desmontables o mecanismos externos de compensación. Luego de generarse la implementación de tecnología, de manera inmediata se aumenta el número de consumidores potenciales los programas de RD y mientras el número de participantes potenciales crece, el interés de los consumidores para los programas también crece, debido a los incentivos derivados de políticas regulatorias. Para la participación de los consumidores finales, también se observa que es necesario incentivos económicos que les permita adquirir e instalar *Smart Devices*, dicha implementación le permitirá al consumidor final tener beneficios, como la disminución en tarifa y el uso de precios por franjas horarias (Gómez, Carvajal, & Arango, 2015).

Analizar el comportamiento de la difusión de la RD en Colombia para el sector residencial, y cómo influyen las diferentes variables en dicha difusión, permite identificar estrategias y medidas para la lograr una amplia difusión de la de gestión de demanda en el sector residencial colombiano. Se ha identificado que la aceptación de los programas de RD, o la acogida de estos por parte de los consumidores finales, depende de tres factores principalmente:

- La promoción de programas de gestión de demanda
- El beneficio que se percibe con la aplicación de los programas
- El nivel de impacto que pueden generar dichos programas.

Estos factores sin duda deben tenerse en cuenta al momento de estudiar la difusión de los programas de gestión de demanda. El problema de implementar programas de RD para el sector residencial en Colombia requiere en primera instancia la masificación de tecnologías de medición de energía eléctrica, esto significa que para analizar la difusión de la los programas de RD en el sector residencial en Colombia, se debe analizar también la difusión de medidores requeridos para la implementación de los dichos programas (Gómez, Carvajal, & Arango, 2015).

La revisión de trabajos nacionales e internacionales sobre RD permiten evidenciar que existen beneficios de incluir mecanismos en el MEM de Colombia, no solo para los consumidores sino también para el mismo mercado y la operación del sistema. La siguiente sección hace una comparación de 5 países que incluye la implementación de mecanismos para promover la RD, algunas experiencias de estos países y los impactos de la implementación de los mecanismos de RD.

5. Experiencias internacionales

Esta sección corresponde a la revisión de experiencias internacionales en cinco (5) países, este análisis permite establecer parámetros de comparación con lo local. A continuación, se presenta la justificación de selección de los países, una descripción general del sector de energía eléctrica de cada uno de estos países que incluye la implementación de mecanismos para promover la RD, algunas experiencias de estos países y los impactos de la implementación de los mecanismos de RD.

Los mercados y los mecanismos de RD poseen particularidades especiales del territorio y políticas propias y por ello se evidencian diferencias entre cada caso, además de los tiempos de implementación de dichos mecanismos, que han llevado en algunos casos a reconfigurarlos. Las experiencias de fracaso no son evidentes, debido a que la implementación de estos mecanismos es reciente y a medida que el mercado lo exige las políticas públicas se ajustan y las inversiones en infraestructura en ocasiones están parcialmente financiadas o son consideradas piloto y por ende el inversionista está dispuesto a pagar por probar la tecnología o modelo de negocio con el objetivo de generar conocimiento para futuras inversiones.

5.1. Países seleccionados

El primer criterio de selección de los países fue la pertenencia a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) y que tuvieran implementados mecanismos de RD en sus mercados de energía. Se seleccionaron los siguientes países: Alemania, Australia, Chile, EEUU (Caiso y PJM) y Francia y se revisaron variables propias que permitieran dar un acercamiento a cada mercado:

- Demanda máxima de potencia para el año 2019.
- Características del país como el PIB per cápita a 2019, cantidad de población y población con acceso a la electricidad.
- Características del mercado como la capacidad instalada a agosto del 2020, precios de la energía para el año 2019, intensidad energética al 2017, intensidad de CO₂, composición de la matriz de generación, características del mercado de expansión de la capacidad, del mercado de energía, de los servicios complementarios y el mercado de estos y de los mecanismos de RD.

5.2. Descripción general de los países seleccionados

De acuerdo con los ítems de selección se construyó una matriz de comparación de los países bajo estudio con Colombia que permite dar una visión global y una comparación de los criterios mencionados en la sección 5.1, la Tabla 2 se muestra esta comparación.

5.3. Experiencias de éxito y fracaso

Alemania

El mercado diario e intradiario no tiene regulaciones que prohíban la participación de mecanismos de respuesta de la demanda por medio de minoristas de Parte Responsable del Balance (BRP por sus siglas en inglés) sin embargo, los agregadores no pueden participar debido a la falta de protocolos para la interacción con las partes del mercado, traducido en una barrera para la RD.

Tabla 2. Matriz de comparación de países

Criterio	Unidad	Definición	Colombia	Alemania	Australia	Chile	EEUU California	EEUU PJM	Francia
Población	Millones	Número de habitantes	49,1	82,7	24.60	18.10	325.10	325.10	67.10
PIB per cápita 2019	US\$ a precios actuales	Producto Interno Bruto per cápita	6.432,4	46.258,9	54.907,1	14.896,5	65.280,7	65.280,7	40.493,9
Población con acceso a electricidad	%	Proporción de población con acceso a electricidad.	96,54%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
Demanda máxima 2019	MW	Demanda pico presentada	10,642.00	87,740.00	35,626.00	10,788.16	44,301.00	151,000.00	88,450.00
Capacidad instalada agosto 2020	MW	Capacidad de potencia instalada total	17,479.13	211,800.00	49,781.00	24,356.70	79,846.00	185,378.00	133,703.00
Participación por fuente de generación	%	Capacidad de potencia instalada por tipo de fuente							
Intensidad energética 2017	toe/1000 USD (2010 PPP)	Relación entre el suministro de energía primaria y el PIB. Indicador de eficiencia energética	0.061	0.085	0.111	0.099	0.124	0.124	0.097
Intensidad CO2 2018	tCO2 /millones de \$15 PPP	Mide el CO2 de la combustión para generar una unidad del PIB.	108	176	338	206	265	265	107
Precio de la energía 2019	\$US/kWh	Costo promedio de la electricidad	0.14	0.37	0.24	0.19	0.14	0.14	0.21
Mercado de expansión de la capacidad	N/A	N/A N/A	Cargo por confiabilidad (Solo energía)	No presentan un mercado de capacidad de expansión a largo plazo, en vez de eso, se aseguran de dar las señales correctas y suficientes al mercado para responder al aumento de demanda; sin embargo, debido a la salida de plantas nucleares, se ha impuesto un mercado temporal para afrontar dicha salida con reservas estratégicas por fuera del mercado de energía que incluye tanto a plantas como a operadores de respuesta de la demanda.	Capacidad de reserva y capacidad de reserva suplementaria (a través de un sistema de ofertas)	Dado que en Chile la energía se vende en forma de contratos financieros, la naturaleza del mercado abarcaría el concepto de expansión de la capacidad.	No tiene un mercado de capacidad a largo plazo. En cambio, el mercado de las reservas a corto plazo (spinning y no spinning) es tal que garantizan la capacidad para responder al crecimiento de la demanda en el largo plazo	Los participantes del mercado de capacidad en PJM (llamado "Reliability Pricing Model") ofrecen proporcionar suministro o reducción de la demanda para dentro de 3 años por una cantidad ofrecida. Dentro de los recursos ofrecidos están los generadores nuevos y existentes, mejoras de generadores, respuesta de la demanda, eficiencia energética y mejoras de transmisión.	Se implementan mecanismos de capacidad para suplir la demanda pronosticada; adicionalmente se implementó un mercado de capacidad, donde los proveedores de electricidad deben adicionar cierta capacidad de generación anualmente, esto puede lograrse mediante la agregación de activos de generación, esquemas de DR o compra de bonos de capacidad a otros proveedores, esta capacidad adicional adquirida será remunerada; sin embargo, el mercado Energy-Only sigue aún de pie y funcionando, por lo cual a los proveedores se les paga por la electricidad generada
Mercado de energía	N/A		<p>Mercado de día en adelante, y de largo plazo en contratos.</p> <p>Mercado sin precios nodales</p>	<p>Mercado del día en adelante, mercado entre día actual, Contratos.</p> <p>Mercado con precios zonales</p>	<p>Mercado competitivo (Los generadores de más de 30MW ofertan con precio y cantidad de generación en el mercado, con una restricción de precio por encima y por debajo de 1000 y 13800 [A\$/MWh] respectivamente), Contratos</p> <p>Mercado con precios nodales</p>	<p>La venta de energía se realiza en forma de contratos financieros. Se firman contratos de suministro con empresas distribuidoras y clientes libres, y se ajustan posiciones en el mercado spot al costo marginal que la CNE determina cada hora (empresas cuya producción no alcanza a cubrir sus obligaciones, acuden al mercado spot)</p>	<p>El operador del sistema independiente de California (CAISO) es quien opera el sistema eléctrico y administra el mercado de energía en California. El mercado CAISO consiste en:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Mercado diario (incluye mercado Forward) -Mercado en tiempo real (programación horaria, compromiso de unidades) 	<p>La compra y venta de energía se hace en el mercado en tiempo real (mercado spot) y en el mercado diario</p> <p>Mercado con precios nodales</p>	<p>Mercado mayorista diario y horario, contratos entre participantes del mercado mayorista. Los comercializadores compiten en el mercado minorista y el consumidor final puede elegir quien será su distribuidor mediante 2 tipos de tarifas: 1- Impuesta por el comercializador libremente, 2-Regulada por el gobierno para los distribuidores</p>

Criterio	Unidad	Definición	Colombia	Alemania	Australia	Chile	EEUU California	EEUU PJM	Francia
						<p>Mercado con precios nodales</p> <p>en tiempo real y corto plazo, mercado de 15 minutos y despacho en tiempo real).</p> <p>Mercado con precios nodales</p>			<p>Mercado con precios zonales</p>
Servicios complementarios	N/A	<p>Regulación secundaria de frecuencia.</p> <p>(También se tienen los servicios de regulación primaria, arranque en negro y regulación de voltaje, sin embargo son obligatorios y no se remuneran)</p>	<p>Deslastre de carga dependiente de frecuencia, regulación de tensión, balance de energía para el control de frecuencia, control de inyección de reactiva, FCR, aFRR, mFRR, ...</p> <p>Dentro de los servicios auxiliares se ofrecen servicios de respuesta de demanda (alrededor de 2.5 GW en los diferentes servicios)</p>	<p>FCAS (regulación de activa ante baja o alta frecuencia y ante contingencias), SRAS, NSCAS (Soporte de reactiva, desconexión de carga)</p>	<p>CRF (control rápido de frecuencia)</p> <p>CPF (control primario de frecuencia)</p> <p>CSF (control secundario de frecuencia)</p> <p>CSF (control terciario de frecuencia)</p> <p>CI (Cargas interrumpibles)</p> <p>CT (Control de tensión)</p> <p>Desconexión de carga</p> <p>Desconexión o reducción de generación</p> <p>Servicio de plan de defensa contra contingencias</p> <p>PA (servicio de plan partida autónoma)</p> <p>AR (servicio de aislamiento rápido)</p> <p>EV (servicio de equipos de vinculación)</p>	<p>CAISO ofrece los siguientes servicios complementarios en California:</p> <p>-Regulación arriba</p> <p>-Regulación abajo</p> <p>-Reservas giratorias</p> <p>-Reservas no giratorias</p>	<p>Servicio de regulación, reserva sincronizada y reserva no sincronizada</p>	<p>Regulación de frecuencia y regulación de tensión</p>	
Mercado de servicios complementarios	N/A	<p>Si, participan todos los que estén calificados para prestar el servicio, sin embargo solo las plantas hidráulicas lo están y su participación se hace con la misma oferta del mercado de energía</p>	<p>Si, pueden participar ofertas mayores a 5 MW y se plantea la posibilidad de permitir la oferta de almacenamiento de energía (mayores a 4 horas de autonomía a full capacidad) y ofertas menores a 5 MW. Estos participan en mercado de tiempo real</p>	<p>Si, las plantas envían sus ofertas al mercado de servicios adicionales</p>	<p>El centro de despacho económico de carga determina quien proveerá los servicios según criterios técnicos y la remuneración se hará en base a metodologías que tienen en cuenta los costos incurridos de la prestación de servicios.</p> <p>Los mecanismos mediante los cuales se materializarán los Servicios Complementarios, serán licitaciones o subastas, siempre que existan condiciones de competencia; en particular, el mecanismo será por subastas cuando adicionalmente el requerimiento sea de cortísimo plazo.</p>	<p>En el mercado diario todas las ofertas de servicios complementarios pueden ir acompañadas de una oferta de energía.</p> <p>En el mercado de tiempo real las ofertas de servicios deben estar acompañadas de una oferta de energía.</p> <p>Las pujas de los servicios complementarios son evaluadas simultáneamente con el mercado Forward para observar la mejor oferta y demanda.</p>	<p>-Mercado de regulación Forward</p> <p>-Mercado de reserva sincronizada Forward</p> <p>-Mercado de reserva de programación diaria.</p>	<p>Se ofrecen sus ofertas a RTE (Debe tener una autorización previa para prestar los servicios complementarios) y RTE elige a aquellas compañías que prestarán los servicios basado en sus ofertas (costos) y necesidades.</p>	
Mecanismos de Respuesta de la demanda	N/A	<p>Existe el mecanismo de DDV, el cual funciona como un anillo de seguridad para el cargo por confiabilidad (CXC) para agentes generadores con Obligaciones de Energía Firme (OEF), tal como se plantea en la resolución CREG 071 de 2006.</p> <p>El programa temporal Apagar Paga impulsado por el gobierno, para incentivar el ahorro de energía en grandes consumidores y consumidores residenciales y regulado bajo la resolución CREG 029 de 2016, enfocado al alivio de restricciones en condiciones críticas.</p>	<p>Reservas estratégicas, Esquema de pago por disminuir consumo (DRS) y existe un programa de desconexión de carga de grandes industriales conectados en alta y extra alta tensión. Los esquemas de respuesta de la demanda están totalmente abiertos en el mercado de control y regulación (primaria, secundaria y terciaria); sin embargo, en el mercado de capacidad y el mercado de reservas estratégicas se encuentra aún cerrado (actualmente en discusión).</p>	<p>El ente regulador de energía australiano ha regulado un esquema de incentivos de gestión de la demanda y ha permitido el ingreso de mecanismos de respuesta de demanda dentro del mercado de servicios auxiliares. ARENA (Australian Renewable Energy Agency) en compañía con AEMO han seleccionado una serie de proyectos para implementar mecanismos de respuesta de la demanda y financiarlos.</p> <p>A finales del 2017, EnerNOC (Filial de Enel) firmó contrato por 3 años para proveer recursos de respuesta de la demanda (50 MW bajo la función de agregador) para aumentar la confiabilidad de la red y prestar servicios auxiliares FCAS</p>	<p>Desconexión de carga: Corresponde al desprendimiento automático o manual de carga con la finalidad de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico. Se considera al EDAC (Esquemas de Desconexión Automático de Carga) Se distinguen los siguientes tipos de EDAC: EDAC por subfrecuencia, EDAC por subtensión y EDAC por contingencia específica; adicionalmente y el DMC (Desconexión Manual de Carga) aquellas acciones o instrucciones del Coordinador, necesarias para que los consumidores finales desconecten carga manualmente frente a situaciones de riesgo de la seguridad del sistema eléctrico.</p> <p>El componente de activación, asociado al pago por la prestación efectiva del servicio, se remunerará al valor ofertado y adjudicado en la subasta o licitación según corresponda, de acuerdo a lo definido por el Coordinador en el Informe SSCC.</p>	<p>Se ofrecen programas para cualquier tipo de consumidor.</p> <p>-Pacific Gas & Electric ofrece: "Peak Day Pricing, Base Interruptible Program", "Capacity Bidding Program" y "Partner programs".</p> <p>-San Diego Gas & Electric ofrece: "Base Interruptible Program (BIP)", "Capacity Bidding Program (Day Ahead)", "Capacity Bidding Program (Day Of)", "Reduce Your Use (TOU Plus)", "Critical Peak Pricing (CPP-D)" y "AC Saver (Summer Saver)".</p> <p>-Southern California Edison ofrece: "Agricultural and Pumping Interruptible Program", "Automated Demand Response", "Time of Use Base Interruptible Program", "Capacity Bidding Program", "Critical Peak Pricing", "Optional Binding Mandatory Curtailment", "Real Time Pricing", "Scheduled Load Reduction Program" y "Pumping and Agricultural Real Time Pricing "</p>	<p>PJM tiene el mercado de RD más maduro y desarrollado en USA, donde la carga es fundamental en el mercado. Algunos programas: Limited RD; Extended Summer RD; Annual RD; CP RD; Base RD; Programas sensibles al Precio</p> <p>Tasa de descuento con penalización por incumplimiento</p> <p>-Tiempo real / día</p> <p>-índice adelantado con coberturas en bloque</p> <p>-precios por tiempo de uso</p> <p>-Rebaja por hora pico</p> <p>-Precio pico crítico</p>	<p>Los mecanismos de respuesta de demanda pueden participar en el mercado de capacidad que entró en funcionamiento en 2017, ofreciendo su reducción de demanda y recibir un pago para entrar a generar cuando se le indique.</p> <p>Los mecanismos DR pueden ofrecer sus servicios en el mercado mayorista, mediante un gran consumidor industrial, o mediante un agregador.</p> <p>Mecanismos de DR también pueden ofrecer sus servicios en el mercado de servicios auxiliares o para el balance del sistema (generación/demanda).</p> <p>A partir de los cambios estructurales, la respuesta de demanda puede participar de manera agregada en los mercados diarios y horarios.</p> <p>Las tarifas basadas en mecanismos de respuesta de la demanda se aplican como "EJP Tariff" donde los precios aumentan durante los días picos, durante máximo 22 días al año y durante el invierno.</p>	

Fuente: elaboración propia

Otros aspectos que influyen en la no participación del mercado mayorista por parte de RD, es el diseño de las tarifas de los consumidores que animan a tener consumos planos, penalizando reducciones o aumentos.

Australia

El establecimiento de agregadores de demanda en los esquemas de RD explícita (basados en incentivos), los consumidores pueden ganar dinero con la flexibilidad de su consumo, ya sea individualmente o contratando a un agregador: puede ser un agregador independiente o el minorista del consumidor.

En los esquemas de RD implícita (basados en el precio) se permite a los consumidores que eligen exponerse a precios de la electricidad que varían en el tiempo o a tarifas de red que varían en el tiempo y que reflejan el valor y el costo de la electricidad y/o el transporte en diferentes períodos de tiempo.

La agregación de la RD puede ser proporcionada por los minoristas de electricidad, así como por agregadores independientes de RD. Que ambos tipos de actores existan y compitan en el mercado es esencial para la adopción y el crecimiento saludables de la competencia en el mercado en torno a los servicios centrados en el consumidor. (SEDC, 2017)

Chile

El primero de enero de 2020 se dio inicio al nuevo régimen de SSCC, siendo el primer servicio por subastar el de Control Secundario de Frecuencia (CSF) y Control Terciario de Frecuencia (CTF), ya que de acuerdo a los estudios del CEN, para el año 2020 únicamente para estos dos servicios se presentan las condiciones de competencia requeridas generar un mercado de subasta, quedando los 11 servicios restantes sujetos a instrucción directa del CEN o licitación (Energía estratégica, 2020).

En concordancia con lo estipulado en las Bases Administrativas de dicha subasta, estas comenzaron formalmente a las 18:00 horas del 30 de diciembre del 2019, es decir, el segundo día hábil anterior a la fecha de operación de las reservas subastadas, las cuales fueron realizadas mediante la plataforma de SSCC del CEN y concluyeron exitosamente. Producto de la determinación de competitividad para dichos servicios, se espera que la implementación de las subastas permita el desarrollo de un mercado competitivo y sea beneficioso para el sistema (Energía estratégica, 2020).

Una experiencia de fracaso ocurrió en este país donde la inversión de despliegue del sistema AMI debía ser realizada por las distribuidoras de energía y con cobro final al consumidor mediante un aumento en la tarifa eléctrica; este esquema desató un estallido social frente a la implementación del sistema AMI, produciendo un importante rechazo ciudadano a la normativa, considerando que el consumidor final no percibe beneficio alguno por la inversión a pagar.

EEUU – CAISO

El Self-Generation Incentive Program (SGIP) se estableció inicialmente en 2001 a raíz de las dificultades que experimentó el mercado debido a limitaciones de oferta de generación, y traslado imperfecto de precios a la demanda en momentos de escasez. Las versiones iniciales del programa

estuvieron orientadas a promover sistemas de generación distribuida bajo la forma de autogeneración en las instalaciones de los consumidores, junto con mecanismos de respuesta de demanda (CIDET, 2018).

En RD el programa consistió en la aplicación de pilotos en los segmentos residencial y comercial para control de la demanda de aires acondicionados, dirigidos a reducción de picos de demanda y a promover la comunicación interactiva y en tiempo real sobre consumos. Los proyectos del SGIP son administrados por las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica y gas por red. Las empresas deben asumir los costos del programa de incentivos, hasta un límite máximo de presupuesto definido por ley para periodos multianuales, y luego los incluyen en la siguiente solicitud de revisión de tarifas (CIDET, 2018).

Según la normativa de CAISO, los mecanismos de respuesta de demanda (RD) pueden postularse para participar en el mercado de energía day-ahead y de tiempo real, o al mercado de servicios complementarios, operando bajo el modelo de agregador de recursos de energía distribuidos o mediante las empresas. Los agregadores deben cumplir con toda la normativa vigente para participar en ambos mercados, y presentar su oferta que demuestre la flexibilidad para ajustar la carga en respuesta al despacho y programación del mercado (CIDET, 2018).

Los consumidores también pueden inscribirse a los programas de RD ofrecidos por otras compañías bajo el modelo de agregadores. Bajo esta perspectiva, PG&E Corporation, SDG&E y SCE han abierto la opción de participar bajo diferentes programas de RD, entre ellos el exigido por la CPUC (DRAM). Los agentes agregadores utilizan el mecanismo de Programa de Licitación de Capacidad (CBP), basado en pagos por desconexión de la carga en periodos críticos (CIDET, 2018).

EEUU – PJM

A pesar de que no existe ninguna reglamentación que exija explícitamente la participación de mecanismos de respuesta de demanda en el mercado, los programas de respuesta de la demanda han sido ampliamente usados por PJM para permitir la participación de la demanda en los distintos tipos de mercados que administra. La demanda participa a través de las Utilities en cada estado o mediante agregadores denominados Curtailment Service Provider (CSP), que son agentes miembros de PJM calificados para prestar este servicio, como agregadores de consumidores finales que participan voluntariamente en los programas de RD.

Los cambios en las reglas de remuneración de los servicios de regulación de frecuencia han afectado fuertemente a los sistemas de almacenamientos que participan en el mercado de servicios complementarios. Hasta el 2016, el mercado de regulación de frecuencia administrado por PJM permitía a los recursos de rápida respuesta —cómo los almacenamientos de energía— participar y ofertar para suministrar los servicios complementarios en mejores términos que las plantas a gas. Este era considerado el más grande mercado mayorista de sistemas de almacenamiento de Estados Unidos, con la diferenciación entre servicios de respuesta rápida (RegD) y respuesta lenta (Reg. A).

El servicio de RegD era prestado por activos como baterías que pueden responder de manera casi inmediata a los requerimientos, sin embargo, la energía que pueden entregar es limitada. En enero del 2017, PJM limitó la participación de los sistemas de almacenamiento en la extracción de energía de la red durante largos periodos de Tiempo debido al alto nivel de penetración y participación de los sistemas de almacenamiento en la regulación RegD. A partir de los análisis de la red hechos, PJM

decidió alterar la curva de factor beneficio (BFC) de comparación entre los dos tipos de regulación, reduciendo la participación de los activos de RegD a tan sólo 26.2% (Inicialmente el servicio de RegD estaba limitado al 62%) de los recursos de regulación necesarios para la correcta operación del sistema de transmisión.

La Asociación de Almacenamiento de Energía (ESA), ha elevado el caso ante la FERC, pues argumenta que los cambios van en contravía del propósito original de la RegD que se encarga de brindar el balance a corto plazo debido a las desviaciones del sistema, y dicho cambio obliga a los servicios de regulación a mantener un nivel de salida durante un intervalo de tiempo para el cual un recurso diseñado para el mercado de regulación de PJM no sería capaz de sostener.

Adicionalmente los cambios han provocado un fuerte impacto en las tarifas, términos y condiciones del mercado de servicios complementarios, por lo cual se ha pedido a la FERC intervenir para decidir sobre su aplicación. Estas quejas, en conjunto con las presentadas por Renewable Energy Systems Americas e Invenenergy Storage Development, LLC, han llevado a que la FERC ordene a PJM la inclusión de la BFC y los parámetros de la señal del despacho de la regulación en la tarifa, considerando la tarifa propuesta por PJM injusta, poco razonable y discriminatoria con los servicios de RegD. (Akin Gump Strauss Hauer & Feld LLP, 2018)

Francia

En Francia se presentaron fuertes reducciones de la participación de los consumidores en los programas de RD. Los programas de RD han participado en el mercado de electricidad francés desde el 2003, cuando las grandes cargas industriales podrían ofertar reducción de su carga para prestar servicios auxiliares de balance del sistema. Sin embargo, *EdF*, ha usado los programas de RD basados en el precio del mercado mayorista desde hace más de 30 años. (P. Bertoldi, P. Zancanella, and B. Boza-Kiss, 2016)

A partir de la implementación de los primeros pilotos de agregación de cargas residenciales y su oferta en el mercado mayorista, Francia se mostraba como un país con una gran participación de la carga en los programas de DR, pero desde la apertura del mercado minorista, aunado a los bajos ingresos generados a partir de la participación en los programas debido a los bajos precio de la electricidad en Francia, la participación empezó a decrecer mientras el pico de demanda empezó a aumentar gradualmente.

RTE dirigió un estudio para identificar los problemas, barreras y obstáculos que se presentaban para el pleno despliegue de los programas de RD presentando un plan de ruta para atacar directamente dichas problemáticas. Para habilitar las soluciones de los problemas detectados, RTE implementó el mecanismo NEBEF donde las cargas podrían presentarse al mercado mayorista mediante la agregación de cargas, cumpliendo así los requerimientos del mercado. (T. Veyrenc and RTE, 2014)

5.4. Impactos de la implementación

Alemania

Alemania tiene un mercado de cargas interrumpibles reglamentado por la Ordenanza sobre Acuerdos por Cargas Interrumpibles (AbLaV por su abreviación alemana) donde se obliga a los operadores de sistema de transmisión alemán a solicitar ofertas mensuales para abastecerse de

802 MW de cargas inmediatamente interrumpibles (SOL por sus siglas en alemán) y 1589 MW de cargas rápidamente interrumpibles (SNL) con el objetivo de mantener la seguridad del sistema. Sin embargo, la Agencia Federal de Redes (Bundesnetzagentur en alemán) puede modificar el volumen si lo ve necesario para garantizar la seguridad del sistema. (REGELLEISTUNG.NET, 2020)

Australia

En el caso de Australia la habilitación de Agregadores independientes de RD ha llevado a ser un 12% de la demanda máxima despachable en el mercado mayorista de Australia Occidental, mientras que sólo un 2% de la demanda se estima que es elástica en el mercado de Australia Oriental. (SEDC, 2017)

Chile

El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) dio inicio al mercado de Servicios Complementarios (SSCC) a través de una plataforma informática desarrollada especialmente por el organismo coordinador. Este nuevo sistema, contempla la provisión de los SSCC mediante mecanismos competitivos (subastas o licitaciones) y solo en caso de que no se den condiciones de competencia en el mercado relevante correspondiente el Coordinador deberá proveerse de ellos mediante una instrucción Directa. Más de 60 empresas manifestaron su interés en participar de estas subastas.

Lo ocurrido en Chile tras una publicación en donde se exponían los costos de inversión del despliegue de AMI, los cuales eran asumidos por cuenta del consumidor, originó el rechazo generalizado por parte de los consumidores, con masivas protestas sociales que llevaron finalmente al replanteamiento de la implementación de la infraestructura avanzada.

EEUU – CAISO

Los impactos más significativos identificados son: el seguimiento y reforma constante de la política pública, con el fin de ajustarse al comportamiento del mercado; la Implementación de un mecanismo de subasta para la respuesta de la demanda; la coexistencia de diversos mecanismos de respuesta de demanda (RD) en el mercado de energía day-ahead y de tiempo real.

EEUU – PJM

El caso de PJM puede considerarse el más exitoso de participación de la demanda en mecanismos de mercado mayorista, no sólo en Norteamérica sino a nivel global. En términos del pico de demanda máxima anual, la RD aporta un 6% de cobertura en el mercado de capacidad, lo que permite elevar el margen de reserva de un 15% considerando sólo recursos de generación, a cerca de un 22%. (Australian Energy Market Commission, 2015)

Francia

Francia fue el primer país de Europa en abrir todas las partes de su mercado nacional a todos los consumidores, incluidos los conectados a las redes de distribución:

- Desde 2003, ha sido posible ofrecer una respuesta de la demanda industrial en el mecanismo de equilibrio.

Definición de lineamientos de política y regulación energética para incentivar mecanismos de respuesta de la demanda en el mercado de energía de Colombia

- Desde 2008, RTE ha estado contratando a BRP para la capacidad de respuesta de la demanda para garantizar la disponibilidad de su capacidad para el mecanismo de equilibrio.
- Desde 2011, RTE ha estado contratando capacidad de respuesta de la demanda que se puede activar en muy poco tiempo para el mFRR (reservas de restauración de frecuencia manual). En 2018, la capacidad de respuesta de la demanda representó más de la mitad de la reserva rápida.
- Desde enero de 2014, ha sido posible vender energía de respuesta de la demanda directamente en los mercados energéticos a través del mecanismo NEBEF.
- Desde julio de 2014, los clientes industriales pueden participar en servicios auxiliares de frecuencia ofreciendo respuesta de la demanda (1 MW mínimo). Estas reservas, que pueden activarse automáticamente en períodos de tiempo que van desde unos pocos segundos hasta unos minutos, son fundamentales para mantener equilibrada la oferta y la demanda. Anteriormente, solo podían participar las instalaciones de generación. En 2018, la capacidad de respuesta de la demanda contribuyó con el 10% de la FCR (reserva de contención de frecuencia).
- En 2018, las licitaciones de respuesta de la demanda se convirtieron en un mecanismo de apoyo para el sector de respuesta de la demanda. Organizadas por el Ministerio de Energía, las licitaciones incentivan la creación de capacidad de respuesta de la demanda para cumplir con las metas establecidas en el programa energético plurianual.
- Para 2018 el total de RD era de 48.9 GWh. (RTE, s.f.)

Esta sección permitió evidenciar que los mercados y los mecanismos de RD tienen diferencias entre cada país, que las formas de implementación de dichos mecanismos han llevado en algunos casos a reconfigurarlos. La implementación de los mecanismos de RD es reciente y a medida que el mercado lo exigen las políticas públicas se ajustan, las inversiones en infraestructura están parcialmente financiadas o son consideradas piloto con el objetivo de generar conocimiento para futuras inversiones. En la siguiente sección se mostrará en detalle que es la RD, los mecanismos existentes, costos y beneficios de la RD, con énfasis en Colombia y las estructuras tarifarias existentes.

6. Respuesta de la demanda

La definición de la respuesta de la demanda (RD) según la Ley 1715 de 2014 (Congreso de la Republica de Colombia, 2014), está dada como cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta de precios o incentivos para inducir bajos consumos. En esta ley, el MME facultó al regulador del mercado, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), para que sea la encargada de establecer mecanismos regulatorios que incentiven la RD con el fin de desplazar los consumos de horarios punta y se procure el aplanamiento de la curva de demanda.

Esta definición está acorde con definiciones conocidas internacionalmente sobre RD, como por ejemplo la definición de la entidad reguladora de energía de Estados Unidos de América (Federal Energy Regulatory Commission - FERC) que define la respuesta de la demanda como el cambio en los hábitos de consumo de energía eléctrica por parte de los consumidores. Estos cambios se dan como respuesta a los cambios de precio de la electricidad en tiempo real, o pagos de incentivos que induzcan a un menor uso de esta, cuando se presenten precios elevados o se encuentre en riesgo la confiabilidad del sistema.

