

The background features a large, light blue network of interconnected nodes and lines. A specific cluster of nodes is highlighted with thicker black lines and colored circles: yellow at the top, blue in the middle, and red at the bottom. The text 'Colombia' is in large, bold black font, and 'inteligente' is in a smaller, grey font below it.

Colombia

inteligente

Red colaborativa para habilitar
y acelerar la transformación
del sector eléctrico

At the bottom of the page, there are decorative wavy lines in blue, yellow, and red, resembling a stylized horizon or landscape.



Colombia inteligente

RESPUESTA DE LA DEMANDA ESTRATEGIA PARA LA MITIGACIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

Programas RD

Documento de trabajo
Diciembre de 2019



NOTA DE RESPONSABILIDAD –

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

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

Colombia Inteligente
Todos los derechos reservados 2019 ©

El documento se realizó bajo el marco del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero-energético (PIGCCme) desarrollado por el Ministerio de Minas y Energía con el apoyo del Centro de Investigación de Agricultura Tropical con el objetivo de reducir la vulnerabilidad ante el cambio climático y la promoción de un desarrollo bajo en carbono a nivel sectorial, fortaleciendo y protegiendo la sostenibilidad y competitividad de la Industria.



Grupo de Trabajo Colaborativo Demanda Activa

Grupo de trabajo conjunto y colaborativo mediante el desarrollo de sesiones de trabajo que contó con la participación de representantes de las siguientes empresas y entidades:

- ASOCIACIÓN NACIONAL DE EMPRESARIOS DE COLOMBIA – ANDI.
- CELSIA S.A. E.S.P.
- COMITÉ ASESOR DE LA COMERCIALIZACIÓN - CAC-.
- ENEL-CODENSA S.A. E.S.P.
- ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.
- EMCALI S.A. E.S.P.
- EMPRESA PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.
- UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA – UPME.
- UNIVERSIDAD DEL VALLE.
- UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA.
- XM S.A. E.S.P - FILIAL GRUPO ISA.

Equipo Proyecto Demanda Activa GEI

JUAN DAVID MOLINA CASTRO
DIEGO EDISON SÁNCHEZ OCHOA
SANDRA YAMILE GIRALDO RESTREPO
LUISA FERNANDA BUITRAGO ARROYAVE
CHRISTIAN ALFREDO QUINTERO ROMERO
SARA PULGARÍN COLORADO

Arquitectura Tecnológica y Funcional
EDUARDO FRANCISCO CAICEDO BRAVO
BAYRON ANDRÉS CALVACHE VALLEJO
LINA MARCELA GARCIA MORENO

Líder Proyecto
Coordinador de Investigación
Especialista área energética-ambiental
Profesional área eléctrica
Profesional área energética-ambiental
Profesional área eléctrica

Experto área eléctrica
Especialista área eléctrica
Profesional área eléctrica

Colombia Inteligente 2019

Presidente
Vicepresidente
Líder de Gestión
Coordinador Investigación y Referenciamiento
Facilitadora Trabajo Colaborativo

JAIME ALEJANDRO ZAPATA URIBE
ALBERTO OLARTE AGUIRRE
JUAN DAVID MOLINA CASTRO
DIEGO EDISON SÁNCHEZ OCHOA
LUISA FERNANDA BUITRAGO ARROYAVE

Gestión Administrativa: CIDET.

COLOMBIA INTELIGENTE

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

Principios:

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

Objetivo:

Ser un arquitecto estratégico que promueve el desarrollo integral y eficiente de los sistemas inteligentes en Colombia para contribuir al acceso universal de la energía, a una participación activa de los ciudadanos, la productividad, la competitividad y el desarrollo sostenible del sector eléctrico y del país.

- **Generar** capacidades y conocimiento para el desarrollo de los sistemas inteligentes, en forma sinérgica y colaborativa.
- **Promover** pilotos y proyectos en sistemas inteligentes, propiciando las alianzas estratégicas con otros sectores de la economía e identificando fuentes de financiación.
- **Influir** proactivamente la política, la regulación y la estandarización para la implantación de los sistemas inteligentes.
- **Generar** una organización sustentable, capaz de lograr los objetivos anteriores.