Hay tres acciones distintas en las cuales los consumidores pueden generar los cambios de RD (M. H. Albadi y E. F. El-Saadany, “, 2008):

- a) Los consumidores pueden reducir el uso de electricidad durante periodos críticos, cuando los precios son altos, sin cambiar su consumo durante los otros periodos.
- b) Desplazando las actividades que implican un consumo de energía en horas pico hacia horas no pico.
- c) Mediante el uso de generación distribuida.

En Colombia se han creado políticas y regulaciones que buscan inculcar la RD en el sector eléctrico las cuales se revisaron en detalle en la sección 3

Los sistemas de gestión de la demanda son la vía más eficaz para la interacción entre los consumidores y los distribuidores, esto permite controlar los picos de demanda de energía, mediante un incentivo económico o medidas como el aumento de precio de la energía en horas pico de demanda que sean trasladados directamente a los consumidores de energía permiten optimizar el uso de las redes de transporte.

Debido a los avances tecnológicos cada vez es más común que los consumidores cuenten con electrodomésticos y equipos que les permiten tener control de la carga a través de los sistemas de gestión de la demanda como el que permite control directo de carga y los sistemas de interrupción de carga. A continuación se detallan características de los mecanismos para incentivar los programas de RD que existen a nivel internacional y la aplicabilidad de estos al contexto colombiano.

6.1. Mecanismos para incentivar la RD

Los programas de gestión de la demanda están diseñados para fomentar la respuesta del consumidor, incentivándolo a participar en el mercado de energía en la medida de su capacidad de adaptación de los consumos de energía para los casos en los que la operación del sistema eléctrico lo pueda requerir. Estos programas buscan otorgar beneficios a los consumidores que hagan parte

de ellos, ofreciendo distintas alternativas de participación según el rol que el consumidor desempeñe en el mercado, esto es, grandes CNR o pequeños consumidores. No obstante, la efectividad en la interacción entre los consumidores y las empresas operadoras de algunos de los programas de respuesta de la demanda dependen de la disponibilidad de infraestructura de medición avanzada (Advanced Metering Infrastructure - AMI) (Cardona, 2013).

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) habla de dos mecanismos para incentivar los programas de RD: programas basados en precios y programas basados en incentivos; ambos dependen del periodo de tiempo en el que se realiza la planeación de los sistemas de potencia, tal como se muestra en la Figura 9 (Departamento de Energía de los Estados Unidos - DOE, 2016).

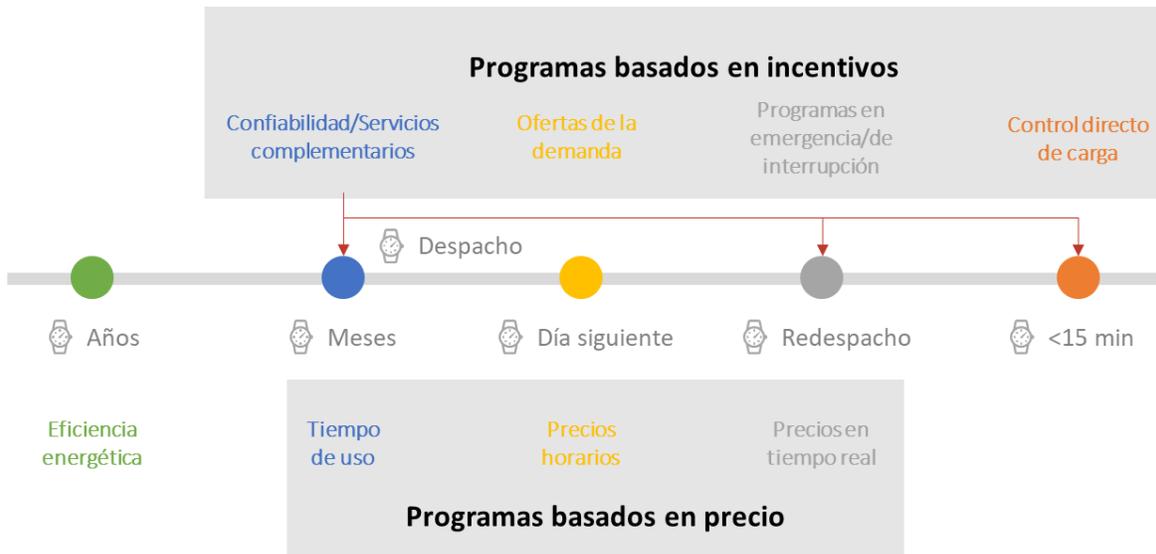


Figura 9. Mecanismos para incentivar RD vs. Planeación del sistema

Fuente: Elaboración propia, adaptado de DOE

6.1.1. Mecanismos basados en precios

Los programas basados en precios son aquellos en los que la demanda responde a una señal de precio, en casos donde se presentan grandes consumos en horas cuyos costos del suministro de energía son altos, La señal de precio es trasladada al consumidor final con el objetivo que este traslade su consumo hacia horas con precios más bajos, logrando así que se aplane la curva de carga. Existen variaciones de los mecanismos basados en precios, dependiendo del contexto del país y del mercado (Colombia inteligente, 2018).

- **Tarifas de tiempo de uso (Time-of-use rates - TOU):** El mecanismo de tarifas de tiempo de uso el consumidor recibe un descuento por cambiar el uso de energía de periodos pico del día a horas no pico, cuando hay menor demanda de electricidad. Entre más uso de electricidad el consumidor cambia a los horarios no pico mayor será el ahorro al que podrá acceder (Colombia inteligente, 2018).
- **Precios en Tiempo Real (Real Time Pricing):** Con el mecanismo de precios en tiempo real el consumidor recibe información del precio de la energía en cualquier momento, así este puede decidir en qué periodos de tiempo consume energía eléctrica. Regularmente se

aplica con periodos horarios, aunque pueden presentarse periodos de hasta 5 horas o intrahorario. La aplicación de este mecanismo está estrechamente relacionada con la volatilidad del precio de la energía, ocasionada, por ejemplo, por eventos en el sistema por lo que el incentivo está en función del precio de la energía eléctrica (Colombia inteligente, 2018).

En el mercado colombiano esta posibilidad está abierta para los grandes consumidores de energía, y para los comercializadores del mercado regulado en la medida en que su demanda no se encuentre completamente cubierta con contratos bilaterales de largo plazo.

En principio parece posible que un comercializador ofrezca a sus clientes opciones tarifarias en las cuales se traslade el precio real de la energía, si el cliente puede gestionar sus consumos ante una señal de precios obtenida con anterioridad suficiente (día anterior o incluso en el mismo día de consumo). Esta alternativa requiere acceso suficiente a la información del mercado mayorista por parte de los comercializadores y de los consumidores a través de páginas web, y/o de terminales inteligentes y aplicaciones que envíen señales de tendencias de precios. (Asociación Colombiana de distribuidores de energía eléctrica - ASOCODIS, 2014)

- **Precios Picos Variables (Variable Peak Pricing):** Este programa es una combinación entre los dos casos anteriores, donde los precios para diferentes periodos se acuerdan independientemente, pero para ciertas horas del día, especialmente durante el pico de demanda el precio pactado depende del precio de la electricidad en dichas horas. Este mecanismo es usado para aplanar la curva de demanda durante periodos de escases que ocasionan precios de la energía altos (Colombia inteligente, 2018).

Es una variante del Critical Peak Pricing, en el cual el precio de la energía durante los eventos críticos no está predeterminado, sino que corresponde al costo real de la energía durante los mismos. (Asociación Colombiana de distribuidores de energía eléctrica - ASOCODIS, 2014)

- **Precio en Picos Críticos (Critical Peak Pricing):** El precio en picos críticos es usado cuando los comercializadores observan que se anticipan precios de bolsa altos, estos aumentan significativamente el precio de la energía eléctrica con el objetivo de desincentivar el consumo de energía durante el periodo crítico (Colombia inteligente, 2018).

Los consumidores pagan precios más altos durante un número limitado de días en el año, definido previamente, que dependen de las condiciones esperadas de los precios de generación o de situaciones de estrés de la red de transmisión. El precio para estos periodos se fija de manera anticipada, teniendo en cuenta los costos de generación y de capacidad de transmisión incluyendo costos de congestión (restricciones de capacidad).

Los eventos se anuncian con un día de anticipación a los consumidores. El número de eventos es fijo, normalmente 15 días en el año en el sistema eléctrico en los EEUU, determinados por la ocurrencia de bajas temperaturas que obligan a despachar el parque de generación térmico de mayor costo, pero la duración de los eventos puede variar durante el día. (Asociación Colombiana de distribuidores de energía eléctrica - ASOCODIS, 2014)

6.1.2. Mecanismos basados en incentivos

Los programas basados en incentivos buscan modificar los hábitos de consumo de los consumidores a partir de estímulos económicos vía tarifa, disminución en la factura, contratos o dinero en efectivo. El pago recibido por el consumidor es acordado previamente (Colombia inteligente, 2018).

- **Control Directo de Carga (Direct Load Control):** Con este mecanismo el consumidor acepta desconectar cierta cantidad de carga cuando el sistema lo requiera, a cambio este recibe un incentivo económico. Para ponerlo en práctica es necesario instalar dispositivos automáticos de conexión y desconexión. La frecuencia y duración de los cortes debe ser acordado por las partes y están diseñados especialmente para consumidores residenciales (Aplicaciones tipo termostato) (Colombia inteligente, 2018).
- **Carga Interrumpible/intermitente (Interruptible and curtailable):** Son programas diseñados para consumidores industriales y comprenden la desconexión manual o automática de carga durante algún evento programado a cambio de incentivos económicos en la factura del consumidor (Colombia inteligente, 2018).
- **Oferta de Demanda (Demand Bidding/Buyback):** En este mecanismo el programa de respuesta de la demanda es integrado al despacho económico del sistema, mediante ofertas de desconexión presentadas por el consumidor. En caso de que la oferta sea aceptada, es decir sea competitiva con los precios de producción el consumidor debe desconectarse durante el periodo de tiempo ofertado y se le remunera la cantidad al precio ofertado o precio de bolsa (Colombia inteligente, 2018).
- **Respuesta de la Demanda por Emergencia (Emergency Demand Response):** Este tipo de mecanismos presentan el pago de un incentivo económico a la demanda, a cambio de una desconexión en caso de presentarse escasez en las reservas de potencia de energía o en condiciones de emergencia del sistema de potencia (Colombia inteligente, 2018).
- **Mercado de Capacidad (Capacity Market):** En este tipo de programas los consumidores ofrecen reducciones de carga para reemplazar generación de fuentes convencionales, por contingencias que se presenten en el sistema. Los clientes reciben la notificación con algunos días de anticipación, y reciben un pago por adelantado por la prestación del servicio (Colombia inteligente, 2018).
- **Mercado de Servicios Auxiliares (Ancillary Service Market):** Son programas donde los clientes pueden ofertar desconexiones de carga ante el mercado de energía mayorista como reservas operativas. En caso de ser aceptada su oferta, éstos reciben el precio de mercado por comprometerse a estar en espera. Si se necesitan sus reducciones de carga, el operador del mercado les notifica y esta desconexión puede ser pagada al precio de la energía en el mercado mayorista (Colombia inteligente, 2018).
- **Recursos Energéticos Distribuidos (Distributed Energy Resources (DER) Electric Vehicle (EV)):** Son programas donde el consumidor aprovecha los dispositivos de generación o almacenamiento para participar en respuesta de la demanda, a partir de la inyección o consumo de energía de acuerdo con las necesidades del sistema (Colombia inteligente, 2018).

6.1.3. Respuesta de la demanda despachable

Desde el punto de vista del despacho técnico-económico la participación de la RD se puede clasificar en tres grandes categorías:

- **Recursos para periodos críticos:** emergencias, control directo y mercados de capacidad.
- **Servicios complementarios:** regulación y reservas complementarias operativas y no operativas, en función de los tiempos de respuesta.
- **Mercados de energía:** oferta de desconexión de la demanda (demand bidding) en mercados day-ahead y en tiempo real.

6.2. Beneficios y costos de los programas de RD

6.2.1. Beneficios

La Figura 10 muestra un resumen de los beneficios asociados a la RD, los cuales se pueden clasificar en cuatro categorías: participante, mercado, confiabilidad y funcionamiento del mercado.

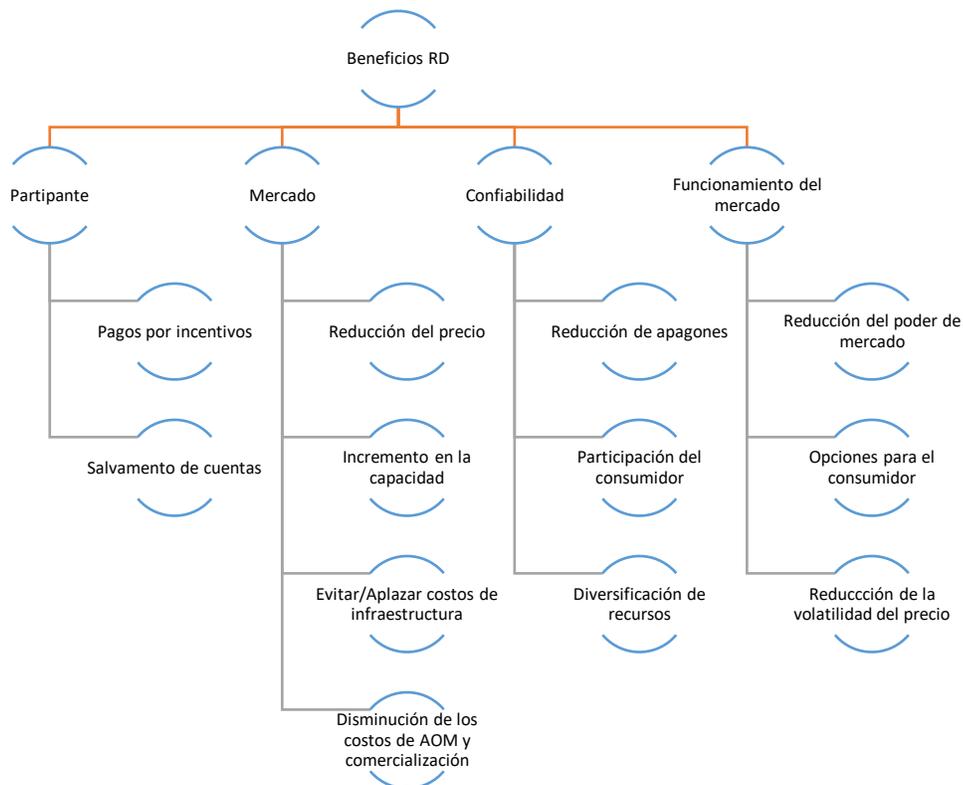


Figura 10. Beneficios de los programas de RD
Fuente: Grajales (Grajales & Figueroa, 2012), elaboración propia

Los participantes de RD pueden experimentar ahorros en las facturas de electricidad reduciendo los consumos en las horas pico de los precios. De hecho, algunos participantes pueden experimentar un ahorro considerable sin cambiar drásticamente su patrón de consumo, tan solo reduciendo por debajo del promedio su demanda en las horas pico. Algunos clientes pueden ser capaces de

aumentar su consumo de energía sin tener que pagar más dinero por funcionamiento de equipos en los momentos de no pico.

No todos los beneficios de RD están dirigidos hacia los participantes, algunos se concentran en la ampliación del mercado. De la reducción del precio en general se espera que con el tiempo cause una utilización más eficiente de la infraestructura disponible. Por ejemplo, se podría disminuir la puesta en marcha de generadores de alto costo, reducir las pérdidas y disminuir los costos de expansión del sistema de potencia.

Por otra parte, los programas de RD pueden aumentar la capacidad del sistema utilizando los programas basados en mercados, que a su vez se traduce en la capacidad de evitar o aplazar los costos. Además, también pretende evitar o aplazar la necesidad de construcción de nueva infraestructura de: distribución, transmisión y diferir en lo posible las actualizaciones de la misma. Todos estos costos evitados o aplazados se reflejarán en el precio de la electricidad para toda la cadena de transacción de la energía.

Los beneficios de confiabilidad pueden ser considerados en el mercado a gran escala, ya que hacen partícipes a todos los agentes relacionados con el mercado. Debido a su importancia se han considerados estos beneficios como una categoría sola. Al tener un programa de RD bien diseñado se puede aportar a la reducción de riesgo de apagones, y atado a esto, los consumidores están disminuyendo el riesgo de estar expuestos a cortes de energía forzados e interrupción de actividades. Por otro lado, el operador del sistema tendrá más opciones y recursos para mantener la fiabilidad del sistema, reduciendo así las operaciones forzadas y sus consecuencias.

La última categoría de los beneficios de la RD es la mejora de la presentación del mercado eléctrico. Los participantes tendrán más opciones en el mercado incluso cuando la competencia minorista no esté disponible. Los consumidores pueden gestionar su consumo ya que tienen la posibilidad de influir en el mercado. En realidad, este punto de vista es el principal impulsor del ofrecimiento de programas de RD, especialmente para los grandes consumidores.

La otra mejora importante del mercado es la reducción de la volatilidad de los precios. La capacidad de Respuesta en Demanda reduce la capacidad de los principales actores de ejercer poder sobre el mercado.

También se puede mencionar que los programas de Respuesta en Demanda pueden acarrear en cierto grado unos beneficios ambientales derivados de los beneficios anteriormente mencionados. El no tener que construir nueva infraestructura puede convertirse en una mejor utilización de terrenos y también se puede mejorar la calidad del agua, resultado del uso eficiente de los recursos y reducción de uso de esta misma (Grajales & Figueroa, 2012).

6.2.2. Costos

Cada programa de RD involucra una diferente clase de costos. La muestra en resumen una clasificación de los costos de RD, tanto para los propietarios del programa como para los participantes.

Los participantes de los programas deben poder habilitar la tecnología necesaria para la puesta en funcionamiento de los programas, esta tecnología puede ser de aparatos como: termostatos inteligentes, controles de carga, sistema de manejo de energía y unidades de generación distribuida.

También se debe implementar un plan de respuesta o estrategia de modo que pueda aplicarse en cualquier caso o evento. Estos costos iniciales son generalmente pagados por los participantes, sin embargo la asistencia técnica debe ser proporcionada por el propietario del programa.

Los costos de funcionamiento de los participantes están relacionados con los acontecimientos, dependiendo del plan de respuesta, estos costos pueden variar. Unos costos fáciles de cuantificar pueden ser: una pérdida de negocios y una reestructuración de procesos o actividades. El propietario del programa debe hacerse cargo de los costos iniciales del sistema y todo el funcionamiento. La mayoría de los programas de RD implican costos de medición y comunicación, además de los costos iniciales. Los costos de funcionamiento de programas de RD incluyen costos de administración y gestión del programa. Por otra parte, los pagos e incentivos son considerados como parte de los gastos corrientes del mecanismo basado en incentivos.

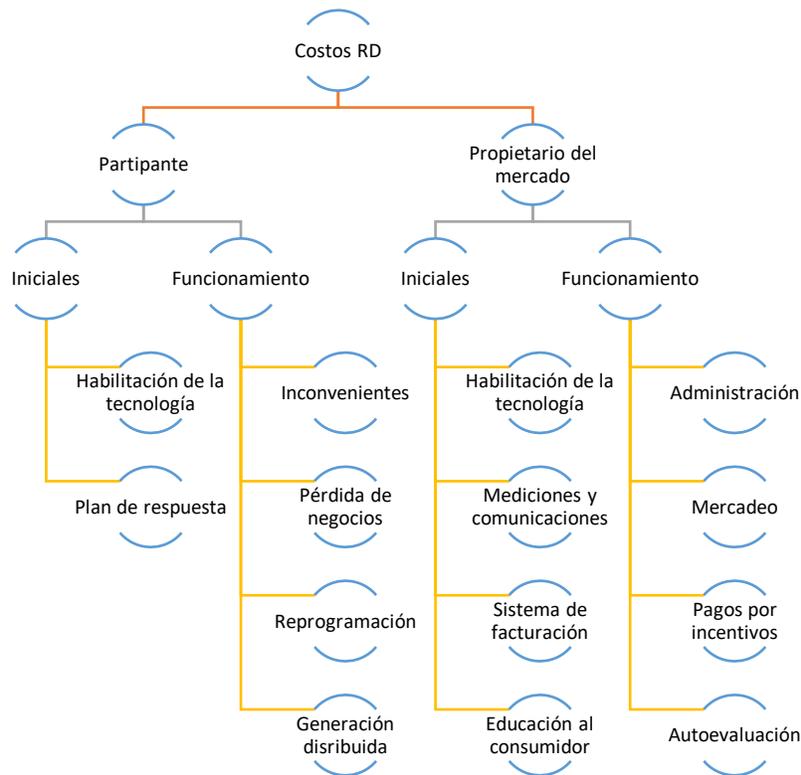


Figura 11. Costos de los programas de RD
Fuente: Grajales (Grajales & Figueroa, 2012), elaboración propia

La actualización del sistema de facturación es necesaria antes que los programas de respuesta en demanda se pongan en marcha, sobre todo para los mecanismos basados en precios puesto que funcionan con costos variables de la energía.

Otro componente importante antes de implementar cualquier programa de respuesta en demanda es educar a los clientes sobre los posibles beneficios del programa. Las diferentes opciones de los

programas y explicar a los clientes potenciales, como responder con la demanda dependiendo de las estrategias definidas. Un programa exitoso de respuesta en demanda depende en gran medida de la educación del cliente. La comercialización continua es importante para atraer nuevos participantes, además se requiere de una evolución continúa de los programas para lograr un mejor desarrollo. (Grajales & Figueroa, 2012)

6.3. RD en Colombia

La definición de la respuesta a la demanda (RD) según la Ley 1715 de 2014 (Congreso de la Republica de Colombia, 2014), está dada como cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta de precios o incentivos para inducir bajos consumos. En esta ley, el MME facultó al regulador del mercado la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), para que sea la encargada de establecer mecanismos regulatorios que incentiven la RD con el fin de desplazar los consumos de horarios punta y se procure el aplanamiento de la curva de demanda.

La CREG ha expedido resoluciones que han permitido dar pasos hacia los programas de RD en Colombia, como la resolución CREG 071 de 2006 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006) y sus modificaciones en la que se define la DDV como anillo de seguridad para las OEF del CXC y permite a los generadores respaldar las OEF a través de un contrato con un comercializador, el cual pacta con un consumidor no regulado la desconexión de demanda para que no se vea afectada la remuneración de la OEF al generador ante alguna indisponibilidad. Los detalles del marco regulatorio existente se tratan en detalle en la sección 3.

La resolución CREG 011 de 2015 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015) por la cual se regula el programa de RD para el mercado diario en condición crítica; entendiéndose la condición crítica como una situación del MEM cuando el precio de bolsa es mayor al precio de escasez (PE) y el programa temporal Apagar Paga que fue impulsado por el gobierno para incentivar el ahorro de energía en grandes consumidores y consumidores residenciales. Este último fue regulado bajo la resolución CREG 029 de 2016 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016); el estado del arte de las condiciones regulatorias actuales se detalla en la sección 3.

En la experiencia internacional se ven programas de RD que pueden implementarse en el MEM y que traerían beneficios al sistema y mayor competencia en el mercado; estos programas pueden aportar confiabilidad al sistema, ya que serían un recurso para la seguridad en el corto plazo, cuando se presenta un riesgo de racionamiento, prestarían servicios complementarios y darían elasticidad a la demanda a los precios del mercado.

El impacto de los programas de RD sobre el aplanamiento de la curva de carga diaria puede ser alto, ya que puede reducir la programación de la generación para aliviar restricciones; puede reducir los arranques y paradas de las generaciones térmicas, puede hacer los precios más eficientes en el MEM y ayudar a la reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI).

A continuación, se explicará de forma más detallada los servicios que puede prestar la RD al MEM y al SIN. La implementación de la RD en el mercado ofrece la posibilidad de que la participación de la demanda sea más activa, para esto se requiere que los agregadores puedan hacer ofertas al operador del mercado que sean promovidas por una señal de precio del mercado, lo cual permitiría aprovechar las diferencias entre los precios de bolsa horarios; esto se traducirá en el MEM como

una formación de precios más eficientes en el corto plazo, control del poder de mercado, optimización de recursos de generación y aplanamiento de la curva de carga diaria.

La RD puede mejorar la seguridad en el corto plazo, ya que se convierte en recurso adicional para la operación del SIN, en el momento en que se presenten eventos que puedan ser mitigados mediante la RD; esto ya ocurre en la actualidad, se tienen esquemas de deslastre de carga para mitigar restricciones, sin embargo los consumidores no tienen algún beneficio económico por la desconexión de la demanda. Un programa de RD que ofrezca este tipo de incentivos permitiría que el alivio de restricciones mediante Demanda No Atendida (DNA) pueda ser inclusive más eficiente y que no se presenten malestares sociales y políticos por la programación de DNA en la operación del sistema. Para el funcionamiento de este tipo de programa, se requiere que el agregador se comprometa con el mercado a tener organizados los recursos de RD para el operador, de forma que ante un evento el agregador pueda disponer de estos.

De forma similar funcionaria la RD para mitigar el riesgo de racionamiento, ya que ante casos de emergencia energética por restricciones del SIN, el contar con recursos permanentes de RD que racionen voluntariamente se puede mitigar el riesgo de racionamiento de corto y mediano plazo. El agregador debe garantizar la disponibilidad de recursos para su uso ante un evento que desde el planeamiento de mediano y corto plazo puedan colocar en riesgo de racionamiento al SIN.

Los servicios complementarios para el sistema como el control de frecuencia y los servicios asociados a este y el control de voltaje podrían prestarse a partir de la incorporación de RD; estos deben considerarse en los diferentes horizontes de planeamiento de la operación como un recurso adicional, compitiendo con los recursos convencionales que prestan este tipo de servicios. La RD debe estar agregada, con el fin de facilitar la coordinación en la operación de tiempo real y debe ser el agregador quien de la información del recurso al operador del sistema mediante un centro de control para coordinar, supervisar y controlar la prestación de este servicio de forma efectiva.

Finalmente, la RD para la confiabilidad puede ser un recurso que se considere dentro del proceso de definición de la generación de seguridad o compita mediante las subastas que están configuradas regulatoriamente, permitiendo generar una mayor flexibilidad a la curva de demanda objetivo. Esto conllevaría a que a la RD se le asignen OEF en los mismos términos que están establecidos para los generadores.

Como se ha visto anteriormente la RD no solo es una herramienta para permitir la participación más activa de la demanda en el mercado y con esto flexibilizar el MEM y ayudar a disminuir el poder de mercado de algún agente; sino que además puede mejorar la confiabilidad, seguridad y eficiencia del sistema. Esto es bien conocido por el ente regulador del mercado quien ha manifestado en algunos espacios como la RD es un reto que tiene la entidad.

Pese a que la regulación existente en Colombia, si permite la participación de un consumidor en programas de respuesta a la demanda (RD); el programa más estructurado y desarrollado es el de Demanda Desconectable Voluntaria (DDV), el cual funciona como un anillo de seguridad para el cargo por confiabilidad (CXC) para agentes generadores con Obligaciones de Energía Firme (OEF), tal como se plantea en la resolución CREG 071 de 2006 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2006).

Sin embargo, la DDV como otros programas de RD promovidos por el regulador hasta el momento, son programas dirigidos para el alivio de restricciones en condiciones críticas del sistema. Un ejemplo de esto fue el programa temporal Apagar Paga, impulsado durante El Niño 2015-2016; formulado para incentivar el ahorro de energía en grandes consumidores y consumidores residenciales, y regulado bajo la resolución CREG 029 de 2016 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016).

Este programa dio una primera luz para un esquema tarifario diferenciado; sin embargo, fue más un programa de racionamiento consentido por los consumidores debido a la condición crítica del sistema en ese momento. De acuerdo con lo expuesto anteriormente, los programas de RD regulados en el país hasta el momento son dirigidos al beneficio del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y no al beneficio de los consumidores.

La CREG ha planteado dentro de este reto la regulación de la RD con precios de mercado para el alivio de restricciones, servicios complementarios y alivio ante fallas de la red; la RD como apalancamiento de instalaciones para la autogeneración; la incursión de nuevos agentes o nuevos roles en la prestación; la articulación con despacho vinculante, mercado intradiario y precios nodales; desarrollo de infraestructura de medición avanzada para atender las necesidades particulares de la demanda y las líneas base de consumo que puedan ser utilizadas como referencia en distintas duraciones de periodos (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018).

Tabla 3. Características de los programas de RD en Colombia

ITEM	Apagar paga (CREG 029-039-049/16)	DDV (CREG 20/13)	Reducción de Demanda (CREG 011/15)
Objetivo del programa	Respalda la Obligación de energía Firme (OEF). Garantizar el abastecimiento energético en condiciones críticas. Promover el ahorro voluntario de energía en condición crítica.		
Incentivos del programa	Ahorro o sobrecosto en la factura (\$450 kW/h)	G: OEF C: Negociación Consumidor: pago	G: OEF C: Negociación Consumidor: pago
Diseño de tarifas	Diseño de la tarifa según corresponda, más o menos el incentivo.	Negociación G-C-U	Oferta y Negociación C-U
Prerrequisitos	Ciclo de facturación completo previo a la vigencia	Frontera comercial de acuerdo CREG 038/14	Frontera comercial de acuerdo CREG 038/14
Tiempo del programa (franja)	Mensual	Diaria	Diaria
Restricciones de los eventos	Vigencia de la resolución	Precio de bolsa supere el precio de escasez	Precio de bolsa supere el precio de escasez
Duración del evento	Decisión del consumidor	Depende del contrato (horaria)	Depende de la oferta (horaria)
Notificación - Arquitectura	Gobierno nacional Res. CREG	CND - Contrato	CND - Oferta
Disponibilidad	No se reporta disponibilidad	Registro del contrato	Oferta de disponibilidad al CND
Monitoreo/ seguimiento	Comparación con el mes base (febrero de 2016)	Comparación LBC	Comparación LBC
Línea base	Consumo del mes de febrero 2016	$Ct = T_t \times E_t \times u_t$ (tendencia, estacionalidad, error)	$Ct = T_t \times E_t \times u_t$ (tendencia, estacionalidad, error)

Fuente: Colombia Inteligente (Colombia inteligente, 2018), elaboración propia

6.3.1. Costos y beneficios de los programas de RD en Colombia

De acuerdo con la revisión regulatoria revisada existente hasta el momento sobre programas de RD, se puede hacer un análisis de costos y beneficios sectorizado para los diferentes tipos de agentes, de consumidores y para el SIN. A continuación se listan los beneficios (B) y costos (C) encontrados en las resoluciones CREG, Leyes de la Republica y decretos del MME.