Con base en lo anterior, la organización desarrolla los ejes de trabajo soportados en actividades transversales para generar valor a la organización que redundará en beneficio del sector eléctrico colombiano y el país.

Miembros Comité Directivo



Institucionales Comité Directivo



EJES DE TRABAJO

1	Empoderamiento del usuario	Fomentar la participación de la demanda (gestión eficiente de la energía y respuesta demanda), la virtualización de la medida y la masificación de la medición avanzada (medición flexible)
2	Integración de tecnologías	Desarrollo de un sistema distribuido (tecnologías, microrredes y conexión)
3	Transformación del sistema eléctrico	Transformación digital, vigilancia y evolución tecnológica (arquitectura y funciones tecnológicas, espectro radioeléctrico, seguridad digital e interoperabilidad de los activos)

ACTIVIDADES

1	Monitorear tecnologías y métodos en el marco de los sistemas inteligentes aplicados al sector eléctrico
2	Promover arquitecturas y estándares para la adaptación de las transformaciones tecnológicas del sector eléctrico
3	Soportar la apropiación de tecnología aplicable, escalable y transferible en el sector eléctrico colombiano
4	Proponer criterios para evaluar y certificar tecnologías
5	Brindar lineamientos para una normativa proactiva

PROPUESTA DE VALOR

1	Un equipo con alto conocimiento técnico y comprometido para asesorar requerimientos del sector
2	Un espacio para la discusión de temas sectoriales
3	Realizar un trabajo conjunto y colaborativo para fortalecer e impulsar proyectos

ROLES Y RESPONSABILIDADES

Equipo Colombia Inteligente	Participantes empresas/entidades
• Coordinar las actividades de socialización, discusión y aprobación. • Proponer material de trabajo. • Construir los documentos de formulación del proyecto. • Consolidar los resultados de las actividades realizadas.	1. Participar en las actividades asignadas. 2. Proponer y asesorar al grupo respecto a temas técnicos. 3. Gestionar con sus respectivas empresas/entidades su participación o la de otros representantes. 4. Socializar las actividades con su empresa/entidad.

El foco de Colombia Inteligente está orientada a cuatro líneas estratégicas: la generación de conocimiento, el desarrollo de proyectos tecnológicos, el fortalecimiento sectorial y la sostenibilidad organizacional.

Gestión de la Demanda

Estrategia para el empoderamiento del usuario y la mitigación de GEI

Colombia avanza hacia la transformación del sector eléctrico, una transformación centrada en el usuario colombiano, con el propósito de identificar e implementar acciones que le permitirán al usuario acceder a mejores herramientas y tecnologías con información clara y oportuna para controlar sus costos y recibir beneficios por optimizar su consumo energético.



2017

Identificar y Analizar ¿para qué?

Revisión programas RD

DEFINICIONES

MECANISMOS PARA INCENTIVAR RESPUESTA DE LA DEMANDA

Precios

Franja horaria, tiempo real, precio pico-crítico, precio condición emergencia

Incentivos

Control directo de carga, corte programado, oferta mercado de energía, oferta mercado servicios complementarios, emergencia/racionamiento, sistemas distribuidos de energía

EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

PJM/ISO-NE/ AESO/ ERCOT/ Corea del Sur/Brasil

LÍNEA BASE PARA COLOMBIA

Políticas y regulación
Desarrollos académicos
Experiencias empresariales

Acciones habilitadoras

Caracterización de la demanda
Identificar el potencial RD
Actualización regulatoria

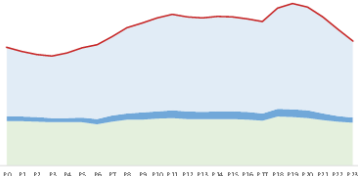
2018 → **Caracterizar y Potencial ¿cuánto?** → 2019

1. Comportamiento de la demanda por región, actividad económica y tipo de mercado.

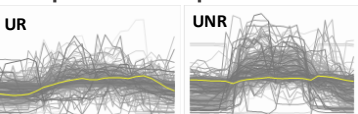
2. Modelación y simulación programa RD

- Análisis de potencial RD (energía y potencia).
- Número de clientes en programas RD.
- Costos y beneficios de los participantes RD.