Agentes generadores con OEF

- Posibilidad de cumplir con sus OEF mediante contratos con agentes comercializadores, cuyo producto es la DDV. (B)
- Debe ser pagado el incentivo para la RD dirigido a los consumidores, en los casos en los que su generación ideal sea menor a sus OEF en condiciones de escasez. (B)

Agentes comercializadores

- Son los encargados de realizar todas las gestiones técnicas para adecuar la frontera comercial de los consumidores que deseen ser DDV. (C)
- Deben registrar al consumidor y la frontera como DDV ante el ASIC. (C)
- El comercializador que represente a los consumidores puede ser diferente de aquel que lo atiende para el suministro de energía. (C)
- Debe hacer los ajustes de los equipos de medida de los consumidores, de forma tal que cumplan con los requisitos exigidos para la participación en programas de RD. (C)
- El comercializador que representa la demanda en el programa de RD podrá ser un agente comercializador que agrega carga en el MEM. (B)
- La oferta de RD debe contar con información detallada de comercializador, consumidores, precio, barras operativas y energía a reducir; estas ofertas se deben enviar de forma diaria. (C)
- Los generadores que no cumplan su OEF, asumirán parte del menor costo para los consumidores que consuman por debajo de su meta de ahorro. (B)
- Cuando las pruebas de disponibilidad de la DDV, no sean exitosas el ASIC cancelará los contratos, no se reconocerá el costo de las pruebas ya que estos costos deben ser tenidos en cuenta por parte del generador al tomar sus OEF. (C)
- Adicionalmente ante el incumplimiento de la DDV y la prueba solicitada no es exitosa, el agente perderá la remuneración del cargo por confiabilidad en proporción a la energía respaldada con la DDV. (C)
- La verificación de los contratos DDV podría ser de forma agregada. (B)

Agentes operadores de red

- Hacer mejores pronósticos de demanda. (C)
- Contar con recursos para gestionar las restricciones locales de la red. (B)
- Impulso a la modernización de la red. (B y C)
- Mejorar la planeación de la red ya que cuenta con más recursos. (B y C)

Agentes autogeneradores

- Hasta el momento no hacen parte de mercado mayorista de energía, por lo no se benefician con el mecanismo de DDV. (C)

Consumidores regulados

- La participación en programas de RD será una remuneración igual a la cantidad de demanda reducida por la diferencia del precio de bolsa y el PE. (B)
- Las tarifas horarias solo aplicarían para los consumidores que cuenten con el equipo de medida necesario para su implementación. (C)
- El comercializador que represente a los consumidores puede ser diferente de aquel que lo atiende para el suministro de energía. (B)
- El comercializador deberá tener acceso a las mediciones realizadas de la frontera comercial del consumidor. (C)
- El OR y el comercializador tendrán acceso a la lectura remota. (C)
- Se han flexibilizado los requisitos para la frontera comercial del consumidor que se registre como DDV; deberá cumplir con los requisitos exigidos para las fronteras de los consumidores no regulados. (B)
- Se plantea esquema de tarifas diferenciales para establecer los costos de prestación del servicio de energía eléctrica a consumidores regulados en el SIN para promover el ahorro voluntario de energía. (B)
- El contrato bilateral entre el generador y el comercializador (representante de los consumidores) tendrá una duración máxima de 30 días. (B)

Consumidores no regulados

- Se han flexibilizado los requisitos de medición de los consumidores no regulados con plantas que quieran participar en el programa de DDV y en el programa de RD.
- Los consumidores no regulados que pueden participar, son quienes tengan las fronteras comerciales que cumplan con los requisitos para este tipo de consumidores o fronteras de comercialización y de generación. (C)
- Los consumidores industriales que cuenten con generación de respaldo pueden ofrecer desconexiones de energía de manera continua, por lo que los contratos de DDV para este tipo de consumidores no deben tener límite de duración y se pacta libre entre las partes. (B)

Sistema Interconectado Nacional

- La regulación ha ido suprimiendo barreras jurídicas, económicas y de mercado de forma que se promueva el desarrollo de un mercado de RD. (B)
- Al activarse y programar desconexiones de DDV las cuales no se llevaron a cabo durante la operación real del SIN, se generan redespachos de generación adicional que está fuera de mérito y se traducen en mayores costos por restricciones del SIN. (C)
- Flexibilización del mercado de energía con el ingreso de nuevos agentes que implementen estrategias de gestión de la demanda. (B)

Desde tiempo atrás los consumidores no regulados han podido hacer gestión de la demanda, ya que tienen permitido negociar directamente con los comercializadores y transmisores las tarifas del suministro; adicionalmente estos consumidores pueden tranzar la energía directamente con los generadores mediante contratos de largo plazo que permiten tener una tarifa controlada y de esta manera tener beneficios por el pago de su consumo. La regulación existente en Colombia, si permite la participación de un consumidor en programas de RD; el programa más estructurado y desarrollado es el de DDV como anillo de seguridad para el cargo por confiabilidad para agentes generadores con OEF.

Los programas de RD promovidos por el regulador hasta el momento, son programas dirigidos al alivio de restricciones en condiciones críticas del sistema (Apagar paga) promovido por la resolución CREG 029 de 2016 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016); el cual dio una primera luz para un esquema tarifario diferenciado, sin embargo fue más un programa de racionamiento consentido por los consumidores debido a la condición crítica del sistema en ese momento. Los programas de RD regulados en el país hasta el momento son dirigidos al beneficio del SIN y no al beneficio de los consumidores.

La gestión de la demanda por parte de un consumidor mediante señales de precio hasta ahora no está implementado en Colombia, ya que no se cuenta con mecanismos de tarifas diferenciales para todos los tipos de consumidores; no está regulado el rol de un nuevo agente agregador de demanda; no hay incentivos para los comercializadores o generadores para la promoción de estos programas y tampoco para que el consumidor pueda acceder; no existe un mercado intradiario o intrahorario que permita tener tarifas diferenciales dependiendo de las restricciones, demanda y condiciones generales del mercado.

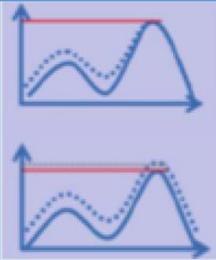
La tarificación horaria está en la agenda del regulador y del MME, así como la entrada de nuevos agentes al mercado (agregadores de demanda), crear señales de precio para la gestión de demanda por parte de los consumidores y la dinamización del mercado de energía. De igual forma debería ser una política del regulador y del MME promover los programas de RD a los consumidores, e incentivar a los comercializadores para que puedan crear programas de ese tipo.

6.4. Estructuras tarifarias

La regulación de servicios públicos y los monopolios naturales particulares de este tipo de servicios tiene un gran reto de definir una estructura que sea eficiente y tenga suficiencia financiera; el problema se separa entre costos eficientes para la remuneración y una estructura que brinde señales económicas que permitan asignar los costos asociados al servicio a los consumidores en función de su demanda. A la discusión entre asignación de costos comunes, tarificación del costo marginal, costos de punta, tarifas de dos partes o precios no lineales, se le ha sumado el tema de tarifas para demandas variables en el tiempo como mecanismos de gestión de la RD; de todo esto se espera que la estructura de tarifas permita la recuperación de los costos reconocidos.

El objetivo final es procurar que se obtengan las máximas economías de escala, ajustadas a un diseño de mínimo costo en la atención de la demanda. En la medida en que estas economías se produzcan es posible obtener niveles de costo medio unitario que hagan atractivo vincular clientes

Tabla 4. Estructuras tarifarias estáticas

Tipo de tarifa	Incentivo	Efecto en la curva de carga	Efecto en el consumo	Efecto en el costo en la red	Compensación entre criterios regulatorios
Tarifa plana volumétrica (\$/kWh)	Reducción del consumo total independientemente del tiempo de uso		Medio – Alto	Bajo	✓ Transparencia
			Incentivo a reducción de consumo total		✓ Aceptación
			Señal económica débil respecto a tarifa por tiempo de uso		✗ Eficiencia económica
					✗ Traslado de señales de costo
					✗ Recuperación de costos
Cargo por potencia (\$/kW)	Reducción de demandas en punta		Medio – Alto		✓ Transparencia
	Desplazamiento de consumos a horas fuera de la punta				✗ Aceptación
					✓ Eficiencia económica
					✓ Traslado de señales de costo
					✓ Recuperación de costos
Monomía horaria (TOU)	Disminución de consumos en hora punta		Medio – Alto	Alto	✗ Transparencia
	Desplazamiento de consumos a horas fuera de la punta				✗ Aceptación
					✓ Eficiencia económica
				El consumo en horas punta inducen mayores reducciones en el consumo total	✓ Traslado de señales de costo
					✓ Recuperación de costos
Tarifa binomia (en dos partes \$/kW y \$/kWh sencilla o por TOU)	Reducción de demandas en punta		Medio – Alto		✗ Transparencia
	Reducción de consumo durante horas de punta				✗ Aceptación
	Desplazamiento de consumos a horas fuera de la punta		Precios altos en la punta inducen mayores reducciones en el consumo total		✓ Eficiencia económica
					✓ Traslado de señales de costo
					✓ Recuperación de costos

Fuente: Asocodis (Asociación Colombiana de distribuidores de energía eléctrica - ASOCODIS, 2014), elaboración propia

de altos consumos o incrementar los consumos de los clientes existentes, al tiempo que se hace atractivo atender clientes de bajo consumo, lo que refuerza los efectos de eficiencia del diseño tarifario.

6.4.1. Tarifas estáticas

Las estructuras tarifarias tradicionalmente han sido de carácter estático, en el sentido de que su valor se fija de manera anticipada al consumo de los consumidores para un periodo de tiempo determinado.

Estos periodos pueden variar de acuerdo con los regímenes de regulación (por costo más tasa de retorno, por precio o ingreso máximo) entre uno y cinco años). La Tabla 3 presenta los distintos tipos de estructuras tarifarias utilizadas normalmente para sistemas de redes de transporte y distribución eléctrica, su potencial en materia de incentivos, efectos sobre la curva de carga y el nivel de consumo, y sobre los costos de red, así como los balances en el cumplimiento de los distintos criterios regulatorios para el diseño tarifario.

Las tarifas planas o volumétricas en términos de unidad de consumo generan incentivos a la reducción del consumo total, y presentan un buen resultado en términos de aceptación y transparencia. Sin embargo, son las de menor potencial de efecto sobre los costos de infraestructura general del sistema, dado que el principal determinante de los costos de infraestructura en redes es el costo de capacidad.

Aunque pueden fijarse de manera general para períodos anuales, en muchos casos están sujetas a cláusulas de reajuste por incremento en el costo de combustibles de generación, de aplicación trimestral o semestral. En términos de recuperación de costos están afectadas por los riesgos de evolución de la demanda en el tiempo, un aspecto que debe considerarse en la medida en que la integración de la generación distribuida pueda afectar el comportamiento en el largo plazo de la demanda de la red

Las tarifas binomias se ajustan mejor al principio de recuperación de los ingresos reconocidos. Las tarifas binomias y por tiempo de uso son más eficientes para enviar señales de costo de acuerdo con el uso de la infraestructura en horas de punta y fuera de punta, aunque son menos simples y pueden ser de difícil comprensión y aceptación si no están acompañadas de un proceso de información e implantación que explique sus potenciales beneficios. Las tarifas horarias tienen riesgos asociados de comprensión pero además de recuperación de costos en la medida en que se presenten cambios en los patrones de consumo de los consumidores, lo que depende de si se establecen de manera opcional u obligatoria, y de si se permite un rebalanceo en el nivel general de las tarifas a medida que estos cambios en los perfiles de consumo se producen. (Asociación Colombiana de distribuidores de energía eléctrica - ASOCODIS, 2014)

6.4.2. Tarifas dinámicas

A diferencia de las estructuras tarifarias estáticas, las tarifas variables y dinámicas están asociadas a la posibilidad de llevar señales cercanas a la evolución de la demanda y de los costos del servicio en tiempo real o muy cerca del momento del consumo. Este tipo de estructuras tarifarias se han venido introduciendo a raíz de tres factores fundamentales: la evolución de los equipos de medición y redes inteligentes, cuyo desarrollo está asociado tanto a la evolución de la tecnología de la

información y las comunicaciones; los desarrollos tecnológicos en generación con energías renovables y el almacenamiento energético que están cambiando los “fundamentales” tradicionales de los mercados eléctricos; y a fenómenos de incrementos excesivos de precios por aumento en los costos de los combustibles o por eventos particulares de fallas simultáneas del mercado y la regulación como la crisis del sector eléctrico en California en 2000-2001 (Asociación Colombiana de distribuidores de energía eléctrica - ASOCODIS, 2014). Los tipos de estructuras variables y dinámicas incluyen las mencionadas en la sección 6.1.1 y las siguientes:

- **Peak Time Rebates:** los descuentos por eventos críticos de punta son el inverso del esquema de Critical Peak Pricing, en el sentido de que en lugar de cobrar un valor muy alto por la energía consumida durante los eventos, se paga a los consumidores por la reducción de su consumo durante los mismos. Tiene la ventaja de ser un esquema de menor resistencia en cuanto a la aplicación de precios muy altos, y puede ser ofrecido bajo el esquema de opción tarifaria de manera que los consumidores pueden elegir si se vinculan al mismo.

El esquema de PTR se ha desarrollado mediante pilotos en algunos estados de los EEUU. Son similares al mecanismo de la Demanda Desconectable Voluntaria establecido como anillo de seguridad del cargo por confiabilidad en Colombia, aunque a diferencia de estos su ejecución no se limita a un umbral predeterminado de precio del mercado spot. Al igual que la Demanda Desconectable Voluntaria (DDV), requieren establecer una línea base de consumo de referencia. Sin embargo, el mecanismo de PTR está sujeto a críticas debido a que su diseño puede generar incentivos para que los consumidores modifiquen los consumos de referencia al alza para obtener mayores remuneraciones, y por otra parte debido a que si bien se remunera la reducción de consumo no se penaliza el incremento de estos por encima de la línea base. (Asociación Colombiana de distribuidores de energía eléctrica - ASOCODIS, 2014)

- **Real Time Pricing en dos partes:** el esquema consiste en fijar una parte de la demanda a un precio, y exponer la demanda (por encima o por debajo del nivel definido) a las variaciones del precio del mercado diario. Requiere igualmente definir una línea base de consumo, normalmente el año anterior, las desviaciones hacia arriba o hacia debajo de la Línea Base de Consumo LBC se valoran al precio horario del mercado. (Asociación Colombiana de distribuidores de energía eléctrica - ASOCODIS, 2014)

6.4.3. Tarifas en Colombia

La metodología tarifaria vigente fue definida por la CREG mediante la Resolución CREG 119 de 2007 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2007) y la aplicación corresponde a cada prestador del servicio público domiciliario de energía eléctrica a sus consumidores finales.

De acuerdo con el artículo 4 de esta resolución el Costo Unitario de prestación del servicio de energía eléctrica (CU) consta de un componente variable de acuerdo con el nivel de consumo, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh), y un componente fijo, expresado en pesos por factura (\$/factura).

El costo máximo del servicio en un período dado corresponderá a la suma de: i) el producto entre el consumo en kWh en dicho período y el componente variable; y ii) el valor del componente fijo. Sin

embargo, el valor del componente fijo de acuerdo con el artículo 12 de la resolución CREG 119 de 2007 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2007), es igual a cero.

Los componentes de la tarifa están sujetos al comportamiento de variables como el índice de precios al consumidor (IPC), y al Productor (IPP), la oferta y demanda de energía, entre otros. Los componentes del CU son:

- **G:** Costo de compra de la energía
- **T:** Costo por uso del STN
- **D:** Costo por uso de sistemas de distribución
- **CV:** Margen de comercialización
- **PR:** Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía
- **R:** Costo de restricciones y de servicios asociados con generación

La sumatoria de estos seis componentes proporciona el valor del costo unitario de prestación del servicio CU en (\$/kWh).

El componente G (Generación) representa el costo de compra de la energía que realiza el comercializador en el MEM. Su variación está sujeta tanto a los precios de la bolsa de energía como a los precios de los contratos bilaterales de suministro de largo plazo con destino al mercado regulado que los comercializadores adquieren mediante convocatoria pública. Es importante resaltar que esta variable puede presentar cambios de un periodo a otro, debido a que en Colombia el parque generador es hidro-térmico (hay generadores de energía eléctrica hidráulicos y térmicos). Los precios en bolsa y en contratos dependen fuertemente de variables como las condiciones hidrológicas y los precios de los combustibles utilizados en la generación (principalmente el gas natural y el carbón).

En el componente T (Transmisión), que es el costo por uso del STN; la variación de este componente está dada principalmente por el IPP.

El componente D (Distribución), representa el costo por el uso del sistema de distribución, que está compuesto por todos los elementos como conductores, transformadores, postes, y demás utilizados para llevar la energía eléctrica desde el STN hasta los consumidores finales. En términos generales se trata de un componente cuya variación depende primordialmente de las variaciones del IPP.

El componente CV (Comercialización), que incluye los costos variables por energía de la actividad de comercialización, varía principalmente por el IPC. El componente PR (Pérdidas) remunera el costo incurrido por la compra, transporte y reducción de las pérdidas de energía eléctrica. La fórmula con la que se calcula contiene el componente G entre otras variables, por lo que su valor también está sujeto a cambios importantes de un mes para otro.

El último componente R (Restricciones) remunera los costos por restricciones y otros servicios asociados con generación. Estas restricciones son básicamente sobrecostos en los que se incurre en la operación del sistema, como por ejemplo la necesidad de que en un determinado momento un generador más costoso genere debido a requerimientos para una operación segura con el STN, o que la energía producida por los generadores más baratos no se pueda transportar a un determinado lugar, tal como se explicó en la sección 2.2.4.

Se debe tener en cuenta en la definición de tarifas de energía eléctrica un aspecto importante: los subsidios aplicables al costo de prestación del servicio CU, que de acuerdo a la Ley 1117 de 2006 (Congreso de la Republica de Colombia, 2006), y a la resolución CREG 001 de 2007 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2007), en ningún caso el porcentaje del subsidio será superior al 60% del costo de la prestación del servicio para el estrato 1 y al 50% de este para el estrato 2. Para el estrato 3 el porcentaje subsidiado se mantendrá en 15%.

La variedad de mecanismos de RD existentes, hacen pensar en muchos programas que pueden ser útiles para el mercado colombiano; los costos y beneficios presentados dejan entre ver que son más favorabilidades para el sistema y que parte de los costos pueden ser rápidamente asumidos por los beneficios del cara al sistema. En la próxima sección se muestran los análisis de implementación de la RD a nivel técnico, económico, social y ambiental en el país.

7. Análisis técnico, económico y socioambiental de la RD

En esta sección contiene un análisis de los costos que se deben tener en cuenta para la implementación de los programas de RD, como lo es la instalación de medidores de energía avanzados (AMI), también se hace la revisión de los beneficios tributarios que se tienen para la RD y el análisis de los impactos técnicos, ambientales, sociales y económicos de la integración de mecanismos de RD en el país.

7.1. Costos de sistemas de medición avanzada para respuesta de demanda

Lograr que los consumidores finales participen de forma activa en la gestión de la demanda, trae un gran reto y es contar con la incorporación de la infraestructura de medición avanzada de energía (AMI) en las redes de distribución tanto para la gestión de la red como para la medida individual de cada consumidor. Con esto se puede contar con información a nivel de consumidor y a nivel de sistema, de los consumos de energía y los flujos de energía, que permite evaluar procesos de gestión de fallas y comercialización.

La infraestructura de medición avanzada puede aportar diferentes ventajas operativas para el sistema eléctrico que giran en torno a dos dimensiones: la habilitación de la respuesta de la demanda y la minimización de costos de operación y mantenimiento de la red de distribución. La AMI se puede representar como un activo valioso en la operación y mantenimiento de las redes, ya que permite capturar información valiosa para el planeamiento de la inversión que se hace sobre las redes y gestionar de forma más eficaz la operación. Entre los beneficios de la medición avanzada se pueden encontrar los siguientes:

- Inclusión de los programas de RD, basados en señales de precio o en incentivos para la modificación del consumo; asociados con la gestión de los perfiles de carga, desplazamiento de horas punta de consumo, optimización de la capacidad de la red y aplazamiento de inversiones.
- Lectura remota de consumo.
- Desconexión o reconexión remota de consumidores.
- Detección de fraudes (robos de energía).
- Control de la integración de la generación distribuida.
- Reconfiguración de alimentadores de las subestaciones, dependiendo del balance de carga en los mismos.
- Conocer el costo de la energía, realizar cobros prepago y facturación a distancia.

Un aspecto crítico en el desarrollo de mecanismos de RD tiene que ver con el adecuado despliegue de AMI, de forma que se pueda obtener todo el potencial de beneficios tanto privados como sociales derivados de estos mecanismos

7.1.1. Costos de la infraestructura de medición avanzada de energía

La implementación de AMI conlleva a que se mejoren las comunicaciones, ya que estas deben ser bidireccionales; además se requiere gestionar la información de las bases de datos operativas de los consumidores y de los sistemas de gestión de la energía. Los medidores avanzados han sido utilizados por consumidores comerciales e industriales durante mucho tiempo a nivel global, pero

hasta hace poco se ha generalizado su uso en el entorno residencia, esto debido en primer lugar a los costos asociados al medidor y su instalación.

Los costos relacionados con el medidor varían significativamente en los análisis de costo-beneficio principalmente por la selección del tipo de medidor inteligente, los costos de mano de obra (instalación) y la inversión complementaria (por ejemplo, las placas de medidores y el cableado). En la práctica, la experiencia de proyectos a gran escala durante los análisis de costo-beneficio refleja una disminución en los costos relacionados con los medidores. (EPRI, 2011)

La Tabla 5 muestra costos de algunos proyectos de AMI en el mundo, de acuerdo con número de medidores instalados y el costo total del sistema (equipo, infraestructura e instalación). Un medidor inteligente tipo AMI puede llegar a costar entre \$70 y \$170 USD para aplicaciones residenciales como lo reportó ENEL en Italia con un costo promedio de medidores AMI residenciales de USD \$76. En Estados Unidos, en Sacramento e Idaho se reportaron valores de \$135 y \$140 USD respectivamente. En materia de medidores AMI enfocados a uso comercial e industrial, su costo se encuentra entre \$150 y \$500 USD.

Tabla 5. Costos de sistemas AMI por proyectos implementados

Empresa de servicios públicos	País	Cantidad Medidores	Costo Total [millones USD]	Costo por Medidor [USD]
BGE	USA	2,090,000	482	\$231
Enel	Italia	32,000,000	2436	\$76
Southern California Edison	USA	5,300,000	1715	\$324
Consolidated Edison	USA	4,800,000	712,8	\$149
Oncor	USA	3,400,000	690	\$203
Center Point Energy	USA	2,400,000	639,6	\$267
Victoria	Australia	2,385,000	464,9	\$195
Fortum	Finlandia	550,000	197,2	\$359
Costo promedio por medidor-sistema				\$296

Fuente: Irena (IRENA, 2017), elaboración propia

Aparte de los medidores con fines de lograr un sistema de medición inteligente robusto, es necesario asegurar por parte de operadores de red y comercializadores el despliegue de una infraestructura heterogénea, incluidos los dispositivos de medición, las redes de comunicación y los sistemas de recogida y tratamiento de datos, así como las funciones de gestión e instalación asociadas que permitan evolucionar de los sistemas de distribución convencionales hacia sistemas de distribución descentralizados, automatizados e inteligentes.

Contar con esta infraestructura de soporte en la red es vital para una integración adecuada de AMI, cuyo valor dependerá en gran medida del tamaño del proyecto, sin embargo, se ha reportado por CREG que su valor sería de 7.4 Billones de pesos.

7.2. Beneficios tributarios para la RD

La normatividad en Colombia ha establecido un conjunto de beneficios fiscales asociados en general a proyectos de eficiencia energética y control y mejoramiento del medio ambiente, contenidos en la Ley 697 de 2001 (Congreso de la Republica de Colombia, Ley 697 de 2001, 2001) y su reglamentación, y a la promoción de la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.

Esta Ley otorga beneficios tributarios para eficiencia energética de exclusión del pago del IVA, y deducción de inversiones del impuesto sobre la renta a cargo a programas relacionados con RD:

- Implementación de nuevos y modernos sistemas de medición, tales como los AMI
- Generación Distribuida en Smart Grids, donde se hace uso de sistemas AMI

Los incentivos tributarios para eficiencia energética mencionados se otorgan actualmente bajo el mandato del Estatuto Tributario (Presidencia de la Republica de Colombia, 1989) derivado de los artículos:

- 255 (deducción del impuesto sobre la renta a cargo del 25% de las inversiones que se hayan realizado en el respectivo año gravable, por inversiones en control y mejoramiento del medio ambiente)
- 424-5 (exclusión de IVA para equipos nacionales o importados).

A partir de la reglamentación de los beneficios fiscales contenida en los decretos reglamentarios 2532 de 2001 (Presidencia de la República de Colombia, 2001) (IVA) y 3172 de 2003 (Presidencia de la República de Colombia, 2003) (Renta), los equipos para proyectos de eficiencia energética sólo serán objeto de los beneficios si dichos proyectos corresponden al cumplimiento de las metas ambientales indicativas de reducción de consumo de energía, concertadas entre los ministerios de Ambiente y Minas y Energía en el Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2017-2022 (UPME, 2016) para los diversos sectores de la economía (Transporte: 5.5%; Industria: 1.7%; Terciario: 1.1%; Residencial: 0.73%). Para acceder a los beneficios tributarios se requiere contar el concepto favorable de la UPME según lo establecido en el Decreto 829 de 2020 (Ministerio de Hacienda y Credito Público, 2020).

Por su parte, la Ley 1715 de 2014 (Congreso de la Republica de Colombia, 2014) en sus artículos 11, 12 y 13 establece los beneficios tributarios a los cuales podrán acceder proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía, en particular las de carácter renovable (FNCER); de manera análoga, los sistemas de medición y contadores necesarios para prestar servicios de RD podrían acceder a los beneficios tributarios, siempre que cuenten con la aprobación de la UPME.

7.3. Impactos técnicos

Cuando crece la demanda se requiere producir más energía y disponer de una mayor capacidad de transporte a través de redes (transmisión y distribución), sin embargo una alternativa es la gestión eficiente de la demanda, incluye incentivos económicos asociados al cambio del perfil de consumo.

La RD se convierte en recurso despachable para los sistemas eléctricos sujeta a señales del operador del sistema, a través de agregadores, o bien reaccionan de manera individual en función señales

estáticas o dinámicas de precios por tiempo de uso. El elemento tecnológico que permite habilitar la RD como recurso despachable o no despachable en los sistemas eléctricos es la infraestructura de medición avanzada.

7.3.1. Infraestructura de medición avanzada

Los programas de RD podrían aplicarse a un conjunto amplio de consumidores, en el marco de un proceso de gestión eficiente de la demanda, de reducción de emisiones de GEI y descarbonización de la economía.

La medición avanzada fundamentada en las tecnologías de información y comunicación es crítica para monitorizar el consumo, los precios de la energía, comunicarse oportunamente con el consumidor y gestionar las reducciones en tiempo real, en función de los precios. A medida que la incorporación de los recursos de generación distribuida aumenta, el ámbito de la AMI se extiende a un conjunto más amplio de tecnologías, programas y estrategias de comportamiento del cliente, denominadas IDER (Integrating Distributed Energy Resources).

Por medio de la Resolución MME 40483 de 2019 (Ministerio de Minas y Energía, 2019) se establecieron metas de despliegue masivo de AMI, con una meta de cobertura a 2030 del 75% de consumidores del SIN, para lo cual los operadores de red deben presentar planes de implementación de AMI, y le asigna a la CREG definir las condiciones para la implementación del proceso.

Sin embargo, el avance en el despliegue de sistemas de AMI depende de las evaluaciones de costo beneficio, y de definiciones en torno a los agentes responsables de la instalación, operación, reparación, mantenimiento y reposición de los equipos de medida, distintos de la infraestructura de AMI los mecanismos de remuneración de estos, y el acceso a la medida. La Resolución MME 40072 de 2018 (Ministerio de Minas y Energía, 2018) distingue en este sentido entre:

- La instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura de AMI, la cual estará a cargo de los operadores de red, y podrá ser remunerada a través de los cargos de distribución y,
- El suministro, instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición del medidor avanzado de energía eléctrica, para lo cual la CREG deberá pronunciarse, pudiendo asignar esta tarea también al OR.

7.3.2. RD y penetración de vehículos eléctricos (VE)

La RD puede desempeñar un papel importante para ayudar a equilibrar las fluctuaciones en la producción de energía en áreas con altos niveles de generación renovable, al permitir absorber excedentes o entregar energía en momentos de déficit, lo cual implica actualizar las metodologías de planificación de la red de distribución, para incorporar la RD junto los recursos de generación distribuida.

Un primer impacto, más o menos evidente, es la necesidad de un planeamiento más detallado a nivel de nodos de carga y entrega en la red de distribución, y la utilización de costos marginales localizados para dar señales económicas de ubicación a la demanda, a la generación distribuida y a

las nuevas tecnologías, poniendo de presente lo que se denomina el “valor de localización” de las mismas.

Igualmente, el panorama de incorporación del VE está evolucionando rápidamente, lo que plantea retos adicionales desde el punto de vista de la operación conjunta de RD. La adopción generalizada de teléfonos inteligentes, aplicaciones móviles y dispositivos domésticos inteligentes está cambiando la forma en que los consumidores interactúan con sus proveedores de servicios, lo que a su vez implica que los comercializadores y operadores de red deban recurrir a soluciones de software para gestión de la demanda, que puedan ayudar a reducir los costos de servicio y mejorar la satisfacción y el compromiso del cliente.

7.3.3. Redes inteligentes

La RD forma parte de los procesos de Smart Grids. El aumento de la presencia de las Tecnologías de Información y Comunicación (TICs) por demás es ya un hecho transversal que afectará a todos los ámbitos del sector eléctrico en Colombia, facilitando la introducción de las redes inteligentes en su conjunto (Ministerio de Minas y Energía, 2018). Algunos de los avances técnicos relacionados con la RD, que están experimentando un significativo desarrollo con la introducción de las redes inteligentes y que conviene reseñar en este reporte, son los siguientes (Callejas, 2010):

1. Meter Data Management System (MDMS): Se trata de una aplicación que realiza la gestión de la información obtenida con los medidores, su lectura, facturación y la gestión del contador eléctrico.
2. Distribution Management System (DMS): Sistema de supervisión y control de la red de distribución que integra los equipos de telecontrol y los sistemas de detección y reposición de defectos. Esta aplicación también se encarga de la supervisión y control de los sistemas de almacenamiento que estén instalados en la red de distribución.
3. Building and Energy Management System (BEMS) y Building Automation and Control System (BACS): sistema complejo de automatización de los hogares o edificios en general, en el que los electrodomésticos están dotados de suerte que pueden lograr un funcionamiento energética y económicamente eficiente en los edificios.
4. Energy Management System (EMS): Conjunto de herramientas utilizadas por los operadores de red para supervisar, controlar y optimizar el rendimiento de la generación y/o del sistema de transporte.
5. Control Central de una Microrred (MGCC): Aplicación que ejecuta el control, la supervisión y la protección de la microrred, al mismo tiempo que se optimiza la operación y se mantiene la calidad y fiabilidad de suministro.

Desde el punto de vista técnico, para asegurar la interconexión efectiva de los equipos y sistemas, se requiere de estándares de comunicación que definan un lenguaje común que faciliten el intercambio de datos. Actualmente, coexisten diferentes protocolos y tecnologías de comunicación con diversas fases de madurez o implantación, en cada una de las actividades del sistema eléctrico.

Desde el punto de vista de las redes inteligentes, vale la pena indicar que existe multiplicidad de protocolos de comunicación y de estándares. En especial, existen las recomendaciones de organismos como el NIST o la IEC respecto a los estándares útiles en cada uno de los ámbitos de aplicación de las redes inteligentes.

7.3.4. Agregador de demanda

Un agregador de demanda es un agente intermediario especializado en coordinar la respuesta de un conjunto de consumidores, gestionando activamente su demanda en función de señales económicas, y que se encarga de representarlos ante el operador del sistema, ante los operadores de redes, y ante el mercado.

En el caso, por ejemplo, de un déficit de energía anunciado por el operador del sistema en el mercado intradiario, los agregadores informan a sus propios consumidores, y reciben ofertas voluntarias de cada consumidor, o bien gestionan de manera automática una capacidad de desconexión previamente definida y contratada con los consumidores. La RD modifica entonces la demanda a nivel de consumidor, con el objetivo de adaptarla a la capacidad generadora operante, evitando la conexión a la red de una nueva fuente de generación.

En este sentido, el papel del agregador de demanda consiste en representar un conjunto de consumidores ante el operador del sistema y el operador del mercado para el servicio más evidente de desconexión de demanda ante eventos del sistema. Sin embargo, en la medida en que pueda representar distintas opciones técnicas de RD, incluyendo autogeneración en las premisas del cliente y en general recursos de generación distribuida, la figura del agregador de demanda se puede ampliar a la de un Comercializador Agregador de Demanda y Servicios (CADS).

Los clientes no regulados y grandes consumidores (industriales en la mayoría de los casos) pueden contar con diferentes mecanismos de RD, pero en el caso de los clientes regulados la situación es más desafiante, en virtud de que cada consumo singular afecta en pequeña o muy poca magnitud a la demanda del sistema. La RD, como un recurso más económico y flexible, puede ser una buena alternativa para mantener el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. A pesar de que el operador del sistema puede directamente enfrentar a los clientes de manera individual, a través del comercializador o el OR, incluso recoger la respuesta de demanda y ejercer un control teórico directo sobre la operación del sistema, ayudándose con recursos de energía almacenada, puede enfrentarse a una escala inmanejable, considerando la gran cantidad de pequeños y medianos consumidores en Colombia.

Para manejar estos problemas eficientemente, los CADS como nuevos actores, actuarían como intermediarios entre el operador del sistema y los consumidores, recogiendo los recursos de la RD desde los propietarios para su oferta y negociación, bien sea con el operador del sistema, o incluso con el OR a nivel local, por ejemplo, para servicios de control de voltaje y de aplazamiento de inversiones.

Esto no solo permite aliviar la responsabilidad de la comunicación del operador con cada consumidor final (algunos muy pequeños), sino que también representar a la respuesta de demanda para competir y negociar en el mercado en tiempo real. Los agregadores ayudan entonces al operador a evitar enfrentarse a miles de consumidores y también se benefician de la diferencia entre el precio de compra y venta de la RD, el cual puede ser mucho más atractivo si se propicia un aprovisionamiento energético en horas pico, a partir de un AE en horas de baja demanda.

Desde el punto de vista técnico de la RD y las sinergias con los sistemas de autogeneración, los CADS permitirían entonces impactar el comportamiento de la demanda de clientes individuales o agregados, mediante la modulación del consumo, la compensación de cargas desequilibradas en las

instalaciones de los consumidores, o en nodos específicos a solicitud del OR, la mejora de la calidad de onda, y la mejora de la continuidad de suministro.

En este sentido, los CADS podrían representar un aporte significativo a la estabilidad, confiabilidad, seguridad y economía en la operación de los sistemas, no sólo mediante la oferta agregada de energía o desconexión en volúmenes significativos en los mercados de energía, sino también en la intermediación de servicios agregados a las redes de transmisión y distribución, a partir de las instalaciones propias de los consumidores.

7.4. Impactos ambientales

Según los datos del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia - IDEAM, para el 2010 el país generó 224 Mton de CO₂eq en emisiones de GEI, representando tan solo el 0.46% de las emisiones globales. La participación de la industria energética en estas emisiones fue del 9%, frente al 39% del sector forestal y usos del suelo, 19% del sector agropecuario y 10% del sector transporte. El 36% de las emisiones del sector energético son producidas por la quema de combustibles fósiles en las centrales térmicas que se usan como respaldo a las plantas hidráulicas; en este contexto toma gran relevancia la participación de este tipo de plantas en periodos horarios y fenómenos climáticos extremos como el fenómeno de El Niño.

Alrededor del 32% de las emisiones de CO₂ del sector minero energético están asociadas a la generación de electricidad en el SIN como se ve en la Figura 12; se debe recordar que 16 plantas térmicas de las 37 plantas despachadas centralmente, se ubican en la región Caribe colombiana. En su gran mayoría estas emisiones provienen de la generación de seguridad requerida para la operación bajo condiciones de restricciones en la región Caribe, lo que obliga a que se despache generación fuera de mérito, las cuales tienen un mayor impacto en el porcentaje de emisión.

Gráfico 1-2 Emisiones históricas del sector de minero-energético del país a nivel nacional

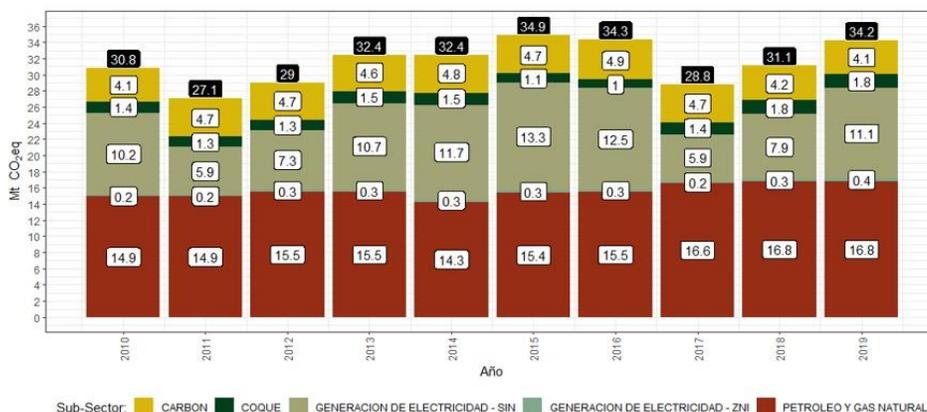


Figura 12. Emisiones del sector minero-energético.

Fuente MME 2020

Las emisiones de CO₂ referentes al sector eléctrico y específicamente a la generación de seguridad, pueden verse reducidas debido a la reducción de la demanda a través de mecanismos de RD aún bajo un escenario con restricciones de transmisión.

El poder moderar el consumo de energía eléctrica a través de programas de respuesta de la demanda o modificar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica tiene impacto directo sobre las emisiones de GEI ocasionadas por la quema de combustibles en las plantas de generación, por lo que sería un impacto positivo para el ambiente la implementación de estos programas en el mercado de energía mayorista de Colombia.

7.5. Impactos sociales

Desde la perspectiva del consumidor, que las personas modifiquen sus patrones de consumo dependerá de factores como la percepción de la necesidad de hacerlo, la confianza en el proveedor de servicios públicos o de energía, los incentivos y los costos de transacción. (Sarah J.Darby; Eoghan McKenna, 2012)

Según (Sarah J.Darby; Eoghan McKenna, 2012) al hacer una revisión de los programas de RD encuentran que la educación del consumidor (definida en términos generales) con su potencial para crear conciencia, tiene un impacto significativo en los resultados, al igual que la mejora de la retroalimentación. Los autores argumentan que "la educación debe incluirse dentro de los programas de precios dinámicos, especialmente aquellos que involucran automatización, ya que ayuda a disminuir el consumo total en lugar de solo el consumo pico". Es decir que el impacto social de implementar un programa de respuesta de la demanda será alto, ya que implica educar a la sociedad para que vean los impactos positivos de reducir el consumo de energía y los beneficios de hacerlo sobre el sistema de potencia, el mercado de energía, el ambiente y sus bolsillos.

Según (Sarah J.Darby; Eoghan McKenna, 2012) de 92 ensayos de programas de RD con precios estáticos por tiempo de uso, para consumidores sin ningún tipo de educación, dieron un aumento promedio del 1% en el consumo general y una caída del 4% en el uso máximo, mientras que 122 ensayos que incluyeron algo de educación al consumidor, llevaron a reducciones generales del 4% y del 6% al pico. En resumen, la automatización no sustituye a la conciencia, y la conciencia aumenta el impacto de la automatización.

La RD es algo que debe probarse y luego negociarse, hasta que el valor de una acción para un consumidor final se cruza con su valor para la red. En lo que respecta a la demanda residencial, esta negociación puede ser particularmente compleja. Por ejemplo, si la cocción se puede retrasar, esto es particularmente valioso durante períodos de tiempo muy cortos para un operador de red. Sin embargo, la experiencia sugiere que es poco probable que las personas modifiquen sus horarios preferidos para cocinar y comer, por lo que un incentivo tendría que ser muy significativo para persuadirlos de cambiar el uso. También es posible que deba comunicarse con muy poca antelación. (Sarah J.Darby; Eoghan McKenna, 2012)

Algunas actividades del hogar son muy urgentes, como se señaló anteriormente; es posible que los consumidores residenciales no sean conscientes de la justificación de la respuesta de la demanda y los beneficios potenciales; y puede que no existan las condiciones para que valga la pena. Por ejemplo, algunos consumidores residenciales tienen cargas muy bajas; es posible que sus hogares no estén lo suficientemente aislados como para cambiar la calefacción sin molestias; o pueden no tener capacidad de almacenamiento o micro-generación. Además, la desconfianza en las empresas de servicios públicos puede obstaculizar la participación en una iniciativa incierta. (Sarah J.Darby; Eoghan McKenna, 2012)

Los consumidores residenciales de energía no conocen los precios variables en el tiempo, ya que están acostumbrados a tarifas fijas, por lo que pueden no comprender la razón fundamental del cambio de carga y pueden desconfiar de los beneficios potenciales, sin embargo esto se puede abordar mediante programas de educación del cliente bien diseñados, atención a las preocupaciones sobre la privacidad de los datos y tarifas cuidadosamente estructuradas. Por lo tanto, las tarifas estáticas por tiempo de uso podrían ser un punto intermedio en el camino hacia precios en tiempo real; además, a medida que el suministro y el almacenamiento se vuelvan más distribuidos, la gestión de la red y la red adquirirá un carácter más obviamente local y esto podría ayudar a la comprensión del público. (Sarah J. Darby; Eoghan McKenna, 2012)

Según (Sarah J. Darby; Eoghan McKenna, 2012) se demostró que las personas responden principalmente a precios promedio y alertas de precios altos, en lugar de a precios marginales, pero también que las tarifas que van más allá de los precios máximos críticos siguen siendo viables cuando están bien respaldadas por la educación y retroalimentación.

Actualmente, Colombia no cuenta con un sector enfocado a los mecanismos RD, sin embargo, en un escenario de alta penetración de estos, es necesario establecer indicadores y mediciones que muestran la forma en que el mercado impacta e impulsa a la sociedad mediante la dinamización de este. La generación de empleo —de manera directa e indirecta—, la creación de nuevas compañías para la fabricación, distribución y comercialización de los servicios y productos requeridos por el sector, y la inversión de parte de los actores de la industria, son aspectos que dinamizan y promueven el desarrollo de la industria y por ende de la sociedad.

7.6. Impactos económicos

Los impactos económicos de la RD, teniendo en cuenta que el habilitante principal es la AMI, se pueden dividir en los que recibe cada consumidor final: reducción en el valor de la facturación debido a los incentivos económicos dados por la reducción del consumo o el traslado del mismo en el día y los costos asociados al cambio de la infraestructura de medición (que puede que sea asumido directamente por el consumidor); y por otro lado los impactos para los todos los consumidores vistos como impactos al sistema; a continuación se listan los impactos del sistema que verían todos los consumidores del SIN con los mecanismos de RD:

- Reducción de los cargos de pérdidas del CU, para cada mercado de comercialización por mejor gestión de la red por parte del OR, por reducción de las pérdidas no técnicas.
- Reducción de los cargos de comercialización, para cada mercado de comercialización por mejor gestión de la red por parte del OR, por reducción de la operación y mantenimiento de las redes.
- Reducción de costos de lectura que se traduce en menos costos de AOM.
- Incrementos de los cargos de T y D, debido a la metodología que tiene como base la demanda.
- Reducción del cargo de transmisión por disminución de las obras de expansión del STN a desarrollar mediante convocatorias.
- De no modificarse la fórmula tarifaria actual, se vería un incremento en el cargo de distribución, el cual depende de la demanda de energía vendida; por lo que se debe evaluar una tarifa que incluya un cargo fijo que costee las inversiones en la red de distribución.

- Reducción del cargo de restricciones para todos los consumidores del SIN, debido a la disminución de demanda que es la que incentiva la generación de seguridad en lugares que no tienen la capacidad de transporte suficiente.

De los impactos positivos y negativos listados anteriormente, el más sencillo de calcular el impacto en reducción de los costos de las restricciones; ya que el impacto sobre las pérdidas, la comercialización, la transmisión y la distribución requiere de conocer variables propias de cada mercado de comercialización, sistema de distribución y cada transmisor que no son de conocimiento público. Por lo tanto se elige hacer un ejercicio para ver el impacto económico de la reducción del costo de restricciones, debido a la disminución de la demanda que promueve la generación de seguridad y eleva el costo de las restricciones para toda la demanda, tal como se explicó en la sección 2.2.4.

Tal como se evidencia en (ASOCODIS, PHC, 2018) del análisis de las restricciones del SIN y específicamente viendo la participación de la generación últimos 18 años:

- La planta Tebsa cubre alrededor del 25% de la generación de seguridad.
- El 45.7% de la generación de seguridad se cubre con plantas del área Caribe.
- El 23.8% de la generación de seguridad se cubre con plantas del área Centro y Nordeste
- El 18% de la generación de seguridad se cubre con plantas del área Suroccidente
- El 12.6% restante de la generación de seguridad se cubre con plantas del área Antioquia
- La generación de seguridad programada corresponde aproximadamente al 20% de la generación real.
- Sí bien, la generación de seguridad a nivel nacional ha tendido a decrecer, en la Costa Caribe ha sucedido lo contrario debido a los atrasos de las inversiones en los STR y SDL y a las obras del STN.

Con respecto al valor de las reconciliaciones (véase sección 2.2.5) (ASOCODIS, PHC, 2018) analiza que para los años 2000 a 2018 la planta Tebsa aporta en promedio el 35% de las reconciliaciones positivas anuales del sistema; pero para el periodo de 2015-2018 su promedio anual (Tebsa) aumentó al 49%, con un valor máximo del 57% en el año 2017, como consecuencia principalmente de las obras del STR de Atlántico. Igualmente, concluye que:

- El 60.62% de las reconciliaciones positivas es por plantas del área Caribe
- El 21.45% de las reconciliaciones positivas es por plantas del área Centro y Nordeste
- El 10.32% de las reconciliaciones positivas es por plantas del área Antioquia
- El 7.61% de las reconciliaciones positivas es por plantas del área Suroccidente

(ASOCODIS, PHC, 2018) También analiza el costo de las restricciones como componente del CU, las cuales se muestran en la Figura 13, de allí se evidencia como el costo de las restricciones ha aumentado en los últimos años principalmente por la deficiencia del STR en el Caribe.

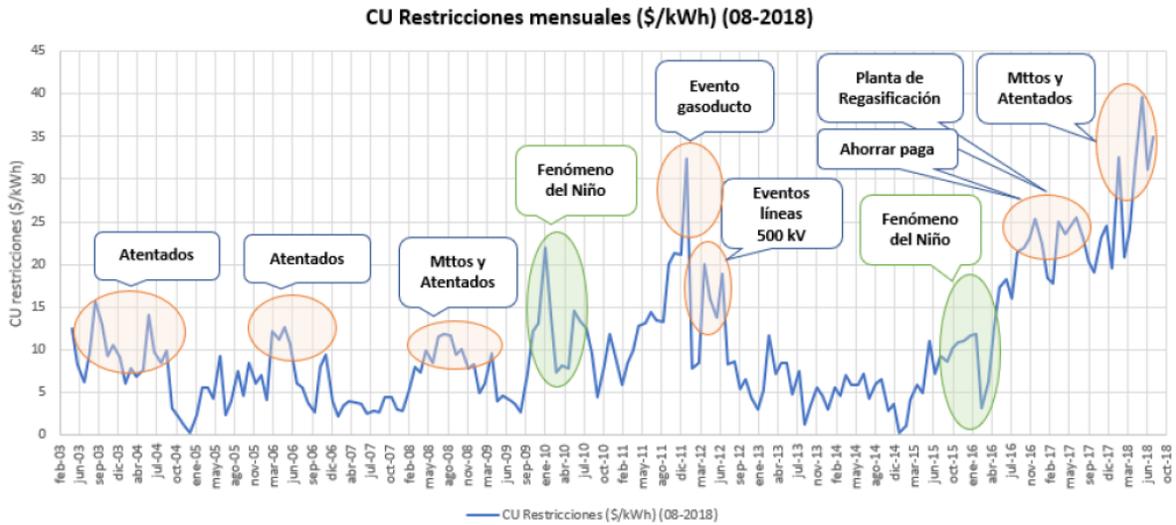


Figura 13. Costo unitario de las Restricciones con alivios (agosto/2018)
Fuente: Asocodis (ASOCODIS, PHC, 2018)

Cuando el precio de bolsa es alto (por lo general en periodos del fenómeno de El Niño) la correlación con el CU de las restricciones es positiva debido a que predominantemente la generación fuera de mérito es hidráulica y el precio de reconciliación de las plantas hidráulicas es igual al MPO. Situación contraria pasa en condiciones normales de hidrología o durante el Fenómeno de la Niña, donde la correlación es negativa, debido a que la generación fuera de mérito es predominantemente térmica y esta se valora a precio de reconciliación considerando los costos de transporte, de combustible, operación y mantenimiento y otros costos variables. (ASOCODIS, PHC, 2018)

El costo de las restricciones se observa en la Figura 14, donde se observa el valor pagado por los consumidores para los últimos dos años y lo corrido de 2020; pese a que estos valores han bajado debido a la entrada en operación de proyectos en el STR de Caribe como la Subestación Caracolí 110 kV en enero de 2019 pero también debido a los altos costos de los precios de bolsa de los últimos dos años, como se observa en la Figura 15.

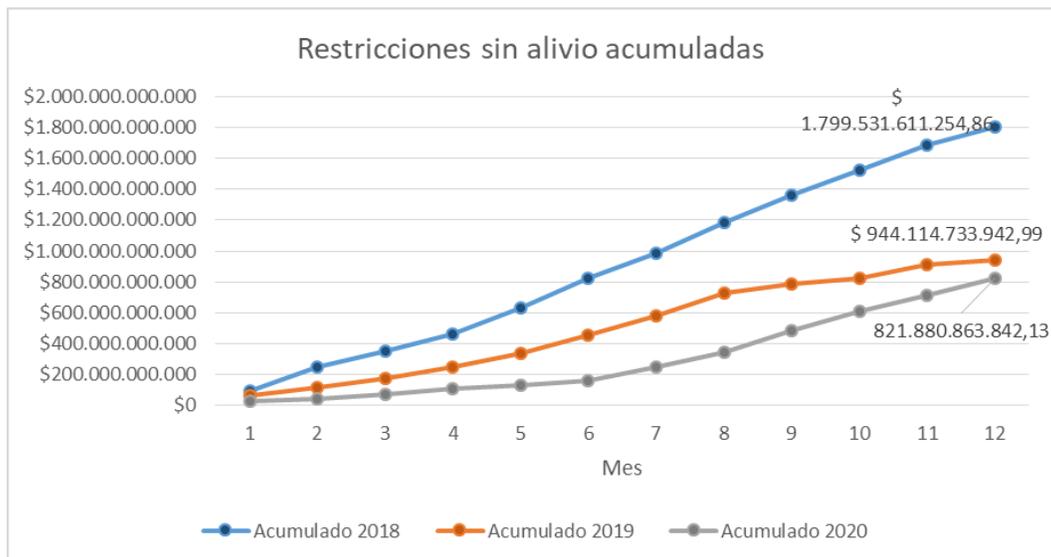


Figura 14. Restricciones sin alivio acumuladas en pesos
Fuente: Elaboración propia, a partir de información de XM (2020)

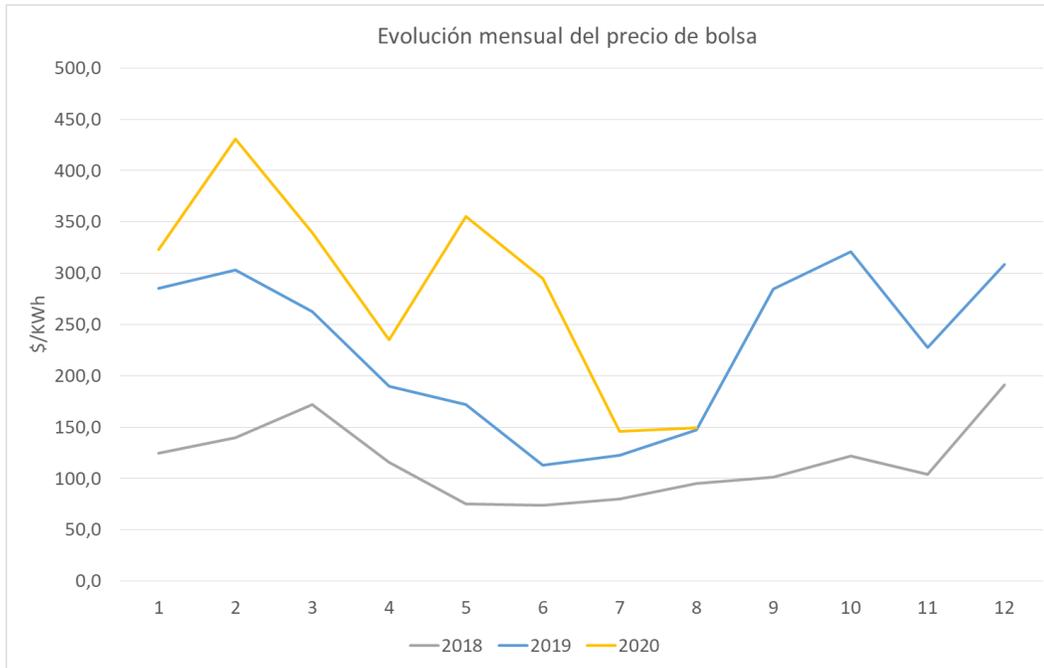


Figura 15. Evolución mensual del precio de bolsa nacional
Fuente: Elaboración propia, a partir de información de XM (2020)

Dado lo anterior, la implementación de mecanismos de RD focalizados a cada área operativa (área eléctrica capaz de autoabastecerse de energía), reducirían en el corto plazo el costo de las restricciones para todos los consumidores del SIN, sin necesidad de esperar la entrada en operación de las obras del STR planteadas por los planes de expansión en el Caribe; esto si el consumidor ve las señales horarias de precios y precios con una ubicación espacial.

La sección anterior realizó un análisis económico de la implementación de los programas de RD, en donde se destaca que una de las principales barreras que se deben superar es la instalación de medidores de energía avanzados (AMI); se revisó como uno de los impactos técnicos hace referencia a que entre un nuevo actor en el MEM que es el agregador de demanda, los impactos ambientales y sociales de la integración de mecanismos de RD en el país tienden a ser más beneficiosos para los participantes. En la siguiente sección se hace una caracterización la demanda de los consumidores no regulados (CNR) bajo diferentes criterios que permiten evidencias la posible participación en programas de RD en el país.

8. Caracterización de la demanda de los CNR de Colombia

En esta sección se desarrolla el objetivo de caracterizar la demanda de potencia de los consumidores no regulados (CNR) de Colombia, teniendo en cuenta la ubicación geográfica, actividad económica de acuerdo con la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU), su consumo de potencia y su nivel de aporte de reducción o desplazamiento de potencia (Aporte R-D). Se elige este tipo de consumidores debido a que se cuenta con información detallada de cada consumidor, en gran parte por que tienen fronteras registradas ante el ASIC que brindan gran cantidad de información y no son una agrupación de consumo como ocurre con los consumidores regulados.

8.1. Fuentes de información

Para realizar la caracterización de demanda de los consumidores no regulados de Colombia, se usaron diversas fuentes de información; la primera fuente corresponde a la información de XM con respecto a la característica de los consumidores no regulados del país, en la cual se destaca la clasificación hecha por departamento y ciudad de ubicación del consumidor y su actividad económica mediante la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU), esta información corresponde a lo registrado para el año 2017; de esta primera información se obtuvieron 5294 consumidores que representan cerca del 33% de la demanda de potencia nacional. Esta información es de carácter confidencial, por lo que no es posible hacerla pública en este documento.

La segunda fuente de información corresponde a la información de la frontera comercial de cerca de 4584 consumidores no regulados del país registrados en el 2017 (87% del total) tomada de XM; esta información incluye el valor de máxima transferencia de potencia que permite el medidor de energía de cada consumidor. Se debe aclarar que este dato de máxima transferencia corresponde a un valor de potencia en MW que permite tener un primer acercamiento al valor de potencia máxima del consumidor. Esta información es de carácter confidencial, por lo que no es posible hacerla pública en este documento.

La tercera fuente de información corresponde a la información de clasificación de las actividades económicas de los consumidores no regulados, la cual se tenía de las fuentes de información anteriormente descritas, a partir del CIIU; sin embargo, se tenía una gran cantidad de clasificaciones que correspondían a cada una de las subdivisiones de las secciones revisadas y oficializadas por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). Por lo que se debía hacer una generalización de las actividades económicas y llevarlas a las 20 secciones generales que tiene el DANE para la clasificación CIIU según la revisión 4 adaptada para Colombia y vigente a la fecha.

La cuarta fuente de información corresponde a la información de demanda comercial de potencia por tipo de consumidor (regulado y no regulado) y demanda máxima de potencia del SIN por subárea operativa para julio de 2019, tomada de XM. Esta información permite hacer una clasificación de la demanda de los consumidores regulados y no por departamento y de forma adicional permite hacer un acercamiento al valor de consumo de los consumidores no regulados, a partir de lo instalado que se obtuvo de la segunda fuente de información.

La quinta fuente de información corresponde a los resultados un estudio llevado a cabo por Colombia Inteligente en 2018 sobre RD y esta como estrategia para la mitigación de Gases Efecto Invernadero (GEI) (Colombia inteligente, 2018); en donde realizan una caracterización de la demanda de las actividades económicas según el CIIU, enfatizada en las áreas de cada una de las

actividades comerciales que pueden hacer un aporte de reducción o desplazamiento de potencia (Aporte R-D) y las clasifican por niveles de aporte como: muy alto, alto, intermedio, bajo y muy limitado. Esta información se usó para hacer un acercamiento general de cómo una actividad económica tiene mayor o menor valor de “flexibilidad” para hacer aporte R-D.

La última fuente de información con miras a una caracterización diaria del consumo corresponde a la ponderación de los consumos de forma horaria para cada actividad económica según el CIU; teniendo en cuenta la demanda de energía horaria para un mes específico (enero) y un día hábil de la semana del año 2018, para cada actividad comercial agregada de forma nacional. Al ser de acceso limitado esta información, no se pudo obtener de forma desagregada por departamento, por lo que se asume que el comportamiento de consumo de energía horario de las actividades económicas es similar en todo el país. Con esta información se construyeron las curvas horarias de cada actividad CIU por consumidor, ponderando el consumo máximo obtenido a partir de la cuarta fuente de información.

8.2. Información para el análisis

De lo obtenido a partir de la información de entrada se construyó una tabla de información para cada consumidor no regulado, donde se registra la siguiente información: departamento, ciudad, transferencia máxima en MW, consumo máximo en MW, actividad comercial CIU, agrupamiento por sección CIU, aporte R-D según el estudio de Colombia Inteligente y curva horaria de consumo. A continuación, se explican algunos detalles de la obtención de cada uno de los datos que se obtuvieron por consumidor:

8.3. Consumo máximo

El consumo máximo para cada consumidor no regulado se calculó teniendo en cuenta el porcentaje promedio de participación del mercado no regulado (33% de la demanda total) en cada departamento. Este valor se obtuvo de un cálculo sencillo de la demanda comercial total (5834,44 MW), la demanda regulada (3930,13 MW) y no regulada (1904,30 MW) para mes de julio de 2019; con este porcentaje se realizó una ponderación de la demanda máxima de potencia para cada subárea operativa del SIN y se calculó el porcentaje con respecto al total instalado obtenido de la segunda fuente de información (transferencia máxima en MW). La Tabla 6 muestra los resultados de estos cálculos.

Tabla 6. Porcentaje de consumo según lo instalado por departamento

Subárea	Demanda máx. MW	Regulado MW	No regulado MW	Instalado MW	% consumo según lo instalado	Departamentos
GCM	791	532,8	258,2	503,6	51%	Guajira-César-Magdalena
Córdoba-Sucre	495	333,4	161,6	430,8	37%	Córdoba-Sucre
Cerromatoso	249	167,7	81,3	---	---	Córdoba
Bolívar	524	353,0	171,0	537,6	32%	Bolívar
Atlántico	813	547,6	265,4	790,4	34%	Atlántico
Arauca	103	69,4	33,6	99,7	34%	Arauca

Subárea	Demanda máx. MW	Regulado MW	No regulado MW	Instalado MW	% consumo según lo instalado	Departamentos
Boyacá-Casanare	341	229,7	111,3	490,6	23%	Boyacá-Casanare
Santander	487	328,0	159,0	842,9	19%	Santander
Norte de Santander	245	165,0	80,0	178,0	45%	Norte de Santander
Meta	276	185,9	90,1	868,8	10%	Meta
Bogotá	2485	1673,9	811,1	2581,4	31%	Bogotá
Antioquia	1508	1015,8	492,2	2106,8	23%	Antioquia
Putumayo	29	19,5	9,5	16,4	58%	Putumayo
Valle	1072	722,1	349,9	1396,4	25%	Valle
CQR	484	326,0	158,0	491,4	32%	CQR
Cauca-Nariño	352	237,1	114,9	220,4	52%	Cauca-Nariño
Huila-Tolima	397	267,4	129,6	417,5	31%	Huila-Tolima
Caquetá	116	78,1	37,9	4,0	31%	Caquetá
TOTAL	10767	7252,7	3514,2	11976,8		

Fuente: Elaboración propia, a partir de información de XM (2019)

Con los porcentajes de consumo según lo instalado de la columna 6 de la Tabla 6 para cada departamento se ponderó el valor de transferencia máxima de cada consumidor, obteniéndose un valor en MW menor al que se registraba en la frontera comercial de la fuente de información 2.

8.4. Clasificación CIU

Las actividades económicas para cada consumidor se generalizaron en las categorías mostradas en la Tabla 7 según el CIU consolidado por el DANE. Se resalta que la clasificación que se adoptó del estudio de Colombia Inteligente agrupa diferentes actividades económicas, de acuerdo con su actividad productiva y características de consumo

Tabla 7. Categorías de las actividades CIU y participación en el país

Actividad económica macro	Sección CIU	Grupo Colombia Inteligente	Participación en el país
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	A	1	3%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	G	2	6,4%
Alojamiento y servicios de comida	I		
Construcción	F	3	6,3%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	D		
Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental	E	4	1,7%
Explotación de minas y canteras	B	5	24,9%
Otras actividades de servicios	S		
Actividades inmobiliarias	L		
Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria	O	6	5,1%
Actividades de servicios administrativos y de apoyo	N		

Actividad económica macro	Sección CIU	Grupo Colombia Inteligente	Participación en el país
Actividades financieras y de seguros	K		
Actividades de organizaciones y entidades extraterritoriales	U		
Actividades artísticas, de entretenimiento y recreación	R		
Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social	Q	7	8,3%
Educación	P		
Actividades profesionales, científicas y técnicas	M		
Transporte y almacenamiento	H	8	1,9%
Información y comunicaciones	J		
Industrias manufactureras	C	9	42,4%
Total			100%

Fuente: Elaboración propia, a partir de información de DANE (2019)

8.5. Aporte R-D

El aporte de reducción o desplazamiento de potencia (Aporte R-D) para cada una de las actividades económicas segregadas en la Tabla 7 se toma del resultado del estudio y se muestra en la Tabla 8. La flexibilidad de R-D se calculó mediante una calificación cualitativa, considerando los niveles de aporte de R-D mostrados como secciones rojas del círculo (columna 2) para cada área de las actividades económicas consideradas. De esta forma se tiene un valor cualitativo de los aportes debidos a acciones de RD para cada CIU, los que tienen flexibilidad de R-D (columna 3) por encima del 50% se ponen en color rojo, en amarillo los que tienen flexibilidad de R-D mayor a 40% y menor que 50% y en verde los que tienen flexibilidad de R-D menor que 40%.