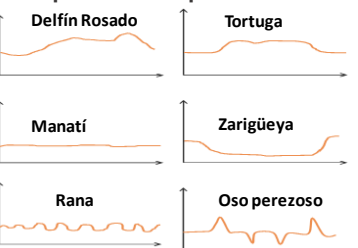
Caracterización demanda



Comportamiento por mercado



6 tipos de comportamiento



Aplicabilidad procesos productivos

Actividad	Tipo					
Financieros, seguros, inmuebles y servicios	R					
	R-D					
	R-D					
Explotación de minas y canteras	R					
	R-D					
	R-D					
Industrias manufacturera	R					
	R-D					
	R-D					
Transporte, almacenamiento y comunicación	R					
	R-D					
	R					
Servicios sociales, comunales y personales	R					
	R-D					
	R-D					

Potencial Respuesta de la Demanda - 2030

~2.500 GWh-año
~2 MtCO2e

Acciones habilitadoras

Empoderar al usuario

- Establecer las preferencias de los usuarios
- Fomentar la apropiación de la cultura energética
- Iniciar programas RD por tipo de cliente/región

Habilitar la demanda activa

- Reglamentar e implementar habilitadores RD
- Fomentar la participación masiva de los clientes

Habilitar programas RD

- Definir los criterios marco de los programas RD
- Fomentar la estandarización de las funcionalidades RD

Diseñar y Construir ¿cómo?

1. Análisis de los usuarios

+15 Millones suscriptores
Usuarios residenciales
91% de los suscriptores
44% del consumo de energía
+40% NO revisa su consumo
+49% Solo lo hace cuando llega la factura mensual

Menos del 2% puede acceder a la información de su consumo de forma diaria y virtual

¿Mecanismos para RD?

Opciones de tarifas en el día
Pago por el cambio de consumo

2. Identificación de preferencias para participar en programas RD

¿Participaría en un programa de respuesta de la demanda? SI +90%

¿Qué beneficio prefiere para participar?

~72% Descuento factura
~12% Bono mitigación y Devolución dinero

¿Usa un sistema de generación o almacenamiento?

~21% Autogeneración a pequeña escala/ sist. respaldo
~3% Almacenamiento

3. Diseño programa RD

Tipos de programas

- Tarifa intradiaria
- Gestión de carga
- Demanda en el mercado

Características

17 atributos para la operación de los programas RD
5 criterios para definir línea base de consumo

Aplicaciones programas RD - DER Ciudadano, comunidad, ciudad

Arquitectura tecnológica Programa RD-DER

- Identificación de roles
- Diagrama de actores e interrelaciones
- Información intercambiada
- Infraestructura medición y verificación, control y comunicación
- Estándares interoperabilidad y ciberseguridad

Acciones habilitadoras

Política pública

- Objetivos e incentivos integración DER, reglamentación sistemas almacenamiento.
- Fomento plan cultura energética y plataforma transaccional certificados verde/bono carbono.
- Roles monitoreo GEI, procedimiento reporte información, estudios impacto LBC y beneficios RD.

Reglamentar programas RD

- Reglamentar decreto MME 2492/2014 (Tarifa horaria), requisitos conexión y operación DER, representación y agregación demanda, gobernanza de datos, pruebas de disponibilidad, incentivos Ley 1715/2014 al almacenamiento, actualizar formatos XM demanda.
- Metodología RD/DER en planeamiento UPME (mapa disponibilidad), armonizar programas RD con planes PROURE y NAMAS.

Empoderamiento usuario

- Programa gestión energía, financiamiento, desarrollo industria local, periodo de prueba RD, fomento AMI-RD, estrategias de información y participación, diseño portafolio de servicios.