De forma adicional se realizó una caracterización horaria de los consumos no regulados, para cada actividad económica generalizada por CIU, la información para esta caracterización se muestra en la Tabla 9. El contenido es un porcentaje del total de demanda para un día hábil del mes de enero de 2018 para cada actividad; cada uno de los porcentajes mostrados en la Tabla 9 se usó para realizar una ponderación de los consumos máximos que se obtuvieron en la sección 8.3

Tabla 8. Calificación cualitativa de la flexibilidad de R-D

Grupo Colombia Inteligente	Aporte R-D cualitativo				Flexibilidad de R-D
	Áreas	Fuente energética	Usos	Aporte RD*	
1 Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	Germinación y siembra	Térmico/Eléctrico	Motriz (Regadíos), iluminación, atmosferas controladas	R-D 	8/20 = 40%
	Adecuación de terrenos	Térmico/Eléctrico	Motriz, máquinas de laboreo	R-D 	
	Ferti-irrigación	Térmico/Eléctrico	Motriz	R-D 	
	Aprovechamiento y transporte	Térmico	Vehículos motorizados	R-D 	
	Almacenamiento y conservación	Térmico/eléctrico	Cámaras de frío o atmosferas controladas, iluminación y ventilación	R 	

Definición de lineamientos de política y regulación energética para incentivar mecanismos de respuesta de la demanda en el mercado de energía de Colombia

Grupo Colombia Inteligente		Aporte R-D cualitativo			Flexibilidad de R-D
2 Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas Alojamiento y servicios de comida	Áreas	Fuente energética	Usos	Aporte RD	21/36 = 58%
	Ascensores	Eléctrico	Iluminación, motriz	R	
	Recreación (Piscina, gimnasio, juegos)	Térmico/Eléctrico	Aire acondicionado, calor, equipos eléctricos, iluminación	R	
	Aseo/lavandería	Térmico/Eléctrico	Calor indirecto, vapor, equipos eléctricos	R-D	
	Habitaciones	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, refrigeración	R	
	Salones sociales	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, motriz	R	
	Zonas comunes	Eléctrico	Iluminación	R	
	Restaurante	Térmico/Eléctrico	Calor, gas, equipos eléctricos	R-D	
	Oficinas administrativas	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, equipos eléctricos	R-D	
Parqueadero	Eléctrico	Iluminación, equipos eléctricos	R		
3 Construcción	Áreas	Fuente energética	Usos	Aporte RD	8/20 = 40%
	Instalaciones eléctricas	Eléctrico	Equipos eléctricos	R-D	
	Adecuación terreno	Térmico	Vehículos especializados	-	
	Tratamiento insumos construcción	Térmico/Eléctrico	Motriz (trituración y mezclas)	R-D	
	Montaje y transformación	Térmico/Eléctrico	Motriz, equipos eléctricos	R-D	
Acabados finales	Eléctrico	Iluminación, equipos eléctricos	R-D		
4 Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental	Áreas	Fuente energética	Usos	Aporte RD	4/12 = 33%
	Captación	Eléctrico	Motriz, equipos especiales	R-D	
	Sistemas de Tratamiento y adecuación (saneamiento)	Térmico/Eléctrico	Motriz	R	
	Sistemas distribución	Térmico/Eléctrico	Calor, motriz	R-D	
5 Explotación de minas y canteras	Áreas	Fuente energética	Usos	Aporte RD	6/20 = 30%
	Extracción y tratamiento inicial	Térmico/Eléctrico	Iluminación, ventilación, motriz, calor	R-D	
	Cargue y transporte	Térmico/Eléctrico	Motriz, vehículos, bandas transportadoras	R-D	
	Almacenamiento	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, equipos eléctricos	R-D	
	Beneficio y transformación	Térmico/ Eléctrico	Calor, Iluminación, motriz	R-D	
Sistemas auxiliares	Eléctrico	Sistemas de seguridad	-		

Definición de lineamientos de política y regulación energética para incentivar mecanismos de respuesta de la demanda en el mercado de energía de Colombia

Grupo Colombia Inteligente		Aporte R-D cualitativo			Flexibilidad de R-D		
6	Otras actividades de servicios				9/16 = 56%		
	Actividades inmobiliarias						
	Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria						
	Actividades de servicios administrativos y de apoyo						
	Actividades financieras y de seguros						
	Actividades de organizaciones y entidades extraterritoriales						
		Áreas	Fuente energética	Usos	Aporte RD		
		Extracción y tratamiento inicial	Térmico/Eléctrico	Iluminación, ventilación, motriz, calor	R-D		
		Cargue y transporte	Térmico/Eléctrico	Motriz, vehículos, bandas transportadoras	R-D		
		Almacenamiento	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, equipos eléctricos	R-D		
		Beneficio y transformación	Térmico/ Eléctrico	Calor, Iluminación, motriz	R-D		
		Sistemas auxiliares	Eléctrico	Sistemas de seguridad	-		
7	Actividades artísticas, de entretenimiento y recreación				17/36 = 47%		
	Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social						
	Educación						
	Actividades profesionales, científicas y técnicas						
		Áreas	Fuente energética	Usos		Aporte RD	
		Ascensores	Eléctrico	Iluminación, motriz		R-D	
		Equipos especiales	Térmico/Eléctrico	Aire acondicionado, calor, motriz, iluminación		R-D	
		Aseo/lavandería	Térmico/Eléctrico	Calor indirecto, vapor		R-D	
		Habitaciones	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, equipos eléctricos		R-D	
		Quirófanos	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, motriz		-	
	Zonas comunes	Eléctrico	Iluminación	R-D			
	Oficinas administrativas	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, equipos eléctricos	R-D			
	Laboratorios salud y de investigación	Térmico/Eléctrico	Calor, Iluminación, aire acondicionado, motriz	R-D			
	Salones comunales y aulas de clase	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado	R-D			
8	Transporte y almacenamiento				11/20 = 55%		
	Información y comunicaciones						
		Áreas	Fuente energética	Usos		Aporte RD	
		Ascensores	Eléctrico	Iluminación, motriz		R-D	
		Equipos especiales	Térmico/Eléctrico	Aire acondicionado, calor, motriz, iluminación		R-D	
		Aseo/lavandería	Térmico/Eléctrico	Calor indirecto, vapor		R-D	
		Habitaciones	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, equipos eléctricos		R-D	
		Quirófanos	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, motriz		-	
		Zonas comunes	Eléctrico	Iluminación		R-D	
		Oficinas administrativas	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, equipos eléctricos		R-D	
	Laboratorios salud y de investigación	Térmico/Eléctrico	Calor, Iluminación, aire acondicionado, motriz	R-D			
	Salones comunales y aulas de clase	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado	R-D			
9	Industrias manufactureras				14/24 = 58%		
		Áreas	Fuente energética	Usos		Aporte RD	
		Tratamiento y adecuación materias primas	Térmico/Eléctrico	Trituración, Refrigeración, motriz		R-D	
		Procesamiento y transformación	Térmico/Eléctrico	Pasteurización, homogenización, refrigeración Corte, molienda, prensado, laminado, pintura, lijado, secado, horneado		- R-D	
		Almacenamiento Producto terminado	Térmico/Eléctrico	Refrigeración, acondicionamiento de ambiente		R-D	
	Transporte	Térmico/Eléctrico	Bandas transportadoras, vehículos automotores	R-D			
	Oficinas administrativas	Eléctrico	Iluminación, acondicionamiento de espacios, equipos de oficina	R-D			

Fuente: Elaboración propia, a partir de información de Colombia inteligente (2019)

Tabla 9. Ponderación de consumo horario por CIU

CIU/%GWh/2018	CIU	CI	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	A	1	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	G	2	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	4%	4%	3%	3%
Alojamiento y servicios de comida	I	2	4%	4%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%
Construcción	F	3	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	D	4	5%	5%	5%	5%	5%	5%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental	E	4	4%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	4%	4%	4%	4%	4%
Explotación de minas y canteras	B	5	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Otras actividades de servicios	S	6	5%	5%	5%	5%	5%	5%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	6%	6%	6%	5%	5%	5%
Actividades inmobiliarias	L	6	2%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	4%	5%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	4%	3%	3%
Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria	O	6	8%	8%	8%	8%	8%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	9%	9%	9%	8%	8%	8%
Actividades de servicios administrativos y de apoyo	N	6	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	3%	3%
Actividades financieras y de seguros	K	6	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	3%	3%
Actividades de organizaciones y entidades extraterritoriales	U	6	5%	5%	5%	5%	5%	5%	2%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	6%	6%	6%	6%	5%	5%
Actividades artísticas, de entretenimiento y recreación	R	7	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	5%	5%	5%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	4%	4%	3%	3%
Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social	Q	7	3%	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Educación	P	7	2%	2%	2%	2%	2%	3%	3%	4%	5%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	5%	5%	5%	4%	4%	3%	3%	3%
Actividades profesionales, científicas y técnicas	M	7	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Transporte y almacenamiento	H	8	3%	3%	3%	3%	3%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%
Información y comunicaciones	J	8	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
Industrias manufactureras	C	9	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	5%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%

Fuente: Elaboración propia

8.6. Caracterización de demanda

Para realizar el análisis se usó la información mostrada en la sección 8.2 y adicionalmente se plantearon unos escenarios para el aporte de R-D de los consumidores. Estos escenarios se plantean debido a que es muy optimista pensar que el aporte de R-D por actividad económica es el calculado en el ítem 3 de la sección 8.2. Para eso se proponen unos porcentajes de penetración de aporte de RD correspondientes al 25%, 50%, 75% y 100% del aporte de R-D calculado cualitativamente y que corresponderán a los escenarios 1, 2, 3 y 4 respectivamente.

Dentro de la caracterización de la demanda no regulada se muestran los siguientes resultados; consumo máximo en MW por actividad CIU y departamento ver Tabla 10; el potencial de RD en MW por actividad CIU y por departamento para la flexibilidad de R-D planteada por Colombia Inteligente y para los escenarios planteados para el análisis de penetración. Adicionalmente se muestran las curvas de consumo horario características por cada actividad CIU.

La Tabla 10 muestra la distribución de consumo de energía por departamento y por actividad económica; se destaca la alta participación del sector perteneciente a las industrias manufactureras, principalmente en departamentos donde están las ciudades más industrializadas del país, como Bogotá, Medellín (Antioquia), Cali (Valle del Cauca) y Barranquilla (Atlántico). El segundo sector con mayor participación en la demanda nacional es el de explotación de minas y canteras, el cual tiene mayor participación en departamentos donde están ubicadas las cargas más representativas del país como Santander (Cira Infantas), Córdoba (Cerro Matoso) y La Guajira (Cerrejón).

El potencial de RD en MW depende de la flexibilidad de R-D definido en la Tabla 8; las actividades económicas que más flexibilidad de R-D tienen (58%) son la industria manufacturera; sector dedicado al comercio, alojamiento y los servicios de comida; lo que representa un potencial de RD de 893,8 MW del total de demanda no regulada del país, tal como se muestra en la Tabla 11. Esto se debe a que estas actividades tienen gran potencial de reducción en áreas como la iluminación, el aire acondicionado la refrigeración y algunos equipos eléctricos; la actividad de hotelería y el comercio representan los sectores con mayor potencial de aplicación de mecanismos de respuesta de la demanda, en la forma de reducción del consumo

El segundo grupo con mayor potencial de RD es el que contempla actividades económicas relacionadas con las actividades financieras, inmobiliarias, seguros, servicios de apoyo y actividades territoriales; debido a que tienen una flexibilidad de RD del 56%, representan cerca de 97.2 MW como potencial de RD a nivel nacional como se muestra en la Tabla 11. Estas actividades tienen gran potencial de aplicación de RD ya que toda la energía que consumen es eléctrica, específicamente en áreas como la iluminación, el aire acondicionado, los computadores y los equipos motrices, por ejemplo actividades bancarias. El tercer grupo de actividades económicas con mayor potencial de RD es el que contiene actividades relacionadas con el transporte y las comunicaciones; representa cerca de 76,9 MW de potencial de RD como se muestra en la Tabla 11.

Esto se debe a tendrían una reducción potencial en el gasto de energía en las oficinas, específicamente en las áreas de iluminación, aires acondicionados y algunos equipos eléctricos. El potencial de RD mostrado en la Tabla 11 es muy optimista, ya que considera que toda la flexibilidad de R-D de cada una de las actividades económicas se convertirá en RD. Para ver poder ver los diferentes niveles de penetración de la RD por actividad económica y por departamento, se usarán los porcentajes de aporte de R-D plantados al inicio de la sección 8.6.

Tabla 10. Consumo de potencia por departamento y CIU

Consumo MW	Actividad CIU/Grupo CI																				Total MW	% Total	
	1	2	2	3	4	4	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	8	8	9			
Departamento	A	G	I	F	D	E	B	S	L	O	N	K	U	R	Q	P	M	H	J	C			
Antioquia	18.5	32.4	6.4	2.4	117.4	6.3	16.1	7.1	8.8	7.0	1.4	7.6		1.9	16.9	8.0	0.9	13.2	6.1	148.9	427.3	14.5%	
Arauca							33.2												0.1		33.3	1.1%	
Atlántico	5.3	43.7	5.4	0.2	2.3	12.1	17.8	2.6	5.1	7.1	0.3	1.1		4.4	6.9	12.2		5.6	7.2	92.7	232.1	7.9%	
Bogotá D.E.	4.1	53.9	13.1	0.8	1.5	19.9	2.4	8.2	8.4	8.9	2.4	15.5	0.9	10.3	3.5	8.7		22.2	27.6	197.6	409.8	13.9%	
Bolívar	2.1	18.0	14.6		0.4	16.6	8.9		2.4	5.5	1.7	0.5		3.3	3.2	4.4	1.0	3.3	4.7	67.3	157.9	5.4%	
Boyacá	0.1	0.8	0.8		4.5	0.7	34.2							0.1	0.3	0.2		0.7	0.2	50.9	93.4	3.2%	
Caldas	0.0	3.9			1.0	1.0	1.0	0.1	0.2	3.1				0.2	1.4	2.9		1.1	1.2	39.1	56.2	1.9%	
Caquetá		0.2										0.1									0.9	1.2	0.0%
Casanare	0.3	0.7	0.1				1.2					0.2				0.0		0.2	0.1	0.1	3.0	0.1%	
Cauca	1.2	3.9	0.1			2.1	0.1	0.5		0.1				1.6	0.4	0.2			1.6	66.5	78.3	2.7%	
Cesar	3.9	9.0	0.2			0.4	22.3		0.3	1.8		0.2			1.0	2.4			0.4	14.6	56.4	1.9%	
Chocó							0.7													0.1	0.8	0.0%	
Córdoba	2.3	7.8	1.2	0.4	0.6	2.8	105.0					0.1		0.1	2.1	3.6		2.8	0.6	5.5	134.8	4.6%	
Cundinamarca	23.5	13.7	1.4		1.0	18.2	74.1	8.4		2.8	2.1	0.3		8.0		0.9	1.6	6.0	1.7	131.0	294.8	10.0%	
Guajira		1.3	0.4				76.9			0.4		0.2								0.3	79.5	2.7%	
Huila	4.6	7.7	2.9		1.1	0.2	14.8	0.1	2.4	1.3		0.1		1.7	2.6	1.7		1.1	0.5	10.8	53.5	1.8%	
Magdalena	9.8	22.3	13.3		0.3	11.8	11.7	0.9	0.4	3.1	1.5	0.4		0.4	1.3	3.3	0.2	10.5	2.2	22.0	115.5	3.9%	
Meta	0.6	1.4	0.1	0.2	0.1	0.0	13.8	0.0	0.0	0.5					0.5	0.1		2.1	0.1	69.9	89.4	3.0%	
Nariño	1.3	1.6	0.1			2.5			0.1	0.4		0.3			1.1				0.2	6.6	14.2	0.5%	
Norte Santander		7.3	3.1		0.1	4.8	7.3	0.1	1.4	2.9		1.8		2.8	3.0	0.7		0.1	1.3	26.5	63.1	2.1%	
Putumayo		0.1					9.4														9.5	0.3%	
Quindío		38.4	0.1					0.1	0.2					0.8	0.1		0.1	0.1	0.4	3.5	43.8	1.5%	
Risaralda	0.6	7.0	0.5			0.2		0.9	0.3	0.2				1.1	0.4	2.6		1.1	1.5	25.9	42.3	1.4%	
Santander	4.6	5.5	0.3	0.2		0.2	122.2	0.3	1.0	0.2	0.6	0.4		0.9	1.0	0.5	0.7	0.1	2.1	13.1	153.8	5.2%	
Sucre		4.0	0.7			2.7	3.4			0.5				0.0	0.5	1.3		1.1	0.7	2.3	17.3	0.6%	
Tolima	6.5	7.6	1.4	0.4	1.0	0.1	7.7	1.2	0.2	7.7		0.2	0.1		0.4	0.2			0.7	18.3	53.7	1.8%	
Valle del Cauca	4.7	39.4	4.2	0.7	16.1	0.3	7.4	2.1	8.2	2.2	0.8	4.1	0.2	1.9	8.5	5.5	0.8	2.2	4.8	116.1	230.4	7.8%	
Total MW	94.1	331.6	70.3	5.3	147.4	102.8	591.8	31.7	40.1	56.1	11.1	32.7	1.2	39.5	55.2	59.1	5.2	73.6	66.2	1130.4	2945.3	100.0%	
% Total	3.2%	11.3%	2.4%	0.2%	5.0%	3.5%	20.1%	1.1%	1.4%	1.9%	0.4%	1.1%	0.0%	1.3%	1.9%	2.0%	0.2%	2.5%	2.2%	38.4%	100.0%	---	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11. Potencial de RD en MW por departamento y CIU

Potencial de RD MW	Actividad CIU/Grupo CI																				Total MW	% Total
	1	2	2	3	4	4	5	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	8	8	9		
Departamento	A	G	I	F	D	E	B	S	L	O	N	K	U	R	Q	P	M	H	J	C		
Antioquia	7.4	18.9	3.7	1.0	39.1	2.1	4.8	4.0	5.0	3.9	0.8	4.3		0.9	8.0	3.8	0.4	7.3	3.3	86.9	205.6	14.2%
Arauca							10.0												0.0		10.0	0.7%
Atlántico	2.1	25.5	3.1	0.1	0.8	4.0	5.3	1.5	2.9	4.0	0.2	0.6		2.1	3.3	5.7		3.1	4.0	54.1	122.3	8.5%
Bogotá D.E.	1.6	31.5	7.6	0.3	0.5	6.6	0.7	4.6	4.7	5.0	1.3	8.7	0.5	4.9	1.6	4.1		12.2	15.2	115.3	227.0	15.7%
Bolívar	0.8	10.5	8.5		0.1	5.5	2.7		1.4	3.1	1.0	0.3		1.5	1.5	2.1	0.5	1.8	2.6	39.3	83.2	5.8%
Boyacá	0.0	0.4	0.4		1.5	0.2	10.3							0.0	0.1	0.1		0.4	0.1	29.7	43.4	3.0%
Caldas	0.0	2.3			0.3	0.3	0.3	0.1	0.1	1.7				0.1	0.7	1.4		0.6	0.7	22.8	31.4	2.2%
Caquetá		0.1								0.0										0.5	0.7	0.0%
Casanare	0.1	0.4	0.0				0.4			0.1					0.0			0.1	0.0	0.1	1.3	0.1%
Cauca	0.5	2.3	0.1			0.7	0.0	0.3		0.0				0.7	0.2	0.1			0.9	38.8	44.6	3.1%
Cesar	1.6	5.2	0.1			0.1	6.7		0.2	1.0		0.1			0.5	1.1			0.2	8.5	25.4	1.8%
Chocó							0.2												0.0		0.2	0.0%
Córdoba	0.9	4.6	0.7	0.1	0.2	0.9	31.5					0.1		0.0	1.0	1.7		1.5	0.3	3.2	46.8	3.2%
Cundinamarca	9.4	8.0	0.8		0.3	6.1	22.2	4.7		1.6	1.2	0.1		3.8		0.4	0.7	3.3	0.9	76.4	140.2	9.7%
Guajira		0.7	0.2				23.1			0.2		0.1							0.2		24.5	1.7%
Huila	1.9	4.5	1.7		0.4	0.1	4.4	0.0	1.3	0.7		0.1		0.8	1.2	0.8		0.6	0.3	6.3	25.0	1.7%
Magdalena	3.9	13.0	7.8		0.1	3.9	3.5	0.5	0.2	1.7	0.9	0.2		0.2	0.6	1.5	0.1	5.8	1.2	12.8	58.1	4.0%
Meta	0.3	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	4.1	0.0	0.0	0.3					0.2	0.0		1.2	0.1	40.8	47.9	3.3%
Nariño	0.5	1.0	0.0			0.8			0.1	0.2		0.1			0.5				0.1	3.9	7.3	0.5%
Norte Santander		4.3	1.8		0.0	1.6	2.2	0.0	0.8	1.7		1.0		1.3	1.4	0.3		0.1	0.7	15.5	32.7	2.3%
Putumayo		0.0					2.8														2.9	0.2%
Quindío		22.4	0.1					0.0	0.1					0.4	0.1		0.0	0.1	0.2	2.1	25.4	1.8%
Risaralda	0.3	4.1	0.3			0.1			0.5	0.1	0.1			0.5	0.2	1.2		0.6	0.8	15.1	23.9	1.7%
Santander	1.8	3.2	0.2	0.1		0.1	36.7	0.2	0.6	0.1	0.3	0.2		0.4	0.5	0.3	0.3	0.1	1.1	7.6	53.7	3.7%
Sucre		2.3	0.4			0.9	1.0			0.3				0.0	0.2	0.6		0.6	0.4	1.4	8.2	0.6%
Tolima	2.6	4.5	0.8	0.2	0.3	0.0	2.3	0.7	0.1	4.3		0.1	0.0		0.2	0.1			0.4	10.7	27.3	1.9%
Valle del Cauca	1.9	23.0	2.5	0.3	5.4	0.1	2.2	1.2	4.6	1.2	0.5	2.3	0.1	0.9	4.0	2.6	0.4	1.2	2.6	67.7	124.7	8.6%
Total MW	37.6	193.4	41.0	2.1	49.1	34.3	177.6	17.8	22.6	31.5	6.2	18.4	0.7	18.7	26.1	27.9	2.4	40.5	36.4	639.4	1443.7	100.0%
% Total	2.6%	13.4%	2.8%	0.1%	3.4%	2.4%	12.3%	1.2%	1.3%	1.9%	0.4%	1.3%	0.0%	1.3%	1.8%	1.9%	0.2%	2.8%	2.5%	45.7%	100.0%	

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 12 muestra un resumen del potencial de RD por departamento y escenario de penetración de RD. La Tabla 13 es un resumen del potencial de RD por área operativa del SIN y la Tabla 14 muestra en detalle el potencial de RD por departamento, actividad CIU para cada uno de los escenarios de penetración de aporte R-D planteados, se resaltaron en verde los 4 grupos de actividades económicas que más tienen flexibilidad de R-D.

Tabla 12. Potencial de RD (MW) por departamento y escenarios del aporte de R-D

Departamento	Área	Consumo MW	Cantidad de consumidores	Potencial de RD esc.			
				1 MW	2 MW	3 MW	4 MW
Bogotá D.E.	Oriental	409.80	851	56.76	113.52	170.28	227.04
Antioquia	Antioquia	427.28	710	51.39	102.78	154.16	205.55
Cundinamarca	Oriental	294.83	322	35.04	70.09	105.13	140.17
Valle del Cauca	Suroccidente	230.38	603	31.18	62.36	93.54	124.72
Atlántico	Caribe	232.11	442	30.59	61.17	91.76	122.35
Bolívar	Caribe	157.90	242	20.79	41.58	62.37	83.16
Magdalena	Caribe	115.55	122	14.53	29.06	43.59	58.12
Santander	Nordeste	153.82	187	13.43	26.86	40.29	53.72
Meta	Oriental	89.44	92	11.98	23.97	35.95	47.94
Córdoba	Caribe	134.83	87	11.70	23.40	35.11	46.81
Cauca	Suroccidente	78.31	78	11.15	22.30	33.45	44.59
Boyacá	Nordeste	93.41	78	10.85	21.69	32.54	43.38
Norte Santander	Nordeste	63.14	96	8.16	16.33	24.49	32.66
Caldas	Suroccidente	56.18	93	7.84	15.68	23.52	31.36
Tolima	Suroccidente	53.73	126	6.84	13.67	20.51	27.34
Quindío	Suroccidente	43.76	52	6.35	12.70	19.05	25.40
Cesar	Suroccidente	56.44	61	6.34	12.68	19.01	25.35
Huila	Suroccidente	53.49	104	6.26	12.52	18.78	25.04
Guajira	Caribe	79.47	15	6.14	12.27	18.41	24.55
Risaralda	Suroccidente	42.27	107	5.98	11.96	17.93	23.91
Arauca	Nordeste	33.28	8	2.50	5.00	7.50	10.00
Sucre	Caribe	17.26	40	2.04	4.08	6.12	8.16
Nariño	Suroccidente	14.24	35	1.82	3.65	5.47	7.29
Putumayo	Suroccidente	9.47	5	0.71	1.43	2.14	2.86
Casanare	Nordeste	2.97	22	0.33	0.65	0.98	1.30
Caquetá	Suroccidente	1.23	4	0.18	0.36	0.54	0.72
Chocó	Antioquia	0.77	2	0.06	0.12	0.19	0.25

Fuente: Elaboración propia

Tabla 13. Potencial de RD por área del SIN y escenario de penetración del aporte de R-D

Departamento	Consumo MW	Cantidad de consumidores	Potencial de RD							
			esc. 1 MW	esc. 2 MW	esc. 3 MW	esc. 4 MW	esc. 3 MW	esc. 4 MW	esc. 3 MW	esc. 4 MW
Caribe	737,12	948,00	85,78	12%	171,57	23%	257,35	35%	343,14	47%
Antioquia	428,05	712,00	51,45	12%	102,90	24%	154,35	36%	205,80	48%
Nordeste	346,62	391,00	35,26	10%	70,53	20%	105,79	31%	141,06	41%
Oriental	794,06	1265,00	103,79	13%	207,58	26%	311,36	39%	415,15	52%
Suroccidental	639,50	1268,00	84,65	13%	169,29	26%	253,94	40%	338,59	53%

Fuente: Elaboración propia

De la Tabla 12 se puede destacar como los departamentos con mayor nivel de industria son los que tienen más potencial de RD; sin embargo de la Tabla 13 se puede ver que el potencial que tienen las

áreas operativas con restricciones, como Caribe es alto y puede llegar a ser significativo para el alivio de restricciones y de forma directa precio de las tarifas de energía a nivel nacional.

Tabla 14. Potencial de RD en MW por departamento, CIU y escenarios de aporte de R-D

Departamento	Consumo MW	Cantidad de consumidores	Potencial de RD esc. 1 (MW)	Potencial de RD esc. 2 (MW)	Potencial de RD esc. 3 (MW)	Potencial de RD esc. 4 (MW)
Antioquia	427,28	710,00	51,39	102,78	154,16	205,55
1	18,52	38,00	1,85	3,70	5,56	7,41
2	38,75	121,00	5,65	11,30	16,95	22,60
3	2,41	3,00	0,24	0,48	0,72	0,96
4	123,62	53,00	10,30	20,60	30,90	41,21
5	16,12	22,00	1,21	2,42	3,63	4,83
6	31,95	96,00	4,49	8,99	13,48	17,97
7	27,68	51,00	3,27	6,54	9,80	13,07
8	19,31	33,00	2,66	5,31	7,97	10,62
9	148,92	293,00	21,72	43,43	65,15	86,87
Arauca	33,28	8,00	2,50	5,00	7,50	10,00
5	33,23	7,00	2,49	4,98	7,48	9,97
8	0,05	1,00	0,01	0,01	0,02	0,03
Atlántico	232,11	442,00	30,59	61,17	91,76	122,35
1	5,33	12,00	0,53	1,07	1,60	2,13
2	49,10	149,00	7,16	14,32	21,48	28,64
3	0,20	2,00	0,02	0,04	0,06	0,08
4	14,42	31,00	1,20	2,40	3,61	4,81
5	17,83	3,00	1,34	2,67	4,01	5,35
6	16,16	36,00	2,27	4,55	6,82	9,09
8	12,83	28,00	1,76	3,53	5,29	7,06
9	92,69	127,00	13,52	27,03	40,55	54,07
Bogotá D.E.	409,80	851,00	56,76	113,52	170,28	227,04
2	67,02	197,00	9,77	19,55	29,32	39,10
3	0,79	1,00	0,08	0,16	0,24	0,31
4	21,42	46,00	1,79	3,57	5,36	7,14
5	2,44	5,00	0,18	0,37	0,55	0,73
6	44,23	96,00	6,22	12,44	18,66	24,88
7	22,45	57,00	2,65	5,30	7,95	10,60
8	49,77	87,00	6,84	13,69	20,53	27,37
9	197,62	346,00	28,82	57,64	86,46	115,28
Bolívar	157,90	242,00	20,79	41,58	62,37	83,16
1	2,05	3,00	0,21	0,41	0,62	0,82
2	32,59	92,00	4,75	9,51	14,26	19,01
4	17,02	21,00	1,42	2,84	4,26	5,67
5	8,91	4,00	0,67	1,34	2,00	2,67
6	10,20	15,00	1,43	2,87	4,30	5,74
7	11,82	24,00	1,40	2,79	4,19	5,58
8	7,95	16,00	1,09	2,19	3,28	4,37
9	67,34	67,00	9,82	19,64	29,46	39,28
Boyacá	93,41	78,00	10,85	21,69	32,54	43,38
1	0,07	1,00	0,01	0,01	0,02	0,03
4	5,19	11,00	0,43	0,87	1,30	1,73
5	34,25	24,00	2,57	5,14	7,71	10,27

Definición de lineamientos de política y regulación energética para incentivar mecanismos de respuesta de la demanda en el mercado de energía de Colombia

Departamento Grupo Col. Inteligente	Consumo MW	Cantidad de consumidores	Potencial de RD esc. 1 (MW)	Potencial de RD esc. 2 (MW)	Potencial de RD esc. 3 (MW)	Potencial de RD esc. 4 (MW)
7	0,57	9,00	0,07	0,13	0,20	0,27
8	0,91	5,00	0,13	0,25	0,38	0,50
9	50,90	18,00	7,42	14,85	22,27	29,69
Caldas	56,18	93,00	7,84	15,68	23,52	31,36
1	0,04	2,00	0,00	0,01	0,01	0,01
2	3,91	16,00	0,57	1,14	1,71	2,28
4	1,93	2,00	0,16	0,32	0,48	0,64
5	0,99	2,00	0,07	0,15	0,22	0,30
6	3,39	7,00	0,48	0,95	1,43	1,90
7	4,48	9,00	0,53	1,06	1,59	2,11
8	2,34	6,00	0,32	0,64	0,96	1,29
9	39,12	49,00	5,70	11,41	17,11	22,82
Caquetá	1,23	4,00	0,18	0,36	0,54	0,72
2	0,23	2,00	0,03	0,07	0,10	0,13
6	0,07	1,00	0,01	0,02	0,03	0,04
9	0,93	1,00	0,14	0,27	0,41	0,54
Casanare	2,97	22,00	0,33	0,65	0,98	1,30
1	0,34	3,00	0,03	0,07	0,10	0,14
5	1,25	5,00	0,09	0,19	0,28	0,37
6	0,23	2,00	0,03	0,07	0,10	0,13
7	0,02	1,00	0,00	0,01	0,01	0,01
8	0,28	2,00	0,04	0,08	0,11	0,15
9	0,14	3,00	0,02	0,04	0,06	0,08
Cauca	78,31	78,00	11,15	22,30	33,45	44,59
1	1,24	4,00	0,12	0,25	0,37	0,50
2	4,03	7,00	0,59	1,17	1,76	2,35
4	2,07	4,00	0,17	0,34	0,52	0,69
5	0,15	2,00	0,01	0,02	0,03	0,04
6	0,58	4,00	0,08	0,16	0,25	0,33
7	2,14	8,00	0,25	0,50	0,76	1,01
8	1,56	1,00	0,22	0,43	0,65	0,86
9	66,55	48,00	9,70	19,41	29,11	38,82
Cesar	56,44	61,00	6,34	12,68	19,01	25,35
1	3,92	6,00	0,39	0,78	1,17	1,57
2	9,17	17,00	1,34	2,67	4,01	5,35
4	0,40	1,00	0,03	0,07	0,10	0,13
6	2,28	4,00	0,32	0,64	0,96	1,28
7	3,43	9,00	0,40	0,81	1,21	1,62
8	0,41	2,00	0,06	0,11	0,17	0,23
9	14,56	17,00	2,12	4,25	6,37	8,49
Chocó	0,77	2,00	0,06	0,12	0,19	0,25
5	0,70	1,00	0,05	0,11	0,16	0,21
8	0,07	1,00	0,01	0,02	0,03	0,04
Córdoba	134,83	87,00	11,70	23,40	35,11	46,81
1	2,26	5,00	0,23	0,45	0,68	0,90
2	8,98	31,00	1,31	2,62	3,93	5,24
3	0,37	1,00	0,04	0,07	0,11	0,15
4	3,38	8,00	0,28	0,56	0,85	1,13

Definición de lineamientos de política y regulación energética para incentivar mecanismos de respuesta de la demanda en el mercado de energía de Colombia

Departamento	Consumo MW	Cantidad de consumidores	Potencial de RD esc. 1 (MW)	Potencial de RD esc. 2 (MW)	Potencial de RD esc. 3 (MW)	Potencial de RD esc. 4 (MW)
Grupo Col. Inteligente						
5	105,00	2,00	7,87	15,75	23,62	31,50
7	5,82	15,00	0,69	1,37	2,06	2,75
8	3,38	7,00	0,46	0,93	1,39	1,86
9	5,52	17,00	0,80	1,61	2,41	3,22
Cundinamarca	294,83	322,00	35,04	70,09	105,13	140,17
1	23,49	64,00	2,35	4,70	7,05	9,40
2	15,14	35,00	2,21	4,42	6,62	8,83
4	19,15	15,00	1,60	3,19	4,79	6,38
5	74,12	22,00	5,56	11,12	16,68	22,24
6	13,62	15,00	1,92	3,83	5,75	7,66
7	10,55	10,00	1,25	2,49	3,74	4,98
8	7,71	14,00	1,06	2,12	3,18	4,24
9	131,04	147,00	19,11	38,22	57,33	76,44
Guajira	79,47	15,00	6,14	12,27	18,41	24,55
2	1,65	5,00	0,24	0,48	0,72	0,96
5	76,89	5,00	5,77	11,53	17,30	23,07
8	0,32	2,00	0,04	0,09	0,13	0,18
Huila	53,49	104,00	6,26	12,52	18,78	25,04
1	4,64	11,00	0,46	0,93	1,39	1,86
2	10,55	25,00	1,54	3,08	4,62	6,16
4	1,25	4,00	0,10	0,21	0,31	0,42
5	14,83	11,00	1,11	2,22	3,34	4,45
6	3,84	10,00	0,54	1,08	1,62	2,16
7	6,05	13,00	0,71	1,43	2,14	2,85
8	1,54	7,00	0,21	0,42	0,63	0,84
9	10,80	23,00	1,57	3,15	4,72	6,30
Magdalena	115,55	122,00	14,53	29,06	43,59	58,12
1	9,78	8,00	0,98	1,96	2,93	3,91
2	35,63	46,00	5,20	10,39	15,59	20,79
4	12,14	11,00	1,01	2,02	3,03	4,05
6	6,36	7,00	0,89	1,79	2,68	3,58
7	5,20	10,00	0,61	1,23	1,84	2,45
8	12,75	14,00	1,75	3,51	5,26	7,01
9	21,96	21,00	3,20	6,41	9,61	12,81
Meta	89,44	92,00	11,98	23,97	35,95	47,94
1	0,64	7,00	0,06	0,13	0,19	0,26
2	1,47	21,00	0,21	0,43	0,64	0,86
3	0,21	1,00	0,02	0,04	0,06	0,08
4	0,12	4,00	0,01	0,02	0,03	0,04
5	13,77	13,00	1,03	2,07	3,10	4,13
6	0,59	6,00	0,08	0,17	0,25	0,33
7	0,53	7,00	0,06	0,12	0,19	0,25
8	2,22	6,00	0,31	0,61	0,92	1,22
Nariño	14,24	35,00	1,82	3,65	5,47	7,29
1	1,28	6,00	0,13	0,26	0,38	0,51
2	1,72	7,00	0,25	0,50	0,75	1,00
4	2,52	4,00	0,21	0,42	0,63	0,84
6	0,77	4,00	0,11	0,22	0,32	0,43

Definición de lineamientos de política y regulación energética para incentivar mecanismos de respuesta de la demanda en el mercado de energía de Colombia

Departamento Grupo Col. Inteligente	Consumo MW	Cantidad de consumidores	Potencial de RD esc. 1 (MW)	Potencial de RD esc. 2 (MW)	Potencial de RD esc. 3 (MW)	Potencial de RD esc. 4 (MW)
7	1,09	5,00	0,13	0,26	0,39	0,52
8	0,23	2,00	0,03	0,06	0,10	0,13
9	6,62	7,00	0,97	1,93	2,90	3,86
Norte Santander	63,14	96,00	8,16	16,33	24,49	32,66
2	10,39	16,00	1,52	3,03	4,55	6,06
4	4,88	7,00	0,41	0,81	1,22	1,63
5	7,29	9,00	0,55	1,09	1,64	2,19
6	6,24	11,00	0,88	1,76	2,63	3,51
8	1,40	8,00	0,19	0,38	0,58	0,77
9	26,51	33,00	3,87	7,73	11,60	15,47
Putumayo	9,47	5,00	0,71	1,43	2,14	2,86
2	0,06	1,00	0,01	0,02	0,03	0,04
5	9,40	4,00	0,71	1,41	2,12	2,82
Quindío	43,76	52,00	6,35	12,70	19,05	25,40
2	38,58	22,00	5,63	11,25	16,88	22,50
6	0,26	3,00	0,04	0,07	0,11	0,14
7	0,93	8,00	0,11	0,22	0,33	0,44
8	0,48	5,00	0,07	0,13	0,20	0,26
9	3,52	14,00	0,51	1,03	1,54	2,05
Risaralda	42,27	107,00	5,98	11,96	17,93	23,91
1	0,64	2,00	0,06	0,13	0,19	0,26
2	7,50	34,00	1,09	2,19	3,28	4,37
4	0,23	2,00	0,02	0,04	0,06	0,08
6	1,31	7,00	0,18	0,37	0,55	0,74
7	4,09	12,00	0,48	0,97	1,45	1,93
8	2,61	9,00	0,36	0,72	1,08	1,44
Santander	153,82	187,00	13,43	26,86	40,29	53,72
1	4,62	22,00	0,46	0,92	1,38	1,85
2	5,84	35,00	0,85	1,70	2,56	3,41
3	0,19	1,00	0,02	0,04	0,06	0,08
4	0,15	3,00	0,01	0,03	0,04	0,05
5	122,18	10,00	9,16	18,33	27,49	36,65
6	2,49	29,00	0,35	0,70	1,05	1,40
7	3,13	22,00	0,37	0,74	1,11	1,48
8	2,16	14,00	0,30	0,59	0,89	1,19
9	13,07	51,00	1,91	3,81	5,72	7,62
Sucre	17,26	40,00	2,04	4,08	6,12	8,16
2	4,70	18,00	0,69	1,37	2,06	2,74
4	2,69	3,00	0,22	0,45	0,67	0,90
5	3,42	2,00	0,26	0,51	0,77	1,03
6	0,47	2,00	0,07	0,13	0,20	0,26
7	1,80	6,00	0,21	0,42	0,64	0,85
8	1,85	6,00	0,25	0,51	0,76	1,02
Tolima	53,73	126,00	6,84	13,67	20,51	27,34
1	6,48	27,00	0,65	1,30	1,94	2,59
2	9,02	33,00	1,31	2,63	3,94	5,26
3	0,42	2,00	0,04	0,08	0,13	0,17
4	1,14	5,00	0,09	0,19	0,28	0,38

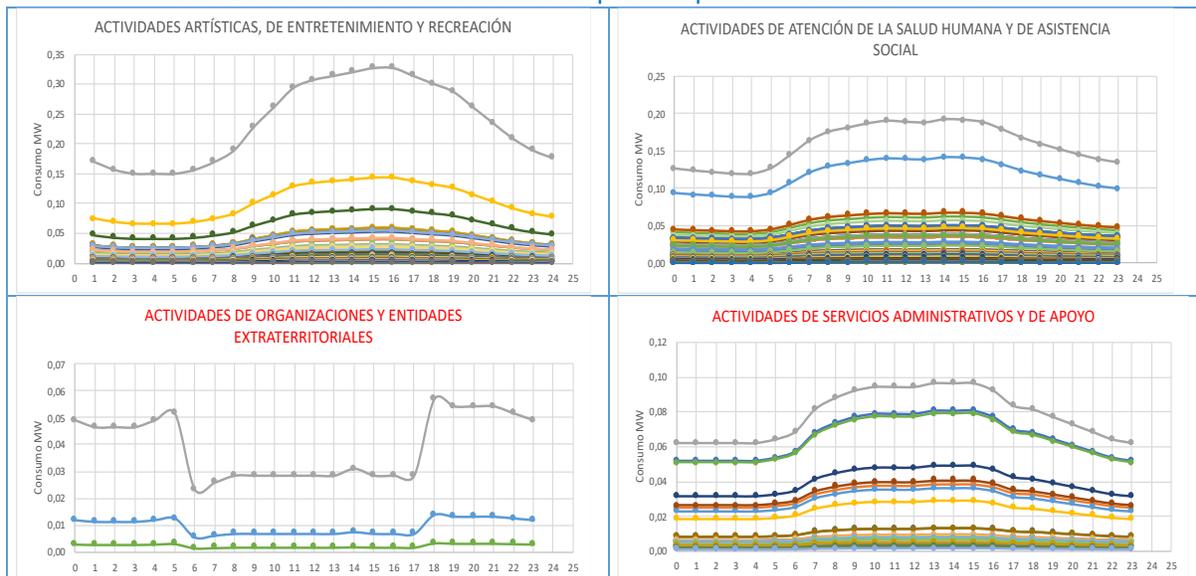
Definición de lineamientos de política y regulación energética para incentivar mecanismos de respuesta de la demanda en el mercado de energía de Colombia

Departamento	Consumo MW	Cantidad de consumidores	Potencial de RD esc. 1 (MW)	Potencial de RD esc. 2 (MW)	Potencial de RD esc. 3 (MW)	Potencial de RD esc. 4 (MW)
5	7,66	13,00	0,57	1,15	1,72	2,30
6	9,36	14,00	1,32	2,63	3,95	5,27
7	0,60	7,00	0,07	0,14	0,21	0,29
8	0,71	8,00	0,10	0,20	0,29	0,39
9	18,35	17,00	2,68	5,35	8,03	10,70
Valle del Cauca	230,38	603,00	31,18	62,36	93,54	124,72
1	4,73	38,00	0,47	0,95	1,42	1,89
2	43,60	202,00	6,36	12,72	19,08	25,43
3	0,68	3,00	0,07	0,14	0,20	0,27
4	16,45	26,00	1,37	2,74	4,11	5,48
5	7,44	6,00	0,56	1,12	1,67	2,23
6	17,72	55,00	2,49	4,98	7,48	9,97
7	16,66	45,00	1,97	3,93	5,90	7,87
8	6,96	27,00	0,96	1,91	2,87	3,83
9	116,14	201,00	16,94	33,87	50,81	67,75
Total general	2945,35	4584,00	360,93	721,87	1082,80	1443,73

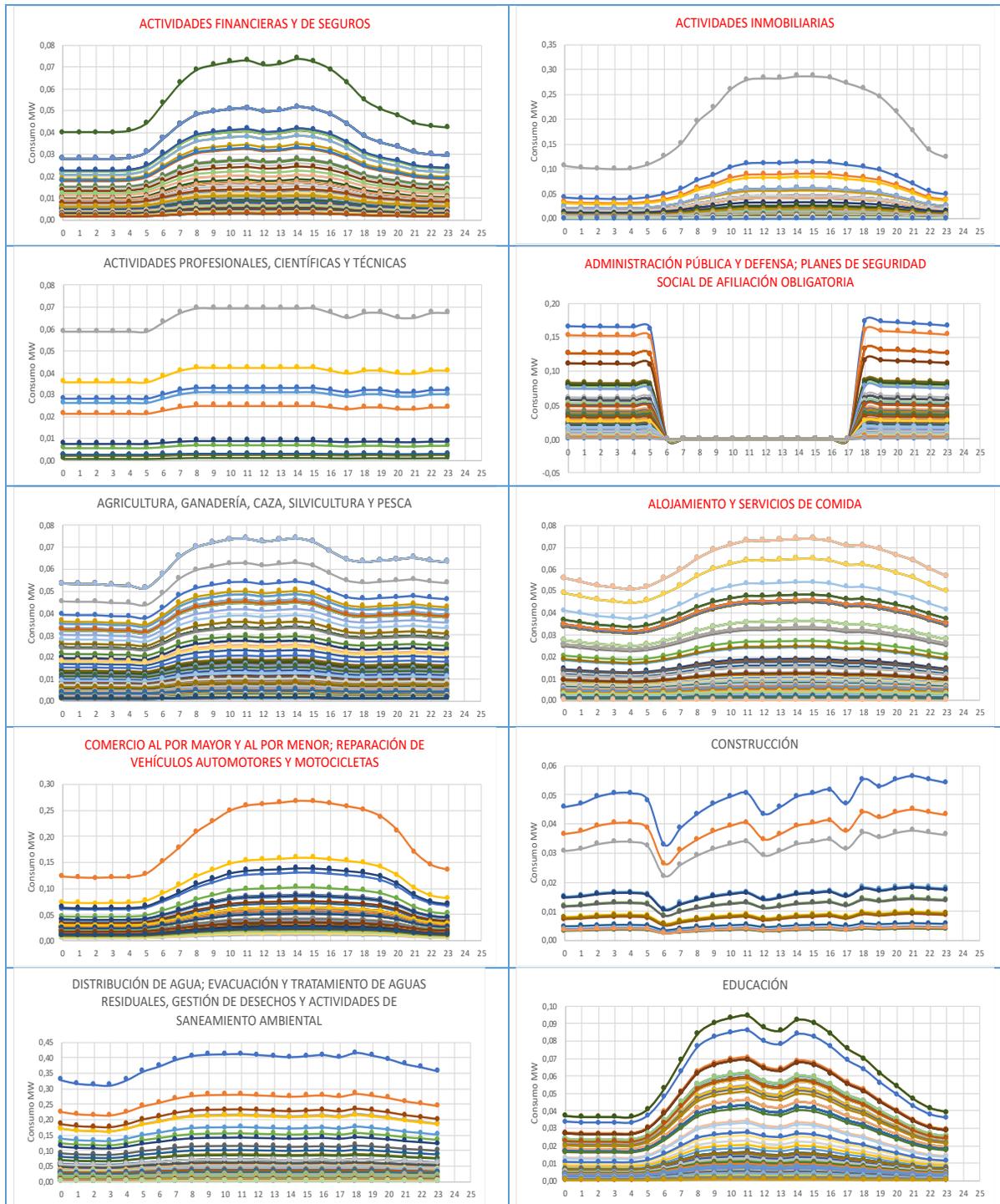
Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente se realizó una caracterización horaria de la demanda por actividad CIU, con la finalidad de verificar en que horas del día las diferentes actividades económicas tienen sus mayores consumos y puedan implementar alguna actividad de RD. La Tabla 15 muestra esta caracterización para cada una de las actividades CIU verificadas por el DANE y vigentes en Colombia. Se resaltaron las actividades que según el estudio de Colombia Inteligente tienen más aporte de R-D.

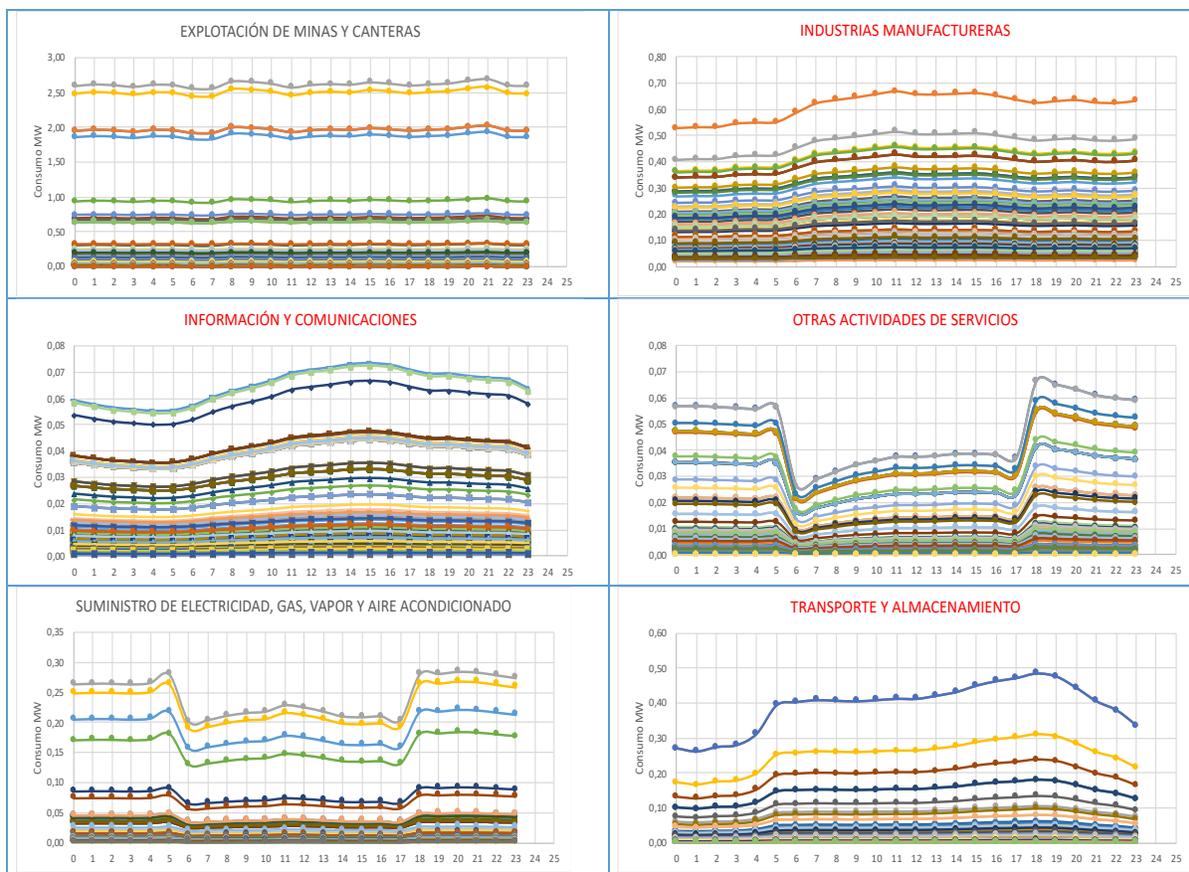
Tabla 15. Curvas horarias de consumo por CIU para diferentes consumidores*



Definición de lineamientos de política y regulación energética para incentivar mecanismos de respuesta de la demanda en el mercado de energía de Colombia



Definición de lineamientos de política y regulación energética para incentivar mecanismos de respuesta de la demanda en el mercado de energía de Colombia



*Cada una de las graficas muestra los comportamientos de varios consumidores (diferentes series) para cada CIU

Fuente: Elaboración propia

De lo analizado en esta sección, se puede ver que la caracterización de la demanda no regulada para Colombia permite verificar el potencial de RD con el que contaría el SIN para la operación. Las actividades de hotelería y comercio representan los sectores con mayor potencial de aplicación de mecanismos de respuesta de la demanda, en la forma de reducción del consumo; específicamente en áreas como la iluminación, el aire acondicionado, la refrigeración y algunos equipos eléctricos.

Actividades económicas relacionadas con las actividades financieras, inmobiliarias, seguros, servicios de apoyo y actividades territoriales, tienen gran potencial de aplicación de RD ya que toda la energía que consumen es eléctrica, específicamente en áreas como la iluminación, el aire acondicionado, los computadores y los equipos motrices. Actividades económicas relacionadas con el transporte y las comunicaciones tendrían una reducción potencial en el gasto de energía en las oficinas, específicamente en las áreas de iluminación, aires acondicionados y algunos equipos eléctricos.

Los departamentos con mayor nivel de industria son los que tienen más potencial de RD; de igual forma el potencial que tienen las áreas operativas con restricciones, como Caribe es alto y puede llegar a ser significativo para el alivio de restricciones y de forma directa precio de las tarifas de energía a nivel nacional. La RD no se está utilizando para la operación del sistema y es un recurso que puede representar una solución rápida para el alivio de restricciones en áreas operativas como el Caribe, lo que llevaría no solo a disminuir el valor de las restricciones, sino que además cambiaría

la perspectiva de calidad del servicio de la demanda que en ocasiones debe ser racionada por temas de seguridad operativa.

En esta sección se evidenció como hay actividades económicas que pueden tener una mayor participación en algún posible programa de RD, esto debido a que la naturaleza de sus actividades les permite tener mayor flexibilidad en los cambios de sus consumos; sin embargo no se debe sesgar la actividad económica a la participación en programas de RD, ya que ante un incentivo económico cualquier consumidor puede cambiar su consumo ya que tiene un incentivo a hacerlo. En la sección que continua se analiza el potencial de participación de los consumidores, a través de los resultados de la encuesta realizada.

9. Potencial de participación

9.1. Diseño de la metodología

Para evaluar el potencial de participación de los consumidores en los mecanismos de RD y poder tener herramientas para responder la pregunta planteada en la sección 1.2 de ¿hacia dónde se debe dirigir la política de RD? se implementó una metodología cuantitativa que para identificar el potencial de participación y definir el ámbito de aplicación de la política, consistió en realizar observaciones directas en consumidores de todo tipo: residenciales, comerciales, industriales (regulados o no regulados), de diversos estratos sociales, departamentos del país, con consumos de energía, hábitos de consumo y con expectativas particulares. Estas observaciones fueron obtenidas a través de una encuesta que se diseñó enfocada a obtener respuestas sinceras de parte del consumidor y que permitiera analizar información para definir lineamientos en cuanto al ámbito de aplicación de la política.

La encuesta se diseñó con el objetivo de responder a las siguientes interrogantes, que hacen parte de la pregunta principal del documento: ¿hacia dónde se debe dirigir la política de RD?

- ¿Se debe dirigir a consumidores regulados o no regulados?
- ¿Se debe dirigir a consumidores residenciales, comerciales o industriales?
- ¿Se debe dirigir a un estrato en específico?
- ¿Debe estar enfocada a algún departamento o región en especial?
- ¿Requiere que el consumidor tenga infraestructura de medición avanzada?
- ¿El consumidor debe tener educación de eficiencia energética?
- ¿El consumidor está interesado en un mecanismo de RD?
- ¿El consumidor es consciente de lo que implica un mecanismo?
- ¿Qué tipo de beneficio espera obtener?

De acuerdo con las interrogantes de la autora mostradas anteriormente, se diseñan las preguntas de la encuesta que se muestran a continuación:

Bloque 1

1. ¿En qué región geográfica estás ubicado? (Departamento)
2. ¿Qué tipo de consumidor registra en tu factura de energía? (Residencial, comercial, industrial u otras)
3. ¿Qué estrato registra en tu factura de energía?
4. ¿Según tu factura de energía cual es el consumo promedio mensual en kWh?

Bloque 2

5. ¿Tienes alguno de los siguientes hábitos de ahorro de energía?
 - a. Apagar los aparatos eléctricos que no se estén usando y/o desconectarlos para evitar desperdiciar energía
 - b. Utilizar bombillos ahorradores o LED y aprovechar al máximo la luz natural

- c. Utilizar equipos y electrodomésticos con Etiqueta Energética Colombia que indican alta eficiencia
- d. En los recintos con aire acondicionado mantener cerradas puertas y ventanas y eliminar filtraciones de aire caliente y utilizarlo a una temperatura entre 20 °C y 22 °C.

Bloque 3

6. ¿Si tu prestador del servicio de energía te ofrece diferentes precios de energía según la hora en que realizas el consumo y no como hoy que el costo de la energía es el mismo a lo largo del día, las tomarías? (Si/No)
7. ¿Si tu prestador del servicio de energía te ofreciera incentivos (económicos y no económicos) por reducir tu consumo o desplazar tus consumos de las horas habituales a otras, tendrías interés en participar? debes tener en cuenta que esa solicitud, puede ser en cualquier hora del día o día del año (Si/No)
8. ¿Cuál es tu expectativa al participar en un programa que incentive cambios en la forma en que consumes la energía eléctrica? (Si/No)
9. ¿Si tu prestador del servicio te informa las horas en las que la energía sube de precio, te gustaría o te interesaría reducir su consumo durante esas horas? (Si/No)

Bloque 4

10. ¿Si tu medidor de energía fuera un medidor avanzado que te permita conocer tus consumos en cada hora del día/mes consideras que esto te ayudaría a?
 - a. ¿Si tu medidor de energía fuera un medidor avanzado que te permita conocer tus consumos en cada hora del día/mes consideras que esto te ayudaría a?
 - b. Saber los precios de la energía
 - c. Todas las anteriores
 - d. Ninguna de las anteriores
11. ¿Considerarías mejorar tu actual medidor de energía por uno avanzado que te permita los anteriores beneficios? (Si/No)

La encuesta se desarrolló usando la plataforma de Forms de Microsoft y se compartió a través de redes sociales y correo electrónico en la plataforma institucional del Ministerio de Minas y Energía; con el fin de obtener resultados de diversos tipos de consumidores de energía en los departamentos conectados al SIN. La fecha de inicio de promoción de la encuesta fue el viernes 11 de septiembre de 2020 hasta el 27 de septiembre de 2020, tiempo en el cual se recogieron 427 observaciones directas de consumidores, las cuales se analizan en la siguiente sección.

9.2. Análisis de resultados de la encuesta

9.2.1. Ficha técnica de la encuesta

A continuación se desarrolla la ficha técnica de la encuesta desarrollada:

- **Título:** Encuesta de consumo de energía y preferencias del consumidor

- **Técnica:** Encuesta virtual divulgada por redes sociales (LinkedIn, Facebook y mensaje directo de WhatsApp a agremiados de Ser Colombia, ANDI, Andesco y Asoenergía) y correo electrónico institucional del Ministerio de Minas y Energía
- **Ámbito geográfico:** Colombia
- **Universo:** Consumidores de energía eléctrica de Colombia pertenecientes a diferentes departamentos, estratos sociales, tipología de consumidor (regulado y no regulado) y con consumos diversos.
- **Muestra:** 427 observaciones directas, los cuales fueron depurados para ver posibles errores que descartaran la observación, se encontraron 3 observaciones con errores de información y no se tuvieron en cuenta en los análisis.
- **Error muestral:** Las observaciones presentadas es bajo supuesto de muestra aleatoria.
- **Trabajo de campo:** las fechas en las que se procedió a la recogida de la información fueron entre el 6 al 24 de septiembre

9.2.2. Características de la muestra

Las observaciones recogidas en el bloque 1 de la encuesta, fueron variadas en cuanto al departamento de origen, en la Tabla 16 se observa la distribución de la muestra, con las observaciones previamente depuradas donde se no se tuvieron en cuenta aquellas descartadas por ser observaciones con idénticos valores (posiblemente repetidas por el consumidor que lleno la encuesta). En la Tabla 16 se resaltan en rojo los departamentos para los cuales no se obtuvo observación y en azul aquellos donde el mínimo de observaciones no superó el 0,001% del total de consumidores de energía.

Tabla 16. Observaciones recolectadas por departamento

Departamento	Área operativa	Observaciones recolectadas		Total de consumidores país		Mínimo de observaciones*
Antioquia	Antioquia	104	25,5%	2.382.948	16,1%	24
Arauca	Nordeste	0	0,0%	73.242	0,5%	1
Atlántico	Caribe	12	2,9%	685.767	4,6%	7
Bolívar	Caribe	7	1,7%	574.335	3,9%	6
Boyacá	Nordeste	7	1,7%	345.409	2,3%	4
Caldas	CQR	19	4,7%	333.895	2,3%	4
Caquetá	Suroccidente	0	0,0%	103.084	0,7%	2
Casanare	Nordeste	3	0,7%	122.091	0,8%	2
Cauca	Suroccidente	4	1,0%	401.081	2,7%	5
Cesar	Caribe	5	1,2%	325.525	2,2%	4
Choco	Antioquia	0	0,0%	98.880	0,7%	1
Córdoba	Caribe	15	3,7%	441.706	3,0%	5
Cundinamarca	Oriente	39	9,6%	1.008.575	6,8%	11
Guaviare	Suroccidente	0	0,0%	18.897	0,1%	1
Distrito Capital	Oriente	137	33,6%	2.372.406	16,0%	24
Huila	Suroccidente	5	1,2%	331.201	2,2%	4
La Guajira	Caribe	5	1,2%	162.376	1,1%	2
Magdalena	Caribe	5	1,2%	351.117	2,4%	4
Meta	Oriente	12	2,9%	341.551	2,3%	4
Nariño	Suroccidente	5	1,2%	438.520	3,0%	5
Norte De Santander	Nordeste	5	1,2%	449.715	3,0%	5
Putumayo	Suroccidente	1	0,2%	73.721	0,5%	1

Definición de lineamientos de política y regulación energética para incentivar mecanismos de respuesta de la demanda en el mercado de energía de Colombia

Departamento	Área operativa	Observaciones recolectadas		Total de consumidores país		Mínimo de observaciones*
Quindío	CQR	0	0,0%	193.880	1,3%	2
Risaralda	CQR	0	0,0%	335.902	2,3%	4
Santander	Nordeste	7	1,7%	789.961	5,3%	8
Sucre	Caribe	6	1,5%	244.945	1,7%	3
Tolima	Suroccidente	2	0,5%	500.520	3,4%	6
Valle	Suroccidente	19	4,7%	1.327.824	9,0%	14
Total general		424	100%	14.829.075	100%	163

*Tomando como referencia una participación de mínimo un 0,001% del total de consumidores

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a las características del tipo de consumidor y estrato se recolectaron observaciones diversas en cuanto al departamento, en la Figura 16 y la Tabla 17 se evidencia como la mayoría de observaciones corresponden a consumidores residenciales (96% del total de la muestra) y el porcentaje restante corresponde a consumidores industriales (3%) y comerciales (1%). Se observa también en la Figura 16 que la mayoría de las observaciones residenciales, se centran en los departamentos de Distrito Capital, Antioquia y Cundinamarca acumulando el 64.4% del total de la muestra total.

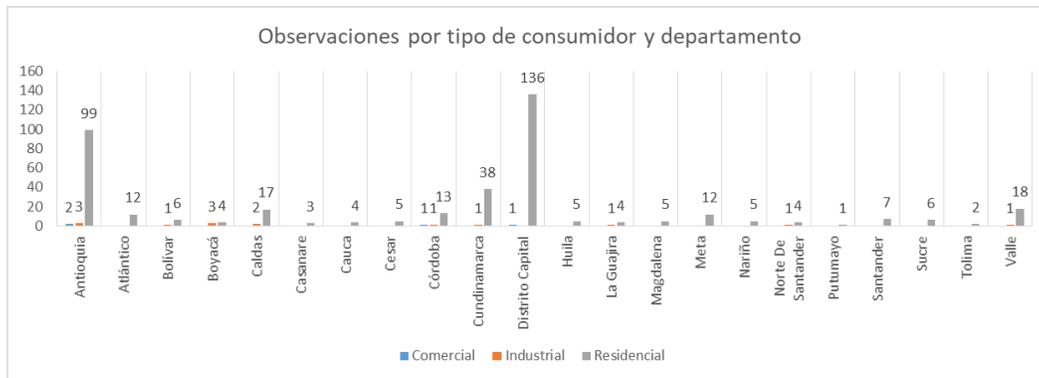


Figura 16. Observaciones por tipo de consumidor y departamento

Fuente: Elaboración propia.

De la Tabla 17 se puede observar que de los consumidores que respondieron la encuesta, el 59% pertenece a los estratos medios: 3 y 4 (con valores del 33% y 27% respectivamente); el 25% corresponde a los consumidores de los estratos altos: 5 y 6 (con valores del 14% y 11% respectivamente) y el 11% corresponde a los estratos bajos: 1 y 2 (con valores del 2% y 9% respectivamente); el porcentaje restante corresponde a los consumidores tipo industrial y comercial.

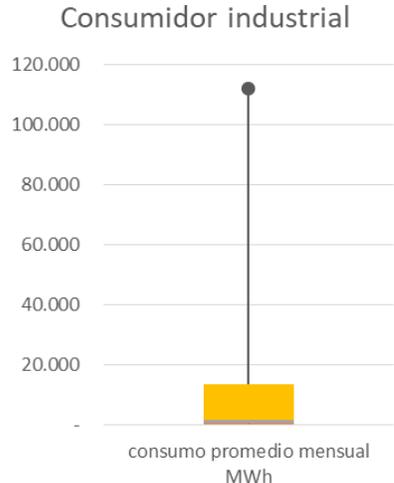
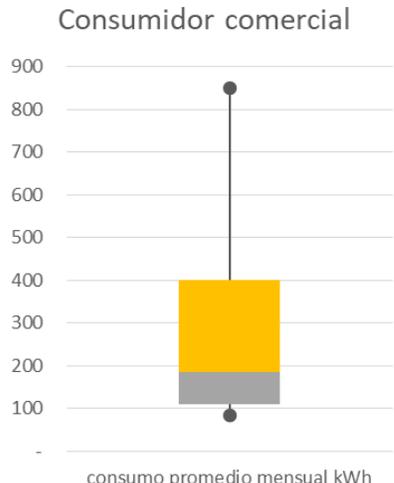
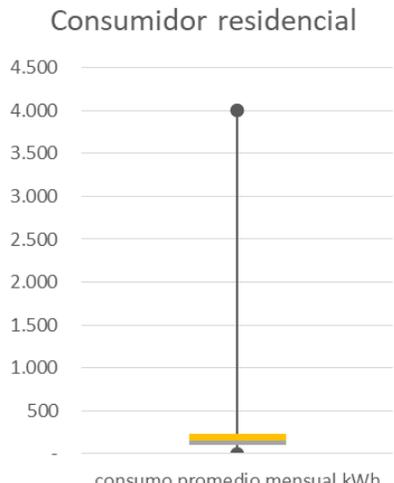
Tabla 17. Observaciones por estrato y tipo de consumidor

Tipo de consumidor	Estrato						No aplica	Total
	1	2	3	4	5	6		
Comercial			2		1		1	4
Industrial			1		1		12	14
Residencial	9	40	138	113	61	45		406
Total general	9	40	141	113	63	45	13	424

Fuente: Elaboración propia.