2020 → **Implementar**

Tarifa intradiaria, AMI, DER
Programa RD

1. Plan fomento programas RD.
2. Piloto programa RD.

#	Actividades	Propuestas
1 Metodología para determinar las emisiones GEI	- Se identificaron 5 metodologías de monitoreo de GEI a nivel internacional: GHG Protocol, ISO 14064, PAS 2050 y 2060. British Standard Institution (BSI), Bilan Carbone®, Metodología para consumos de electricidad desplazados con el fin de lograr una generación de bajas emisiones. - Se identificaron las herramientas para determinar emisiones de GEI a nivel nacional: RENARE, Calculadora de emisiones (UPME) FECOC, Factor de emisión- FE. - Se revisó el criterio de cálculo de la línea base de emisiones según el GHG protocol.	- Una (1) metodología para el cálculo del factor de emisiones, considerando el tipo de programas (despachables o no despachable) diferenciándolo según la franja horaria y la época del año. - Un (1) método para el cálculo de la línea base de emisiones para programas despachables y no despachables. - Una (1) metodología para el cálculo de mitigación de GEI por la implementación de programas RD.
2 Atributos y criterios para el diseño de programas RD	- Se identificaron estándares para la operación y gestión de los programas RD de acuerdo al OpenADR. - Se identificaron diferentes metodologías para el cálculo de líneas bases de consumo de acuerdo con el tipo de mercado: PJM, CAISO, ERCOT, Texas, CAISO; Alemania, Francia). - Se identificaron 10 proyectos piloto en Europa donde se acopla RD y el almacenamiento.	- Diecisiete (17) atributos para la implementación de los programas RD. - Cinco (5) criterios para la construcción de la línea base de consumo: Calidad, exactitud, integridad, simplicidad, alineación.
3 Almacenamiento de energía para programas RD	- Se identificaron las aplicaciones en almacenamiento eléctrico y térmico. - Se identificaron proyectos a nivel internacional (ciudades inteligentes, comunidades energéticas y distritos térmicos). - Se identificaron 5 mercados internacionales con implementación de programas RD y almacenamiento eléctrico (EU: PJM, ERCOT, Texas, CAISO; Alemania, Francia). - Se identificaron 10 proyectos piloto en Europa donde se acopla RD y el almacenamiento.	Tres (3) criterios para la participación (elegibilidad, energía de carga/descarga y acuerdos con agentes) y seis (6) criterios operativos (estado -normal, mínimo y máximo-, tiempo -mínimo, máximo-, eficiencia mínima) para el uso del almacenamiento en los programas RD.
4 Preferencias para participar en programas RD	- Se revisaron experiencias internacionales, en las cuales se mostraban las tendencias de los usuarios en la participación de programas RD. - Se diseñó una herramienta de investigación con el fin de conocer: las características del consumidor, preferencias de programas RD, y caracterización de cargas. - Se implementó una herramienta de investigación en la cual los usuarios muestran cuáles son sus preferencias para participar en programas RD.	- Una (1) herramienta de investigación para conocer las preferencias de los usuarios en los programas RD. - Una (1) metodología para la implementación de la herramienta.
5 Programas RD	- Se identificaron 10 programas RD existentes a nivel mundial, tres de ellos basados en precios, y los restantes en incentivos. - Se identificaron habilitadores para la implementación de los programas RD. - Se identificaron los programas RD existentes en el país, los cuales se activan bajo condiciones críticas de abastecimiento.	- Tres (3) programas RD para el sector eléctrico colombiano: Tarifa intradiaria, Gestión de Carga, Demanda en el mercado. - Seis (6) habilitadores para la implementación de los programas RD: tarifa intradiaria, agregador de recursos energéticos distribuidos, automatización de recursos-arquitectura, medición avanzada, almacenamiento, y cultura energética.

Mapa de recomendaciones (36)

Acción		2020	2021 - 2022
Política MINENERGÍA	H1. Objetivos e incentivos DER D1. 17 atributos RD D2. 5 criterios LBC H2. Fomento plan cultura E1. Diseño programa responsabilidad gestión de la energía y programa desarrollo capacidades industria local	S1. Roles y responsabilidades S2. Reporte información, control información plantas y otros procesos S3. Coordinación reporte-cuantificación GEI	H3. Transacciones GEI H4. Sistemas AE y reglamentos conexos E2. Mecanismos de financiamiento E3. Implementar programa responsabilidad gestión de la energía y desarrollo industria local S4. Monitoreo y seguimiento GEI
		F1. Conexión y operación DER, criterios AE, control y monitoreo, medida F2. Arquitectura tecnológica DER E3. AMI-RD E4. Mecanismo de información E5. Período de prueba	F3. Reglas comunidad energética
Reglamentaria CREG/UPME	H5. Tarifa intradiaria H6. Representación MEM H7. Gobernanza datos H8. Fase programas H9. Protocolo pruebas H10. Beneficios Ley 1715 para AE H11. Metodología planeamiento DER		H12. Armonizar PROURE/NAMAS F4. Mapas recursos DER
Normativa, procedimientos, estudios u otros	E6. Estructura programa educación E7. Estrategia participación usuario, hábitos consulta y visualización S6. Desempeño programas RD S7. Pilotos sandbox	H13. Formatos operador	E9. Portafolio de servicios
			S8. Impacto metodología LBC S9. Valorar beneficios RD