9.2.3. Características del consumo

Tabla 18. Características del consumo por tipo de consumidor

<p>Consumidor industrial</p>  <p>consumo promedio mensual MWh</p>	<table border="1"> <tbody> <tr><td>Mínimo</td><td>60</td></tr> <tr><td>Q1</td><td>316</td></tr> <tr><td>Mediana</td><td>1.625</td></tr> <tr><td>Q3</td><td>13.250</td></tr> <tr><td>Máximo</td><td>112.000</td></tr> <tr><td>Rango intercuartil</td><td>12.934</td></tr> <tr><td>Mínimo</td><td>-19.086</td></tr> <tr><td>Máximo</td><td>32.652</td></tr> <tr><td>Promedio</td><td>13.767</td></tr> <tr><td>Desviación estándar</td><td>29.327</td></tr> </tbody> </table>	Mínimo	60	Q1	316	Mediana	1.625	Q3	13.250	Máximo	112.000	Rango intercuartil	12.934	Mínimo	-19.086	Máximo	32.652	Promedio	13.767	Desviación estándar	29.327	<p>De acuerdo con las medidas de posición calculadas, los consumos para el tipo de consumidor industrial, el 50% de los consumidores tiene un consumo por debajo de 1,6 GWh-mes y el 75% tienen un consumo por debajo de los 13,3 GWh-mes.</p> <p>De acuerdo con el máximo calculado a partir del rango intercuartil, se encuentra 1 dato atípico.</p>
Mínimo	60																					
Q1	316																					
Mediana	1.625																					
Q3	13.250																					
Máximo	112.000																					
Rango intercuartil	12.934																					
Mínimo	-19.086																					
Máximo	32.652																					
Promedio	13.767																					
Desviación estándar	29.327																					
<p>Consumidor comercial</p>  <p>consumo promedio mensual kWh</p>	<table border="1"> <tbody> <tr><td>Mínimo</td><td>85</td></tr> <tr><td>Q1</td><td>111</td></tr> <tr><td>Mediana</td><td>185</td></tr> <tr><td>Q3</td><td>400</td></tr> <tr><td>Máximo</td><td>850</td></tr> <tr><td>Rango intercuartil</td><td>289</td></tr> <tr><td>Mínimo</td><td>-322</td></tr> <tr><td>Máximo</td><td>833</td></tr> <tr><td>Promedio</td><td>326</td></tr> <tr><td>Desviación estándar</td><td>356</td></tr> </tbody> </table>	Mínimo	85	Q1	111	Mediana	185	Q3	400	Máximo	850	Rango intercuartil	289	Mínimo	-322	Máximo	833	Promedio	326	Desviación estándar	356	<p>De acuerdo con las medidas de posición calculadas, los consumos para el tipo de consumidor comercial, el 50% de los consumidores tiene un consumo por debajo de 185 kWh-mes y el 75% tienen un consumo por debajo de los 400 kWh-mes.</p> <p>De acuerdo con el máximo calculado a partir del rango intercuartil, se encuentra 1 dato atípico.</p>
Mínimo	85																					
Q1	111																					
Mediana	185																					
Q3	400																					
Máximo	850																					
Rango intercuartil	289																					
Mínimo	-322																					
Máximo	833																					
Promedio	326																					
Desviación estándar	356																					
<p>Consumidor residencial</p>  <p>consumo promedio mensual kWh</p>	<table border="1"> <tbody> <tr><td>Mínimo</td><td>1</td></tr> <tr><td>Q1</td><td>105</td></tr> <tr><td>Mediana</td><td>150</td></tr> <tr><td>Q3</td><td>230</td></tr> <tr><td>Máximo</td><td>4.000</td></tr> <tr><td>Rango intercuartil</td><td>125</td></tr> <tr><td>Mínimo</td><td>-83</td></tr> <tr><td>Máximo</td><td>418</td></tr> <tr><td>Promedio</td><td>224</td></tr> <tr><td>Desviación estándar</td><td>285</td></tr> </tbody> </table>	Mínimo	1	Q1	105	Mediana	150	Q3	230	Máximo	4.000	Rango intercuartil	125	Mínimo	-83	Máximo	418	Promedio	224	Desviación estándar	285	<p>De acuerdo con las medidas de posición calculadas, los consumos para el tipo de consumidor residencial, el 50% de los consumidores tiene un consumo por debajo de 150 kWh-mes y el 75% tienen un consumo por debajo de los 230 kWh-mes.</p> <p>De acuerdo con el máximo calculado a partir del rango intercuartil, se encuentran 46 datos atípicos.</p>
Mínimo	1																					
Q1	105																					
Mediana	150																					
Q3	230																					
Máximo	4.000																					
Rango intercuartil	125																					
Mínimo	-83																					
Máximo	418																					
Promedio	224																					
Desviación estándar	285																					

Fuente: Elaboración propia.

Con respecto al consumo en kWh, se hizo una caracterización de acuerdo con el tipo de consumidor, teniendo en cuenta que los valores de consumo eran muy diferentes para los consumidores residenciales, comerciales e industriales. Para poder ver las características del consumo por cada tipo de consumidor se elaboraron boxplots que permiten entender visualmente la dispersión y simetría de los consumos. La Tabla 17 contiene los boxplots por tipo de consumidor y las medidas de posición (cuartiles), dispersión (rango intercuartil) y tendencia central (mediana)

9.2.4. Hábitos de consumo

Se revisaron las observaciones de los hábitos de consumo teniendo en cuenta cuatro preguntas básicas del bloque 2 de la encuesta, que reflejan si el consumidor en su vida diaria tiene hábitos de eficiencia energética y puede estar abocado a disminuir su consumo por un incentivo; esto se evidencia en la Figura 17 donde se ve que el 61% de los consumidores encuestados conocen y aplican la eficiencia energética que puede tener usar el aire acondicionado a una temperatura mayor y que el aislamiento térmico es importante para lograr ahorros de energía.

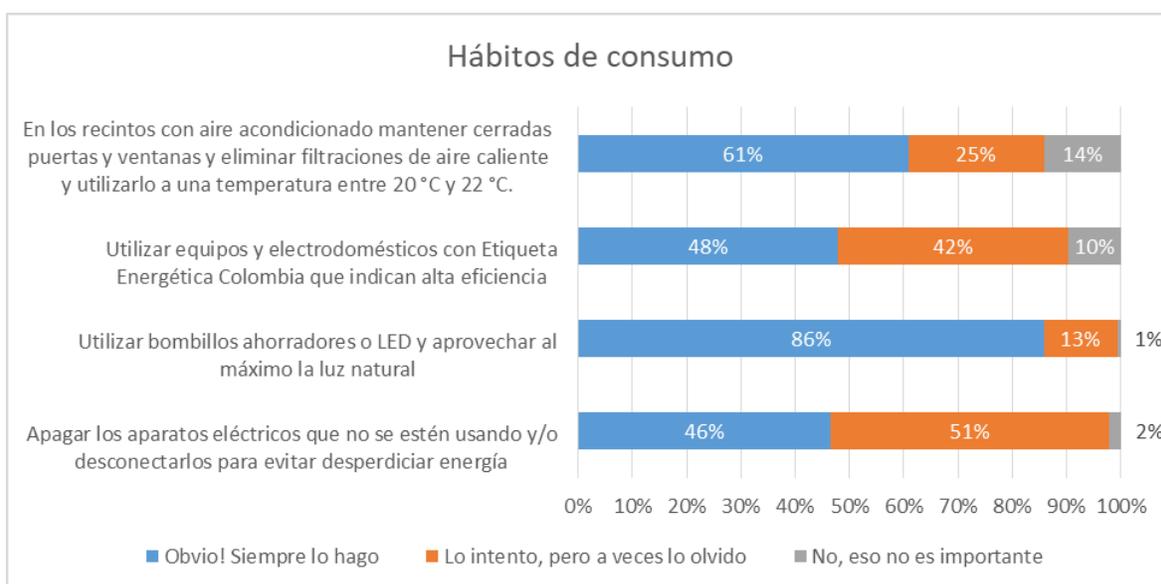


Figura 17. Hábitos de consumo de los consumidores
Fuente: Elaboración propia.

La etiqueta energética Colombia, parece que funciona en un 48%, como se observa en la Figura 17 de los consumidores encuestados, sin embargo un 42% al parecer no la tiene en cuenta al momento de comprar electrodomésticos o equipos; esto puede deberse a varios factores: que los consumidores no la conocen, que no han hecho cambio de sus equipos o electrodomésticos en el corto plazo y por el contrario tienen equipos viejos o que el poder adquirir un equipo o electrodoméstico con alta eficiencia energética puede no estar al alcance económico de muchos de los consumidores y adquieren equipos no tan eficiente energéticamente.

La Figura 17 muestra en la mayoría de los casos los consumidores tienen buenos hábitos de consumo de energía. Campañas como el uso de bombillas ahorradoras o LED, han tenido buen resultado ya que el 86% de los consumidores encuestados dice usarlos.

De la Figura 17 se puede concluir también que hace falta educación para el consumidor, pues un porcentaje inferior (46%) de observaciones siempre apaga o desconecta los electrodomésticos o equipos que no se están utilizando, con respecto al porcentaje que en ocasiones lo olvida (51%), esto aunque es un hábito no tan difundido como los anteriores, puede ayudar al ahorro de energía para cualquier tipo de consumidor (residencial, comercial o industrial).

9.2.5. Potencial de participación en programas de RD

De acuerdo con las observaciones recopiladas en el bloque 3 de la encuesta, el potencial de participación de los consumidores residenciales, industriales y comerciales es alta; la expectativa por tener tarifas horarias diferenciales, incentivos por cambio de los hábitos de consumo y los beneficios por participar son en su mayoría un porcentaje elevado del total de observaciones.



Figura 18. Expectativa de tarifas horarias
Fuente: Elaboración propia.

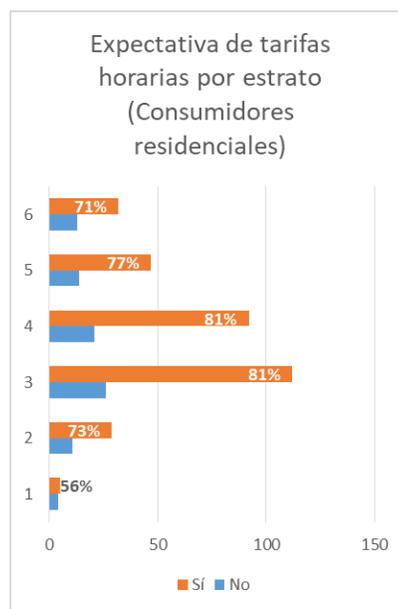


Figura 19. Expectativa de tarifas horarias consumidores residenciales
Fuente: Elaboración propia.

Como se ve en la Figura 20 el 78% de los consumidores residenciales estarían interesados en tomar tarifas ofrecidas por el prestador del servicio de energía, que tengan discriminación por la hora del consumo; el 100% de los consumidores comerciales si estarían interesados en participar y un 64% de los consumidores industriales tendrían intención de participar. De igual forma en la Figura 19 se ve un mayor porcentaje de interés en los consumidores residenciales discriminados por estrato.

Se debe resaltar que el 22% correspondiente a los consumidores (de todos los tipos) que respondieron que no les interesaba tomar tarifas horarias ofrecidas por el prestador del servicio, representan una gran parte de consumidores que no ven algún beneficio en tener este tipo de diversidad en la forma de tarificación; ya sea por desconocimiento de estos beneficios o porque simplemente no desean tener una complicación que les lleve a tener sorpresas en la facturación de su servicio, de acuerdo con lo planteado en la sección 7.5 una parte muy importante de cualquier política de promoción de mecanismos de RD, debe tener una etapa de educación del consumidor que le permita empoderarse como un consumidor inteligente.

Las observaciones con respecto a la pregunta de modificación del consumo por un incentivo (económico y no económico), teniendo en cuenta que la solicitud puede ser en cualquier hora del día o día del año son similares a las de la pregunta anterior, en la Figura 20 se observa que los consumidores que tienen una expectativa de un incentivo por los cambios de hábitos de consumo son el 86%, el 79% de los industriales y el 100% de los comerciales. De igual forma en la Figura 21 se ve un mayor porcentaje de interés en los consumidores residenciales discriminados por estrato.

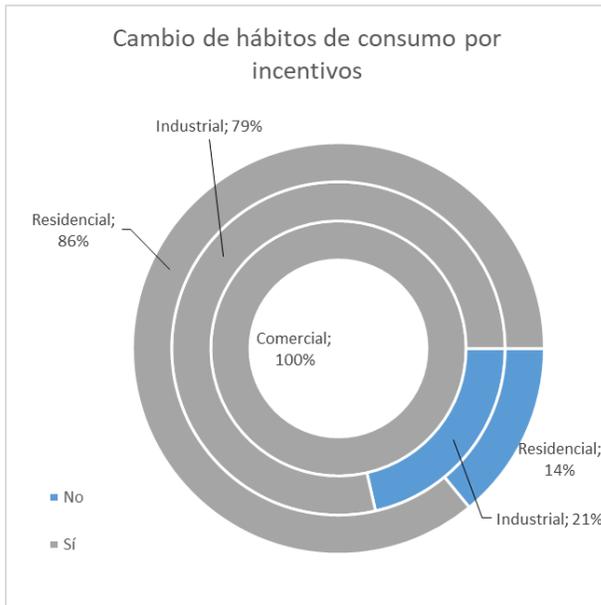


Figura 20. Expectativa de incentivos por cambio de hábitos de consumo
Fuente: Elaboración propia.

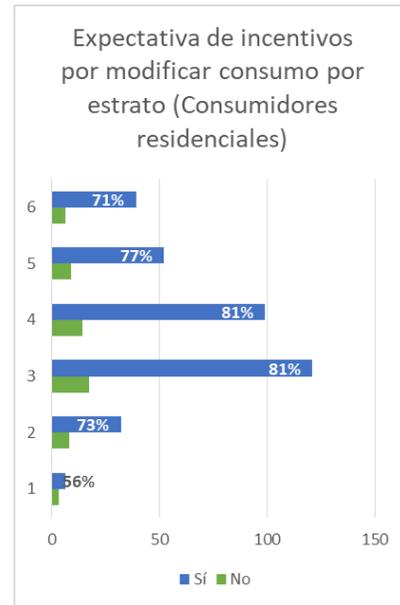


Figura 21. Expectativa por incentivos consumidores residenciales
Fuente: Elaboración propia.

El 14% del total de la muestra que representan los consumidores de todo tipo que no les interesa recibir un incentivo por modificar sus consumos, pueden ser el porcentaje de la población que no confían en las empresas de servicios públicos, lo que se representa como un obstáculo para la participación en una iniciativa incierta, como se menciona en (Sarah J.Darby; Eoghan McKenna, 2012).

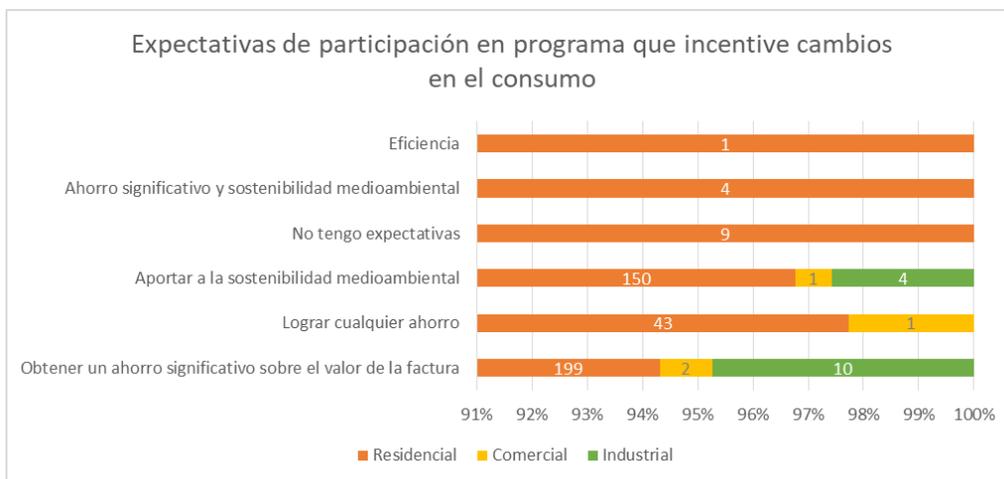


Figura 22. Expectativas de participar en un programa que incentive cambios en el consumo

Fuente: Elaboración propia.

Con respecto a pregunta de la expectativa de participar en un programa que incentive cambios en el consumo, se encontraron respuestas que están más inclinadas a obtener algún ahorro en la factura de energía (60% de las observaciones), el 37% del total de las observaciones esperan tener aportes a la sostenibilidad medioambiental y el 3% restante esperan tener ambos beneficios y lograr eficiencia. Tal como se Figura 22 los consumidores residenciales están muy inclinados en tener beneficios económicos por ahorro en primera instancia y en segundo lugar les interesa tener aportar a lograr una sostenibilidad ambiental; de igual manera los consumidores industriales tienen más expectativa de ahorro en sus facturas que aportan a la sostenibilidad del ambiente.

Finalmente a la pregunta del interés en reducir durante las horas en las que previamente el prestador de servicio informe al consumidor que la energía sube el costo, tal como se ve en la Figura 23 el 95% de los consumidores de todo tipo respondió afirmativamente, el porcentaje restante no ven interés en hacerlo, puede ser atribuido a no tener interés en participar en un mecanismo de reducción de consumo, por desconocimiento o desconfianza al prestador del servicio, como se mencionaba anteriormente. De igual forma en la Figura 24 se ve un mayor porcentaje de interés en los consumidores residenciales discriminados por estrato.

Expectativa de reducir su consumo al conocer los precios de energía

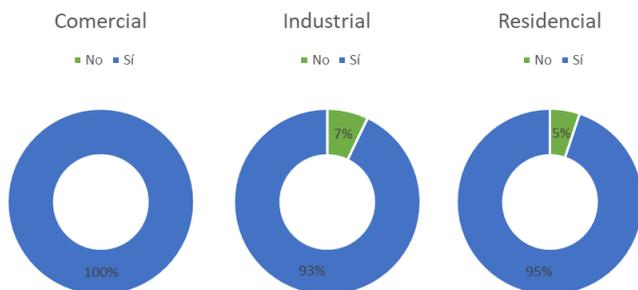


Figura 23. Expectativa de reducir consumo a conocer precios de energía

Fuente: Elaboración propia.

Expectativa de modificar consumo al conocer los precios por estrato (Consumidores residenciales)

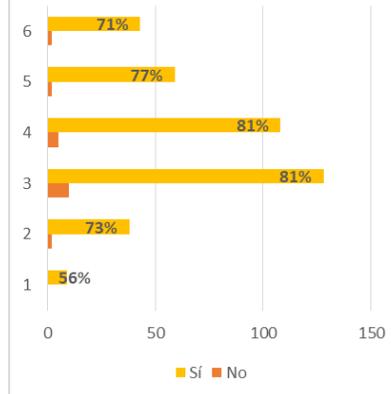


Figura 24. Modificación del consumo al conocer precios, consumidores residenciales

Fuente: Elaboración propia.

9.2.6. Expectativas con respecto a la medición avanzada

El último bloque de preguntas contenidas en la encuesta hace referencia conocer las expectativas de los consumidores con respecto a tener un medidor avanzado de energía; en primer lugar la pregunta de conocer las expectativas de los consumidores con un medidor que permita tener medición horaria, quiere ver que espera un consumidor de tener este tipo de medida y si esto habilitaría su participación en un mecanismo de RD.

La Figura 27 muestra los resultados de las observaciones obtenidas de la pregunta si el consumidor consideraría la mejora (cambio) del medidor de energía para permitirle obtener los beneficios mencionados en las preguntas anteriores; el 25% de los consumidores comerciales respondieron que no, esto puede atribuirse a que no quieren acarrear el posible gasto que en este momento debería hacer o por que ya cuentan con un medidor de estas características.

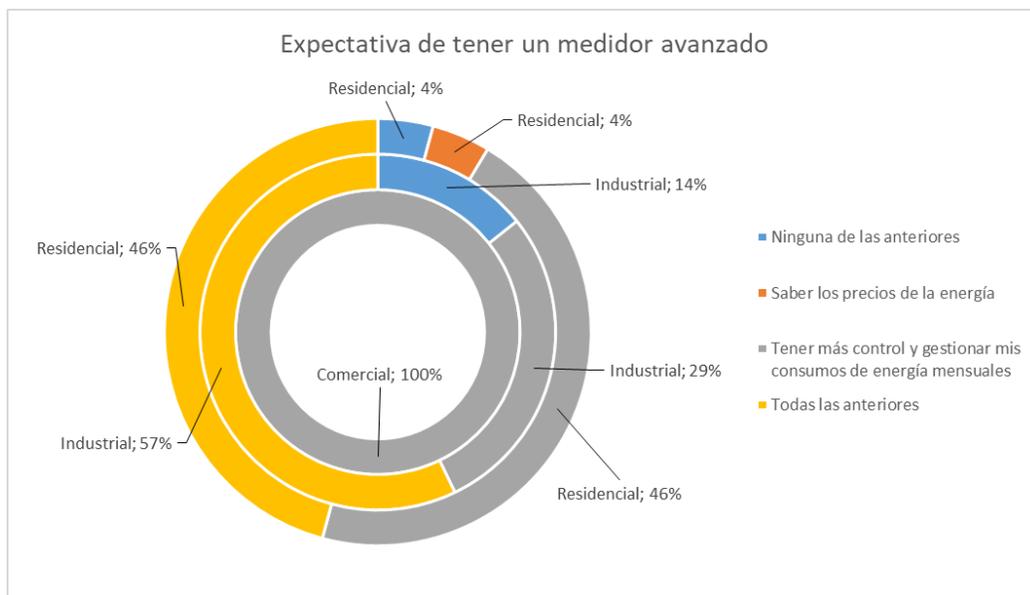


Figura 25. Expectativa de tener un medidor avanzado
Fuente: Elaboración propia.

Potencial de cambio de medidor para obtener beneficios

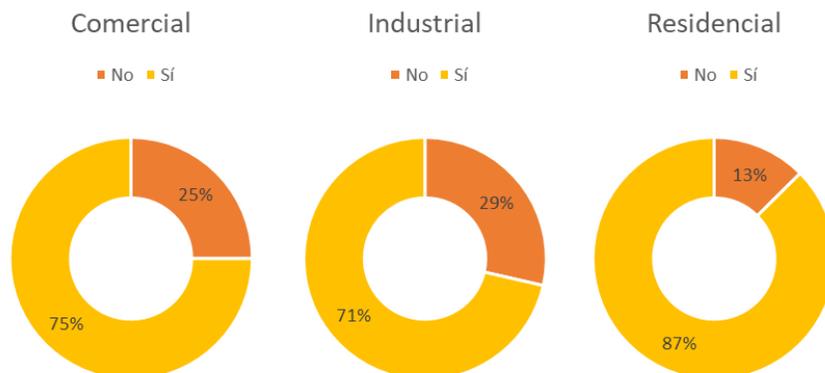


Figura 26. Potencial para el cambio del medidor de energía
Fuente: Elaboración propia.

El 29% de los consumidores industriales, según la Figura 26 que contestaron de forma negativa a la pregunta planteada corresponden a consumidores con un consumo superior al promedio registrado en la Tabla 18 y que muy probablemente cuenten con este tipo de infraestructura de medición. El 13% de los consumidores residenciales que contestaron de forma negativa posiblemente no quieren invertir en la infraestructura de medición, en dado caso la política debe considerar que la

infraestructura habilitante no debe ser barrera para la promoción de mecanismos de RD; también puede ser que los consumidores residenciales que respondieron negativamente no entiendan los beneficios que pueden obtener, por lo que una vez más se reitera en la necesidad de que la política incluya la educación que debe tener un consumidor.

9.2.7. Preferencias del consumidor y alineación con la política

De acuerdo con las preguntas planteadas al inicio de la sección, las cuales se querían responder con la ejecución de esta encuesta y que servirán como insumo para determinar a quién debe ir dirigida la política para incentivar mecanismos de respuesta de la demanda en el mercado de energía de Colombia. A continuación se resuelven estas teniendo en cuenta lo encontrado con el análisis de los resultados de cada bloque de preguntas.

- ¿Se debe dirigir a consumidores regulados o no regulados?

De acuerdo con los resultados obtenidos y también entendiendo que la gran mayoría de observaciones obtenidas fueron de consumidores regulados (residenciales), cerca del 96% del total; la mayoría de los consumidores de este tipo tienen el interés de participar en mecanismos de RD, pues del total consumidores residenciales el 78% de estos tienen la expectativa de que su prestador de servicio de energía eléctrica les ofrezca tarifas horarias, el 86% estaría de acuerdo en modificar el consumo por un incentivo, 49% están muy inclinados en tener beneficios económicos por ahorro en primera y que el 95% les gustaría reducir su consumo al conocer los precios de la energía.

Sin embargo no se debe desconocer que el mayor habilitador de este tipo de programas es la medición avanzada y que es hasta ahora que se están regulando las condiciones para la implementación de la medición avanzada en el SIN (CREG 131 de 2020 (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2020)); pero tampoco es una condición necesaria, de acuerdo con las recomendaciones de la MTE en la sección 4.3, ya que los prestadores de servicio pueden trasladar el costo de las compras de energía realizadas por el comercializador en función de un perfil de consumo tipo, para los consumidores sin medidor.

Por lo que dirigir la política a un tipo de consumidor específico no debería darse, sino que por el contrario debe incluir todos los consumidores entendiendo las diferencias entre estos y las limitaciones tecnológicas que puedan tener algunos.

- ¿Se debe dirigir a consumidores residenciales, comerciales o industriales?

Como se habló en el ítem anterior, la política se debe dirigir a todos los tipos de consumidores, entendiendo sus diferencias de consumo, de tecnología y de expectativas.

- ¿Se debe dirigir a un estrato en específico?

De acuerdo con las observaciones registradas, no hay alguna tendencia a que algún estrato socioeconómico tenga mayor inclinación a participar en un mecanismo de RD, por el contrario en todos los estratos se evidencia una tendencia a querer tener tarifas horarias (promedio 73%), incentivos por modificar los consumos (promedio 82%) y conocimiento de los precios horarios para gestionar su consumo (promedio 96%).

Por lo que dirigir la política a un estrato específico no es correcto, sino que por el contrario debe incluir todos estratos entendiendo las diferencias entre estos.

- ¿Debe estar enfocada a algún departamento o región en especial?

De acuerdo con las observaciones obtenidas por cada uno de los departamentos, se logra un concluir que no se debe enfocar a un departamento en específico, ya que en todos se encontró que la inclinación de las respuestas es mucho mayor a la respuesta positiva para tener tarifas horarias (promedio 80%), incentivos por modificar los consumos (promedio 89%) y conocimiento de los precios horarios para gestionar su consumo (promedio 96%).

Por otro lado, tal como se evidenció en la sección 6.3.1, la afectación de la rentabilidad de los comercializadores requiere especial atención al momento de diseñar mecanismos de incentivos o remuneración, ya que la rentabilidad de los comercializadores es determinante para la implementación de medidores de energía requeridos en las condiciones actuales del mercado eléctrico colombiano.

Por lo que no se debe dirigir la política a un departamento o región en especial, sino que por el contrario se debe incluir todos entendiendo las diferencias entre estos y focalizando los mecanismos de acuerdo con estas necesidades particulares.

- ¿Requiere que el consumidor tenga infraestructura de medición avanzada?

Como se mencionó anteriormente, no se debe desconocer que el mayor habilitador de este tipo de programas es la medición avanzada, pero tampoco es una condición necesaria, de acuerdo con las recomendaciones de la MTE en la sección 3.3; por lo que la política puede incluir a los consumidores que tengan o no este tipo de medición.

Claramente en las primeras etapas de la política debería ser así y crear incentivos para que los consumidores puedan adquirir la infraestructura y de esta forma acceder a mecanismos de RD que tengan como eje fundamental la medición avanzada; sin embargo, la política debe propender que en las etapas posteriores se tenga que contar con la medición avanzada para todos los consumidores y la participación en mecanismos de RD en gran proporción.

Además, como se evidenció en las observaciones recogidas, la expectativa de tener un medidor avanzado es alta especialmente para conocer los precios de la energía y tener más control y gestión de los consumos (96% de las observaciones); además el interés de los consumidores para modificar el actual medidor es en mayor proporción para cada uno de los tipos de consumidores (más del 70% para todos los tipos de consumidores).

- ¿El consumidor debe tener educación de eficiencia energética?

Según lo evidenciado en la sección 7.5 la educación del consumidor (definida en términos generales), con su potencial para crear conciencia, tiene un impacto significativo en los resultados de la implementación de los mecanismos de RD, al igual que la mejora de la retroalimentación.

Esta educación debe incluir no solo el conocimiento de los mecanismos de RD y beneficios de estos, sino que también debe incluir conocimiento básico de cómo funciona el mercado de

energía, para que el consumidor conozca el cobro de energía que se le hace, como puede ahorrar energía, beneficios de tener tarifas horarias, medición avanzada y beneficios de conocer los precios para gestionar sus consumos. De tal forma que el consumidor sea cada vez más un consumidor empoderado, que pueda tomar decisiones acertadas sobre el consumo de la energía y de forma adicional sea consciente que con sus acciones no solo se beneficia el, sino también el sistema eléctrico y el medio ambiente.

De las observaciones realizadas se evidencia que un gran porcentaje de los consumidores tienen buenos hábitos de consumo, el 86% usa bombillas de bajo consumo, el 61% es consciente al usar el aire acondicionado, sin embargo solo el 46% de los consumidores apaga los equipos que no usa y el 48% conoce la etiqueta energética Colombia; por lo que hay un gran potencial de consumidores que educar y empoderar para que puedan participar en mecanismos de RD.

- ¿El consumidor está interesado en un mecanismo de RD?

Tal como se evidenció en los ítems anteriores los consumidores de todos los estratos y de todos los departamentos tienen tendencia a querer tener tarifas horarias, incentivos por modificar los consumos y conocimiento de los precios horarios para gestionar su consumo, con porcentajes muy por encima del 70%.

Por lo que la política podría tener una buena aceptación en la población, siempre y cuando esta pueda entender las diferencias entre los diferentes tipos de consumidores y focalice los mecanismos de acuerdo con las necesidades particulares.

- ¿El consumidor es consciente de lo que implica un mecanismo?

De acuerdo con las observaciones recogidas en la encuesta, un porcentaje por encima del 70% de los consumidores parece entender las implicaciones de la participación en un mecanismo de RD; las cuales podrían ser modificar los consumos a cualquier momento, teniendo que desplazar en dado momento el consumo de energía o modificar sus hábitos.

Sin embargo, como se mencionaba anteriormente, se debe tener una línea muy fuerte dentro de la política de educación al consumidor, que no permita que este se vea afectado por desconocimiento de los mecanismos de RD, sino que por el contrario pueda ver los mecanismos como una oportunidad de beneficio para sí mismo, para el sistema de energía y para el medio ambiente.

- ¿Qué tipo de beneficio espera obtener?

De acuerdo con las observaciones recopiladas el 60% de los consumidores esperan obtener un ahorro significativo sobre el valor de la factura y el 37% aportar a la sostenibilidad del medio ambiente. Esto se traduce que el beneficio económico es un gran incentivo para que un consumidor participe en un mecanismo de RD, sin embargo esto puede lograrse con una buena educación al consumidor que le permita empoderarse y entender con claridad los beneficios de su participación.