#	Cod.	Lineamientos	Plazo
1	DP.1	Diseñar programas de respuesta de la demanda con base en los siguientes atributos: 1) Descripción del objetivo del programa, 2) Descripción del programa, 3) Incentivos del programa, 4) Diseño y tipo de tarifas, 5) Mercado objetivo, 6) Prerrequisitos para inscripción, 7) Tiempo de operación del programa (franja), 8) Restricciones de los eventos RD, 9) Duración del evento RD, 10) Proceso de notificación del evento, 11) Descripción del comportamiento esperado, 12) Descripción del recursos, 13) Disponibilidad requerida del recursos, 14) Periodo de operación del recursos, 15) Mecanismo de activación para el funcionamiento del programa, 16) Metodología de la Línea Base Consumo (LBC), y 17) Mecanismo de monitoreo y verificación de la LBC.	CP
2	DP.2	Diseñar la LBC y datos requeridos con base en los criterios de: 1) Calidad, 2) Exactitud, 3) Integridad, 4) Simplicidad, y 5) Alineación (sesgo).	CP
3	P.H1	Definir objetivos y habilitar incentivos para la integración de los recursos energéticos distribuidos teniendo en cuenta los co-beneficios para todos los agentes.	CP
4	P.H2	Fomentar la creación de planes de cultura y educación a los usuarios para incentivar y fomentar su participación de forma activa en los programas de RD.	CP
5	P.H3	Fomentar el uso de plataformas de transacciones para la comercialización de certificados verdes o bonos de carbono cuando se implementen programas de RD que contribuyan a la reducción de GEI.	MP
6	P.H4	Reglamentar la implementación y masificación de sistemas de almacenamiento de energía, tanto térmicos como eléctricos en edificaciones, distritos térmicos y de comunidades energéticas, a través de homologación de estándares técnicos internacionales para instalación de este tipo de sistemas. Para lo cual, es necesario consolidar y fortalecer el Reglamento Técnico de Sistemas e Instalaciones Térmicas – RETSIT y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, así como su articulación con otros reglamentos técnicos (por ejemplo el RITEL).	MP
7	Rr.H5	Reglamentar el decreto MME 2492 de 2014, especialmente con el diseño de los mecanismos para que los usuarios, voluntariamente, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista introduciendo la tarifa intradiaria.	CP
8	Rr.H6	Definir condiciones para representar a los usuarios que deseen participar en programas RD ante el MEM, a través de un agente que asuma las responsabilidades de participación en el mercado. Esto puede ser por medio de un agente existente como el comercializador o un nuevo agente como el agregador.	CP
9	Rr.H7	Definir criterios de gobernanza de datos que permitan a cada usuario la gestión de la información de su comportamiento energético, estableciendo que, al ser propietario de ésta, podrá autorizar a otros agentes para que usen la información en su beneficio, ofreciéndole servicios de valor agregado (en cumplimiento de la Resolución 4 0072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía).	CP
10	Rr.H8	Habilitar por fases los programas RD, comenzando con el Programa Tarifa Intradiaria, para medir la reacción de los usuarios y posteriormente introducir los programas que requieren una mayor infraestructura regulatoria y tecnológica.	CP
11	Rr.H9	Definir un protocolo de pruebas de disponibilidad que verifiquen la capacidad de participación en los programas RD para los usuarios que adquieran obligaciones mediante contratos.	CP
12	Rp.H10	Actualizar la reglamentación energética en materia de energías renovables, de tal manera que los equipos integrados a programas RD sean susceptibles de recibir beneficios, bajo el marco de la Ley 1715 de 2014.	CP
13	Rp.H11	Definir metodología para incluir la participación activa de la demanda (reducción/desplazamiento) en los procesos de planeamiento y proyección del sistema eléctrico.	CP

#	Cod.	Lineamientos	Plazo
14	Rp.H12	Actualizar los formatos utilizados por el operador del mercado para incluir la participación de la demanda y los procedimientos para la programación de la RD (reducción/desplazamiento), bajo las mismas condiciones de participación de los agentes generadores.	CP
15	Rp.H13	Armonizar los programas RD con los planes PROURE y NAMAS, con el fin de traducir esos ahorros económicos en ahorros energéticos.	MP
16	Rr.F1	Definir y establecer los requisitos y criterios técnicos para la conexión y operación de los DER (Res. CREG 038/2014 – 030/2018): - Límites de inyección de energía, de manera que se garantice la seguridad de la red. - Sistemas de almacenamiento de energía detrás del medidor (estado de carga, máximo estado de carga, mínimo estado de carga, tiempo mínimo de operación, tiempo máximo de operación, eficiencia mínima del sistema y criterios para la gestión de la carga). - Protocolos de control y monitoreo de los recursos energéticos distribuidos, asignando responsabilidades sobre la operación, control y monitoreo del sistema de almacenamiento al interior de la instalación. Definir criterios de medición en las fronteras comerciales que incluyan DER para el cumplimiento de los requisitos establecidos en el Código de Medida.	CP
17	Rr.F2	Apropiar una arquitectura tecnológica basada en protocolos estándar que permita la interoperabilidad y ciberseguridad, como el OpenADR; así mismo integrar los programas RD en la arquitectura referencial del sector eléctrico.	CP
18	Rr.F3	Definir reglas que permitan la generación, el consumo, <u>almacenamiento</u> y comercialización de la energía al interior de <u>comunidades energéticas</u> , de tal manera que se permita la interacción entre usuarios y sea posible compartir los recursos al interior de la comunidad. Es necesario disponer de una metodología para criterios de liquidación, que establezca las condiciones para que los diversos consumidores puedan compartir las instalaciones de autoconsumo y almacenamiento de energía.	MP
19	Rp.F4	Elaborar mapas de disponibilidad de recursos energéticos para identificar cuáles podrían ser las tecnologías con potencial de implementación de sistemas de almacenamiento de energía (eléctrico/térmico).	MP
20	P.E1	Diseñar programas para promover, educar y sensibilizar a los consumidores de energía en torno a la responsabilidad en la gestión de la energía soportados en redes inteligentes que permitan la apropiación de las nuevas tecnologías, así como programas para la generación de habilidades y capacidades para el desarrollo de la industria local.	CP
21	P.E2	Definir mecanismos de financiamiento público para apoyar los proyectos de educación y sensibilización para fomentar la participación activa de los consumidores.	MP
22	P.E3	Implementar programas de responsabilidad en la gestión de la energía y desarrollo de habilidades y capacidades de la industria local entorno a la gestión de la demanda (tejido empresarial).	MP
23	Rr.E3	Priorizar en la senda de implementación AMI a aquellos usuarios que tengan un mayor potencial de participación en programas RD promoviendo la incorporación de elementos tecnológicos que permitan habilitar la RD como recurso despachable y NO despachable en los sistemas eléctricos.	CP
24	Rr.E4	Definir mecanismos para informar a los usuarios la operación del programa RD (franja de operación del evento RD, duración del evento y la periodicidad del mismo) y los prerequisites para su participación (disponibilidad, recursos).	CP
25	Rr.E5	Establecer un periodo de prueba (por ejemplo una ventana de tres meses) para que los usuarios evalúen los programas RD y posteriormente decidan si van a participar en ellos.	MP
26	N.E6	Estructurar programas de educación que hagan énfasis en la comprensión de los programas RD, las tecnologías y los beneficios directos al usuario. Donde se incluya	CP