En esta sección se evidencia que si existe potencial de participación de los consumidores en los mecanismos de RD de acuerdo con la pregunta de ¿hacia dónde se debe dirigir la política de RD?,

se puede afirmar que la política debe estar dirigida a todos los tipos de consumidores, sin discriminar el estrato o el tipo de consumidor; sin embargo la política debe ser diferenciada para los consumidores que no posean infraestructura de medición avanzada, pero se debe promover los beneficios para que se obtengan este tipo de equipos; debe ser una política que tenga en cuenta la ubicación de los consumidores en la red y tenga programas que puedan aliviar condiciones particulares de la red, según la ubicación del consumidor. La última sección define los lineamientos de política para incentivar los mecanismos de RD en el MEM.

10. Propuesta de política pública

10.1. Considerandos

Que el artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es su deber asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional, que así mismo estos servicios públicos están sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares, y el Estado mantendrá la regulación, control y la vigilancia dichos servicios.

De conformidad con lo previsto en los artículos 1º, 2º y 4º de la Ley 142 de 1994, la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales y el Estado intervendrá en los mismos a fin de, entre otros, garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los consumidores, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

Que el artículo 4º de la Ley 143 de 1994 establece que el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos: abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera; asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector; y mantener los niveles de calidad y seguridad establecidos.

Que el artículo 1º de la Ley 1715 de 2014 busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.

Que de acuerdo con los compromisos medioambientales del país en el COP 21 para disminuir las emisiones proyectadas de gases de efecto invernadero, hacen necesario tomar acciones en los diferentes sectores, entre ellos el minero-energético, en el cual se ha identificado la gestión eficiente de la demanda como uno de los lineamientos estratégicos del Plan integral de gestión del cambio climático del sector.

10.2. Objeto

Establecer los lineamientos de política energética para fomentar la incorporación de los recursos energéticos distribuidos como la respuesta de la demanda; así como la gradualidad con la que se deberán incorporar con el fin de empoderar a los consumidores, optimizar el funcionamiento de la red de distribución, maximizar la utilización de los recursos y promover la gestión eficiente de la demanda.

10.3. Ámbito de aplicación

El ámbito de aplicación de la política incluye a todos los agentes públicos y privados que intervengan en la prestación del servicio público de energía eléctrica y en la promoción de la gestión eficiente de la energía, y sus actividades complementarias conforme a lo dispuesto en las Leyes 142 y 143 de 1994 y demás normas complementarias, en el Sistema Interconectado Nacional –SIN, como en las Zonas No Interconectadas –ZNI, incluyendo las Áreas de Servicio Exclusivo.

10.4. Definiciones

Respuesta de la demanda –RD: según la Ley 1715 de 2014, está dada como cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta de precios o incentivos para inducir bajos consumos.

Medidor avanzado de energía eléctrica: según la Resolución MME 40772 del 2018, corresponde al dispositivo que mide y registra datos de uso de energía eléctrica de los consumidores, en intervalos máximos de una hora, con capacidad de almacenar y transmitir dichos datos, por lo menos, con frecuencia diaria. La información registrada se podrá utilizar, entre otros fines, para la gestión comercial, la planeación y operación del sistema, y la gestión de pérdidas.

Consumidor regulado: según el artículo 11 de la Ley 143 de 1994 determinó que el usuario regulado es la persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a las tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

Consumidor no regulado: según la Resolución CREG 131 de 1998, es la persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a 0,1 MW o a un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh, por instalación legalizada, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos. Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor, y por tanto no se encuentran regulados.

Arbitraje: consiste en aprovechar las diferencias del precio marginal a lo largo de un período de tiempo, precisando que se obtiene un beneficio.

10.5. Objetivos

Son objetivos fundamentales para fomentar la incorporación de los recursos energéticos distribuidos, tales como la respuesta de la demanda:

- I. Empoderar a los consumidores, de forma que puedan tomar decisiones informadas y hacer una mejor gestión de su consumo de energía eléctrica.
- II. Promover la gestión eficiente de la demanda, con medidas que permitan minimizar la diferencia en el consumo en horas pico y valle y que estas medidas garanticen que una actividad o proceso se pueda desarrollar de igual o mejor forma, con un menor consumo energético.
- III. Optimizar el funcionamiento de la red de distribución con la incorporación de nuevos recursos, que disminuyen las necesidades de red para transporte de energía.
- IV. Maximizar la utilización de los recursos de transmisión, distribución y generación y desplazar inversiones en nueva infraestructura.
- V. Reducir la huella de carbono, mediante la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero.
- VI. Aumentar la gestión eficiente de la energía mediante los recursos energéticos distribuidos mejorando los hábitos de consumo para que el desarrollo económico del país sea sostenible.

- VII. Incentivar la creación de nuevos modelos de negocio y de nuevos mercados facilitando la optimización de los costos de la prestación del servicio, mediante el aprovechamiento de la innovación tecnológica.

10.6. Lineamientos sobre el mercado de corto plazo

Luego de la expedición de esta política, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG deberá expedir mediante resolución, la reforma de diseño de mercado de corto plazo que atienda los siguientes lineamientos:

- I. Permitir la implementación de un despacho vinculante que optimice costos de energía.
- II. Permitir la creación de un mercado intradiario que mejore la eficiencia y la formación de precios.
- III. Implementar un mecanismo de balance, que permita asignar de manera eficiente el costo de los servicios complementarios.
- IV. Facilitar la entrada y la operación eficiente de nuevos tipos de recursos como la respuesta de la demanda.

10.7. Lineamientos sobre la estructura tarifaria

Luego de la expedición de esta política, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG expedirá la regulación que permita un nuevo diseño de la estructura tarifaria para los consumidores regulados, la cual deberá atender los siguientes lineamientos:

- I. Permitir mayor detalle de precios temporal y espacialmente (como por ejemplo precios nodales), que puedan proporcionar señales al consumidor de los cambios del precio de la energía durante el día y que refleje el costo marginal según la ubicación del consumidor en la red.
- II. Hay que asegurar que el margen de tiempo de comunicación de las señales de precio y cargos a los consumidores sea el adecuado, de tal forma que los consumidores puedan tomar decisiones de acuerdo con sus expectativas a estas señales. (Se espera que esta acción sea el resultado de la implementación de la infraestructura de medición avanzada)
- III. Garantizar que las señales de precios sean simétricas para el consumo y la producción de energía, de tal manera que se eviten oportunidades de arbitrajes que no sean beneficiosas para el sistema o el consumidor.
- IV. Promover una mejor asignación de los costos de la red y otros costos regulados para enviar señales eficientes; de tal forma que los costos regulados tengan como principios la suficiencia para la recuperación de costos y la eficiencia en la asignación.
- V. Propender porque en el diseño de la estructura tarifaria se den señales de largo plazo y mediante éstas se pueda ayudar a gestionar el riesgo del consumidor que está evaluando la posibilidad de invertir en recursos distribuidos.
- VI. Regular un periodo de transición entre la actual estructura y el nuevo diseño, que evite cambios abruptos en las facturas del servicio de energía; este periodo de transición puede incorporar un cargo fijo que no afecte el principio de eficiencia requerido, pero que no impacte significativamente al consumidor con el rediseño de la tarifa.
- VII. Los mecanismos anteriores deben ser concordantes con el despliegue de medidores inteligentes para los consumidores regulados.

10.8. Lineamientos sobre la señal de precios de corto plazo a la demanda

Con el fin de obtener una respuesta más eficiente de la demanda en el corto plazo, es recomendable que la demanda regulada no esté aislada de la señal del precio de bolsa, por lo que la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG una vez expedida la regulación de que trata la sección 9.6 de este capítulo, adoptará las medidas necesarias para expedir, modificar o actualizar la regulación vigente, según corresponda, con el fin de:

- I. Dar un señal regulatoria para que los comercializadores, puedan hacer que el consumidor conozca de primera mano el precio de bolsa.
- II. Definir el mecanismo por el cual se informe al consumidor el precio marginal del precio de bolsa a los consumidores, manteniendo un nivel adecuado de riesgo mediante los niveles de exposición a precios de bolsa.
- III. Establecer un periodo de transición entre lo que existe actualmente en la exposición de un consumidor a los precios de bolsa, y a un escenario en el que el consumidor tenga una mayor exposición y pueda decidir su consumo.
- IV. Definir perfiles de riesgo, que le permita al consumidor tomar mayor o menor exposición a bolsa, esto con las campañas de educación de la sección 10.10 de este capítulo.

10.9. Lineamientos sobre la infraestructura de medición avanzada

En caso de ser necesario, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG adoptará las medidas correspondientes para armonizar la regulación vigente referente a la infraestructura de medición avanzada, de tal manera que permita a los consumidores tener las señales de precio y cargos a los cuales hacen referencia las secciones 10.7 y 10.8 de este capítulo.

10.10. Lineamientos sobre el empoderamiento del consumidor de energía eléctrica

Para definir el empoderamiento de consumidor de energía eléctrica, luego de la expedición de la regulación de la que trata la sección 10.7, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, expedirá una regulación la cual tendrá en cuenta los siguientes lineamientos:

- I. Promover campañas de educación a través de los agentes comercializadores de energía, para el entendimiento y conocimiento de los beneficios que puede ofrecer un medidor avanzado de energía y las tarifas horarias, y los incentivos de participar en mecanismos que promuevan la respuesta de la demanda; estas deberán ir enfocadas a los diferentes tipos de consumidores de energía eléctrica, incluyendo los consumidores residenciales regulados.
- II. Con la finalidad de asegurar que los consumidores entiendan los beneficios e incentivos promovidos por los agentes comercializadores de energía mediante las campañas de educación; la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG fijará sendas anuales de participación de consumidores por cada uno de los agentes comercializadores de energía registrados en dicha actividad y las metas de disminución de emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

10.11. Lineamientos sobre el agente agregador de demanda

En un plazo no mayor a doce (12) meses luego de la expedición de esta política, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG deberá expedir mediante resolución la definición de una nueva actividad en el mercado que atienda los siguientes lineamientos:

- I. Permitir la agregación de consumidores con capacidad de RD, de tal manera que el recurso resultante pueda participar en el mercado de energía mayorista.
- II. Permitir que el agente que desarrolle la nueva actividad sea un agente que vende respuesta de la demanda, pero que no tiene responsabilidad ni en la adquisición de la energía ni en los posteriores desvíos.
- III. Propender porque el nuevo agente fomente la RD, ya que al no ser el mismo comercializador y no estar integrado verticalmente, tendrá incentivos para hacerlo.
- IV. Definir las medidas que aseguren la coordinación entre el agregador de demanda y el comercializador que desarrolle actividades de RD.
- V. Hay que asegurar que este nuevo agente tenga una alta supervisión para garantizar una coordinación con el comercializador y que no se presenten arbitrajes por una participación dual de la demanda mediante distintos agentes.
- VI. El agregador de demanda será el responsable de la relación contractual con los consumidores que represente ante el mercado y por lo tanto deberá asumir los riesgos asociados a la representación.
- VII. Diseñar los esquemas de garantías y anillos de seguridad que aseguren el adecuado tratamiento de riesgos para el nuevo agente de RD.

10.12. Lineamientos sobre los mecanismos de RD

Para definir los mecanismos de RD en los cuales podrá participar un consumidor, en un plazo no mayor a doce (12) meses luego de la expedición de esta política, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, expedirá una regulación la cual tendrá en cuenta los siguientes lineamientos:

- I. Promover etapas para la participación en los mecanismos de RD, de tal manera que los primeros programas inicien una vez la regulación de la que tratan las secciones 10.7, 10.8 y 10.10 sea expedida y los consumidores puedan adaptarse al nuevo esquema tarifario. Estas etapas deben considerar que la participación en los programas de RD debe pasar de ser voluntaria a obligatoria.
- II. Promover mecanismos que consideren tanto a los consumidores con infraestructura de medición avanzada como aquellos que no la dispongan.
- III. Promocionar diferentes mecanismos de RD que brinden incentivos por la modificación o desplazamiento de los consumos.
- IV. Los mecanismos de RD deben incluir la participación de los recursos en el mercado y el desarrollo de las actividades del agente del que trata la sección 10.11.
- V. Los mecanismos deben estar dirigidos a todos los tipos de consumidores, sin embargo, se deben reconocer las particularidades de consumo, estratos y diferentes regiones del país que condicionan las necesidades específicas de la red.
- VI. Los mecanismos de RD deben tener incentivos que propendan por que el consumidor realice la automatización los recursos.
- VII. Los mecanismos de RD diseñados deben estar basados en incentivos y en precios, de tal forma que la RD pueda participar como recurso de seguridad en la operación, en la confiabilidad del sistema, en situaciones de emergencia energética o riesgo de racionamiento, en la formación de precio de corto plazo, en la prestación de servicios

complementarios, en el cargo por confiabilidad y en cualquier otra actividad del mercado de energía mayorista que la Comisión prevea.

- VIII. La remuneración de los mecanismos de RD debe ser pagada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC acorde a como el recurso de RD participe en el mercado; para cualquier caso el agregador debe suministrar la información necesaria para la liquidación y verificación de la reducción de demanda.

11. Conclusiones y recomendaciones.

11.1. Conclusiones generales del trabajo final

De acuerdo con la revisión general de la regulación existente de RD en el país, es evidente la falta de normatividad para que la RD pueda ser un mecanismo que funcione en el MEM no solo como garantías del CXC o en situaciones de emergencia.

La revisión de trabajos nacionales e internacionales sobre RD permiten evidenciar que existen beneficios de incluir mecanismos en el MEM de Colombia, no solo para los consumidores sino también para el mismo mercado y la operación del sistema.

De acuerdo con la comparación de las experiencias internacionales de los mercados y los mecanismos de RD, se observa que las formas de implementación de dichos mecanismos han llevado en algunos casos a reconfigurarlos, por lo que se debe tener una visión flexible por parte del ente que elabora la política, que permita ir ajustando la política de acuerdo con las necesidades del momento.

La variedad de mecanismos de RD existentes, hacen pensar en muchos programas que pueden ser útiles para el mercado colombiano; los costos y beneficios presentados dejan ver que podrían ser favorables para el sistema y que parte de los costos pueden ser rápidamente asumidos por los beneficios generados.

De acuerdo con el análisis económico de la implementación de los programas de RD, se destaca que una de las principales barreras que se deben superar es la instalación de medidores de energía avanzados (AMI); también se revisó que uno de los impactos técnicos hace referencia a la entrada de un nuevo actor en el MEM que es el agregador de demanda.

Existen actividades económicas que pueden tener una mayor participación en algún posible programa de RD, esto debido a que la naturaleza de sus actividades les permite tener mayor flexibilidad en los cambios de sus consumos; sin embargo, no se debe sesgar la actividad económica a la participación en programas de RD, ya que ante un incentivo económico otros consumidores podrían cambiar su consumo.

De acuerdo con la encuesta realizada a diferentes consumidores en el país, se concluye que, si existe potencial de participación de los consumidores en los mecanismos de RD, sin discriminar estrato, ubicación geográfica, tipo de consumidor o nivel de consumo. El mayor beneficio que desea tener un consumidor es un beneficio económico que se refleje en el valor de la factura de energía.

De acuerdo con la pregunta de ¿hacia dónde se debe dirigir la política de RD?, se puede afirmar que la política debe estar dirigida a todos los tipos de consumidores, sin discriminar el estrato o el tipo de consumidor; sin embargo la política debe ser diferenciada para los consumidores que no posean infraestructura de medición avanzada, pero se deben promover las bondades de tener este tipo de equipos; debe ser una política que tenga en cuenta la ubicación de los consumidores en la red y tenga programas que puedan aliviar condiciones particulares de la red, según la ubicación del consumidor.

Se debe trabajar de forma regulatoria para que se puedan eliminar las barreras de mercado que plantean los incumbentes que son OR y comercializadores que ven la respuesta a la demanda como un riesgo de disminución de ingresos por ventas y que no han valorado el potencial de ingresos que tendrían al implementar nuevos modelos de negocio potencializados en la infraestructura de medición avanzada y la RD.

11.2. Conclusiones asociadas con el logro de los objetivos definidos

11.2.1. Objetivo específico 1

El primer objetivo específico planteado dentro de este documento corresponde al análisis de experiencias internacionales sobre mecanismos de RD y la comparación con Colombia; este análisis desarrollado en la sección 5 no solo permitió comparar al país con otros y ver la distancia que tiene con respecto al mercado de servicios complementarios, la diversidad en la matriz eléctrica y los mecanismos de RD; sino que además permitió ver las experiencias que ayudaron a definir los lineamientos. Este análisis aporta riqueza a la medición posterior de la efectividad de la política y permite vigilar que no se caiga en situaciones desfavorables o poder tomar acciones que mitiguen posibles impactos negativos.

11.2.2. Objetivo específico 2

Se refiere a la caracterización de la demanda de potencia de consumidores no regulados, este objetivo fue desarrollado en su totalidad en la sección 8; permite ver que hay actividades económicas que tienen mayor potencial de aporte de RD que otras, esto permitió definir un lineamiento dentro de la política, que permita que los mecanismos estén dirigidos a todos los tipos de consumidores y que se reconozcan las particularidades de consumo, estratos y diferentes regiones del país que condicionan las necesidades específicas de la red.

11.2.3. Objetivo específico 3

El último objetivo específico de este documento corresponde a la evaluación de impactos técnicos, sociales, económicos los mecanismos de RD en el mercado de energía de Colombia, fue desarrollado en su totalidad en la sección 7; este análisis de impactos evidenció las implicaciones sociales, económicas y técnicas de la incursión de los mecanismos de RD en el mercado de energía mayorista y permitió enfocar los lineamientos para que impacten positivamente los costos del mercado, sean aceptados socialmente y beneficien técnicamente el funcionamiento del sistema de energía y el mercado de energía mayorista.

11.2.4. Objetivo general

De acuerdo con el objetivo general planteado en este documento de definir lineamientos de política para incentivar mecanismos de RD en el mercado de energía de Colombia, este se logró satisfactoriamente en la sección 10, definiendo un articulado que puede ser modulado para convertirse en resolución o decreto y que propone los lineamientos que deberían ser dictados como política por el Ministerio de Minas y Energía para incentivar la RD en el país; teniendo en cuenta los habilitantes y los requerimientos para ser incluida en el mercado y para que todos los tipos de consumidores se vean cobijados sin importar las barreras tecnológicas o de mercado que puedan tener.

Dentro de los lineamientos de política definidos y teniendo en cuenta no solo las experiencias internacionales de implementación de mecanismos de RD, sino también el análisis de los impactos que produciría la RD en el mercado de energía de Colombia; se incluyó un lineamiento enfocado exclusivamente a la educación del consumidor a fin de que este entienda los mecanismos de RD y todos los beneficios que puede obtener, para que sea un consumidor inteligente y empoderado que tenga mayor participación y mayor gestión de su consumo de energía eléctrica

11.3. Recomendaciones y trabajos futuros

Se recomienda al Ministerio de Minas y Energía incorporar estos lineamientos de política a una normatividad más amplia que fomente la incorporación de los recursos energéticos distribuidos tales como la RD, la generación distribuida y el almacenamiento de energía. En este documento solo se desarrolló lo relacionado con la RD, sin embargo el concepto de recursos energético distribuido es más amplio y debe estar armonizado para que beneficie al sistema de energía, al mercado mayorista y finalmente al consumidor de energía.

Se propone que paralelamente al desarrollo de la política de recursos energéticos distribuidos se desarrollen pilotos de RD o almacenamiento de energía, por ejemplo mediante un sandbox que permita analizar la implementación de la política en un ambiente controlado y de esta forma medir su efectividad y hacer vigilancia para refinar detalles o realizar modificaciones requeridas.

Se recomienda no dar esperas tan largas a la implementación de este tipo de políticas, ya que el desarrollo de las tecnologías ha sido tan acelerado que muchos consumidores ya se preguntan cuándo pueden contar con estas y tener mayores beneficios; el desarrollo de mecanismos de RD, debe ir acompañado de la promoción de la generación distribuida, por lo que trabajar cada vez más en la eliminación de barreras a este tipo de tecnologías es fundamental y la velocidad de actuación del diseñador de la política pública es clave.

Los tiempos de actuación del diseñador de la política son claves, sin embargo la armonización de la regulación con la política es aún más clave; por lo que se recomienda siempre trabajar de la mano del regulador y el planeador, para que la política este acorde a los tiempos de ambos actores, pero sin dejar de lado el objetivo principal que es beneficiar a los consumidores.

Los trabajos futuros relacionados con el tema de este documento pueden incluir el análisis del impacto de la modificación del esquema tarifario y la implementación de mecanismos de RD en los consumidores; también el análisis de la implementación de mecanismos de RD y su impacto sobre el costo de restricciones debidas al déficit de redes en el STR de un OR en particular o el impacto sobre el nivel de pérdidas de un sistema de distribución en particular.

12. Bibliografía

- Colombia inteligente. (2018). *Respuesta de la demanda estrategia para la mitigación de gases efecto invernadero*. Bogotá D.C.: PIGCC M-E, Ministerio de Minas y Energía .
- Constituyente Asamblea Nacional. (1991). *Constitución Política de Colombia*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.
- Congreso de la Republica de Colombia. (1994). *Ley 142 de 1994*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.
- Congreso de la Republica de Colombia. (1994). *Ley 143 de 1994*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.
- Congreso de la Republica de Colombia. (2006). *Ley 1117 de 2006*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.
- M. H. Albadi y E. F. El-Saadany, “. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electr. Power Syst. Res.*, 78(11), 1989-1996.
- Departamento de Energía de los Estados Unidos - DOE. (2016). *Benefits of Demand Response and Recommendations*. EUA: A report to the united States congress pursuant to section 1252 of the energy policy act of 2005.
- Asociación Colombiana de distribuidores de energía eléctrica - ASOCODIS. (2014). *Estructuras tarifarias y respuesta de la demanda, análisis y propuestas regulatorias. Informe final*. Bogotá D.C.
- Akin Gump Strauss Hauer & Feld LLP. (18 de Abril de 2018). *FERC Orders on PJM’s Frequency Regulation Market Give Energy Storage Providers Another Recent Win*. Recuperado el 08 de Agosto de 2020, de <https://www.akingump.com/en/experience/industries/energy/speaking-energy/ferc-orders-on-pjm-s-frequency-regulation-market-give-energy.html>
- Australian Energy Market Commission. (2015). *International Review of Demand*. The Battle Group.
- P. Bertoldi, P. Zancanella, and B. Boza-Kiss. (2016). *Demand Response status in EU Member States*. European Commission.
- T. Veyrenc and RTE. (2014). *Market design for Demand Response: the French experience*.
- RTE. (s.f.). *ElectricityReport2018*. Recuperado el 08 de Agosto de 2020, de <https://bilan-electrique-2018.rte-france.com/demand-response/?lang=en>
- REGELLEISTUNG.NET. (2020). Recuperado el 08 de Agosto de 2020, de <https://www.regelleistung.net/ext/static/abla>

- SEDC. (2017). *Explicit Demand Response in Europe: Mapping the Markets 2017*. Smart Energy Demand Coalit.
- Congreso de la Republica de Colombia. (2001). *Ley 697 de 2001*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.
- Cámara Colombiana de Energía. (2016). Modelo de negocios aplicables a eficiencia energética y energías renovables en el sector privado. *I seminario de eficiencia y energías renovables para directivos de empresas*. Bogotá D.C.
- P. Gruenewald, J. Torriti. (2014). Any response? How demand response could be enhanced based on early UK experience. *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14), Krakow,*.
- J. E. Price. (2017). Challenges, opportunities, and approaches for integrating demand response in markets,. *IEEE Power & Energy Society General Meeting, Chicago, IL*.
- Ministerio de Minas y Energía. (2018). *Resolución No. 40807 de 2018*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.
- Ministerio de Minas y Energía. (2019). *Resolución No 40483 de 2019*. Bogotá D.C: Imprenta Nacional de Colombia.
- Ministerio de Minas y Energía. (2018). *Resolución No 40072 de 2018*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.
- EPRI. (2011). Estimating the costs and benefits of the smart grid. *EPRI, 48*, 1-162.
- IRENA. (2017). *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*. IRENA.
- U.S. Department of Energy. (2017). *Smart Grid Investment Final Report*.
- Colombia, P. d. (2016). *Decreto No. 388 de 2016*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.
- Presidencia de la República de Colombia. (2001). *Decreto 2532 de 2001*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.
- Presidencia de la Republica de Colombia. (1989). *Decreto 624 de 1989*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.
- Presidencia de la República de Colombia. (2003). *Decreto 3172 de 2003*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.
- UPME. (2016). *Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2017-2022*. Bogotá D.C: Ministerio de Minas y Energía.

- Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2020). *Decreto 829 de 2020*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.
- Sarah J. Darby; Eoghan McKenna. (2012). Social implications of residential demand response in cool temperate climates. *Energy Policy*, 49, 759-769.
- ASOCODIS, PHC. (2018). *Consultoría: Estudio de restricciones en el Sistema Interconectado*. Bogotá D.C.: PHC.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2020). *Resolución No 131 de 2020*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1998). *Resolución No. 131 de 1998*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2020). *Resolución No 069 de 2020*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). Presentación: Nueva regulación sobre generación y transmisión de energía eléctrica en Colombia. *III Foro Energía para la competitividad - Asoenergía*. Bogotá D.C.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). *Resolución No. 015 de 2018*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2007). *Resolución No. 001 de 2007*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Ministerio de Minas y Energía. (2018). *Resolución No. 0072 de 2018*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1999). *Resolución No. 043 de 1999*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2009). *Resolución No. 051 de 2009*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2000). *Resolución No. 062 de 2000*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2008). *Circular No. 107 de 2008*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2010). *Documento 055 de 2010*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.

Ministerio de Minas y Energía. (2015). *Decreto No. 1073 de 2015*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.

Ministerio de Minas y Energía. (2015). *Decreto No. 2108 de 2015*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.

Ministerio de Minas y Energía. (2014). *Decreto No. 2492 de 2014*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.

Congreso de la Republica de Colombia. (2014). *Ley 1715 de 2014*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2015). *Resolución No. 212 de 2015*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2013). *Resolución No. 203 de 2013*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2008). *Documento 087 de 2008*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2009). *Documento 133 de 2009*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2013). *Documento 145 de 2013*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). *Documento No. 004 de 2018*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2015). *Documento No. 009 de 2015*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2016). *Documento No. 013 de 2016*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2014). *Documento No. 056 de 2014*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2016). *Regulación No. 025 de 2016*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). *Resolución No. 007 de 2018*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). *Documento No. 074 de 2018*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.

- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2013). *Documento No. 076 de 2013*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2013). *Documento No. 077 de 2013*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2013). *Resolución No 116 de 2013*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1995). *Resolución No. 024 de 1995*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2009). *Resolución No. 183 de 2009*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2009). *Resolución No. 076 de 2009*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2016). *Resolución No. 026 de 2016*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1995). *Resolución No. 025 de 1995*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2015). *Resolución No. 011 de 2015*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (1995). *Resolución No. 025 de 1995*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2016). *Resolución No. 029 de 2016*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2014). *Resolución No. 038 de 2014*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2016). *Resolución No. 042 de 2016*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2010). *Resolución No. 063 de 2010*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2006). *Resolución No. 071 de 2006*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2017). *Resolución No. 140 de 2017*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.

- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2014). *Resolución No. 098 de 2014*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). *Resolución No. 098 de 2018*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2003). *Resolución No. 122 de 2003*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2007). *Resolución No. 119 de 2007*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2010). *Resolución No. 138 de 2010*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2009). *Resolución No. 176 de 2009*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (18 de 08 de 2020). *Sistema unico de información de servicios públicos*. Recuperado el 19 de julio de 2019, de <http://www.sui.gov.co/web/energia>
- XM. (2007). *Memorias de capacitaciones y seminarios*. Obtenido de [https://www.xm.com.co/corporativo/Memorias%20Seminarios/\(2007\)Despacho%20Ideal.pdf](https://www.xm.com.co/corporativo/Memorias%20Seminarios/(2007)Despacho%20Ideal.pdf)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2000). *Resolución No 023 de 2000*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Mateo Cortés. (2018). *Diseño de mecanismo para programas de respuesta de la demanda con incentivos sociales utilizando sistemas multiagente*. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia.
- Julia-RD. (2019). *Propuesta regulatoria ajustes para fortalecer y mejorar el funcionamiento de la respuesta de la demanda en Colombia*. Bogotá D.C.: Julia-RD.
- Fernando Barrera, Andrés Escobar, Manuel Manguashca y Hugh Rudnick. (2020). *Foco 5: Revisión del marco institucional y regulatorio*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- Carlos Batlle y Pablo Rodilla, con contribuciones de Luiz Augusto Barroso. (2020). *Foco 3: Hoja de ruta regulatoria para un desarrollo más eficiente de los recursos distribuidos*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24202647/Foco3+-Fase+2+Informe+Final.pdf>

- Callejas, P. B. (2010). Implementación de un programa de respuesta de la demanda de energía eléctrica en un mercado de clientes no regulados en Colombia. *Revista de la Maestría en Derecho Económico*,(6), 259-292.
- Grajales, C., & Figueroa, L. (2012). *Programas de respuesta en demanda y su posible impacto en el sistema eléctrico Colombiano*. Pereira: Universidad tecnológica de Pereira.
- Cardona, E. (2013). *Método para optimizar los costos del servicio de energía eléctrica de grandes usuarios en Colombia, incorporando flexibilidad de la demanda*. Medellín: EAFIT.
- Gómez, J. S., Carvajal, S. X., & Arango, A. (2015). Programas de gestión de demanda de electricidad para el sector residencial en Colombia: Enfoque sistémico. *Energética*(46), 73-83.
- Gómez, H., & Vallejo, C. (2016). *Análisis de mecanismos para la aplicación de programas de respuesta de la demanda en el mercado eléctrico colombiano*. Medellín: Univesidad EAFIT.
- Hernández, V. (2017). *Agregador de respuesta de la demanda basado en incentivos*. Bogotá D.C.: Universidad Distrital Francisco José de Caldas.
- Rodas, E., & Mejía, D. (2017). *Impacto de la respuesta de la demanda en el costo de las restricciones y las transacciones en la bolsa de energía dentro del mercado eléctrico colombiano*. Medellín: Jornadas del conocimiento ISA 2017.
- Vargas, L. (2017). *Análisis económico del mecanismo de respuesta de la demanda del sector eléctrico en Colombia*. Medellín: Universidad EAFIT.
- Martínez, W. (2017). *Identificación de las variables relevantes para implementar la respuesta a la demanda de energía eléctrica en Colombia*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- Alasseria, R., Rao, T. J., & K.J.Sreekanth. (2020). Institution of incentive-based demand response programs and prospective policy assessments for a subsidized electricity market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 117.
- Parrish, B., Heptonstall, P., Gross, R., & K.Sovacoola, B. (2020). A systematic review of motivations, enablers and barriers for consumer engagement with residential demand response. *Energy Policy*, 138.
- Wang, Z., Li, H., Deng, N., Cheng, K., Lu, B., Zhang, B., & Wang, B. (2020). How to effectively implement an incentive-based residential electricity demand response policy? Experience from large-scale trials and matching questionnaires. *Energy Policy*, 141.
- Energía estratégica. (2020). El régimen de Servicios Complementarios está en marcha: un balance de precios y montos de potencia horaria subastados en Chile. *Energía estratégica*. Obtenido de Energía estratégica: <https://www.energiaestrategica.com/el-regimen-de-servicios-complementarios-esta-en-marcha-un-balance-de-precios-y-montos-de-potencia-horaria-subastados-en-chile/>

Definición de lineamientos de política y regulación energética para incentivar mecanismos de respuesta de la demanda en el mercado de energía de Colombia

CIDET. (2018). *CONTRATO DE CONSULTORÍA GGC No. 435 DE 2018*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.

Juan Sebastian Gómez M, Sandra Ximena Carvajal Q, Adriana Arango M. (2015). Programas de gestión de demanda de electricidad para el sector residencial en Colombia: Enfoque sistémico. *Energética*(46), 73-83.

Congreso de la Republica de Colombia. (2019). *Ley 1955 de 2019*. Bogotá D.C.: Imprenta Nacional de Colombia.