#	Cod.	Lineamientos	Plazo
		capacitación en medidas de buenas prácticas energéticas que sean factibles de adoptar para potenciar su participación en los programas (los medios de divulgación y las metodologías de educación deben ser diferenciados).	
27	N.E7	Diseñar estrategias para incentivar la participación de los usuarios en los programas RD, haciendo énfasis sobre aquellos que desconocen o no encuentran motivación para participar generando hábitos de consulta y visualización de su comportamiento energético (lectura de los medidores), así como la generación de conciencia sobre el impacto ambiental y energético que tienen sus consumos.	CP
28	N.E8	Fomentar el diseño de portafolios de servicios para la implementación de programas RD por parte de los comercializadores.	MP
29	SP.1	Asignar responsabilidades expresas por la implementación de la metodología monitoreo GEI. A continuación, se describen actores que deben ser consideradas en el contexto colombiano. • Agregador • Administrador del sistema • Plantas generadoras • Comercializadores • Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM • Corporaciones Autónomas regionales	CP
30	SP.2	Definir el procedimiento para el reporte de información por cada uno de los actores involucrados y homologación de los criterios de gobernanza de datos en cuanto al reporte, almacenamiento y administración de los mismos para la cuantificación de las emisiones. • Por parte de los generadores • Por parte de los comercializadores • Por parte de las entidades de planeación Realizar seguimiento y control a la información brindada por las plantas (auditorias de primera y segunda parte), permisos ambientales, licencias, informes técnicos de calidad del aire, entre otros.	CP
31	SP.3	Instaurar la obligación de convenir protocolos de comunicación y mecanismos de coordinación operativa entre los agentes encargados de reportar las emisiones de GEI generadas y los agentes encargados de realizar la cuantificación de emisiones de GEI mitigadas por programas RD.	CP
32	SP.4	Fortalecimiento de los sistemas de monitoreo y seguimiento de emisiones que habiliten la recepción de beneficios fiscales por el control, sostenibilidad y conservación del medio ambiente.	MP
33	SN.1	Diseñar mecanismos para monitorear el desempeño y los co-beneficios de los programas RD.	CP
34	SN.2	Estructurar proyectos con la metodología <i>sandbox</i> en las diferentes regiones del país para fomentar e identificar lecciones aprendidas en la implementación masiva de los programas RD.	CP
35	SN.3	Realizar estudio para monitorear y evaluar el impacto de la metodología de Línea Base de Consumo teniendo en cuenta diferentes condiciones de los usuarios, tales como: temperatura, hábitos de consumo, ubicación geográfica, topología de la red eléctrica, entre otros. El estudio debe caracterizar los usuarios y demarcar aspectos como: ventana de referencia, tipo de cálculo (promedio, regresión y aprendizaje automático), precisión y exactitud del muestreo, normas de exclusión, ajuste de la LBC, ventana de ajuste, uso del AMI durante y después del evento, ventana de rendimiento y tipo de medición.	MP
36	SN.4	Realizar estudio para valorar los beneficios económicos tanto para el usuario como para el sistema, por el cambio de comportamiento en el consumo de energía, producto de la implementación de los programas RD.	MP

GESTIÓN DE LA DEMANDA

Estrategia para el empoderamiento del usuario y la mitigación de GEI

El aumento del consumo energético ha traído consigo un incremento de las emisiones de efecto invernadero, con el consiguiente desafío que impone sus efectos sobre la seguridad energética y sobre el medio ambiente, relacionados entre otros con el calentamiento global y la disponibilidad de los recursos. Cada vez más la preocupación internacional sobre los efectos del cambio climático está llevando a la creación de mecanismos para promover iniciativas en materia de uso de energía que reduzcan las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y bajo ese contexto Colombia adquirió ante el COP21 el compromiso de reducir las emisiones de GEI proyectadas a 2030.

Ahora bien, si bien en el sector eléctrico la principal fuente de energía eléctrica es de origen hidráulico con bajas emisiones derivadas de la generación, el sector juega un papel relevante según lo definido en el Plan Integral de Gestión de Cambio Climático PIGCC, el cual tiene como objetivo enfrentar de manera temprana los riesgos que se originan en el cambio climático para el sector minero-energético a través de los siguientes lineamientos: **i) Eficiencia energética, ii) Emisiones fugitivas, iii) Generación y iv) gestión de la demanda.**

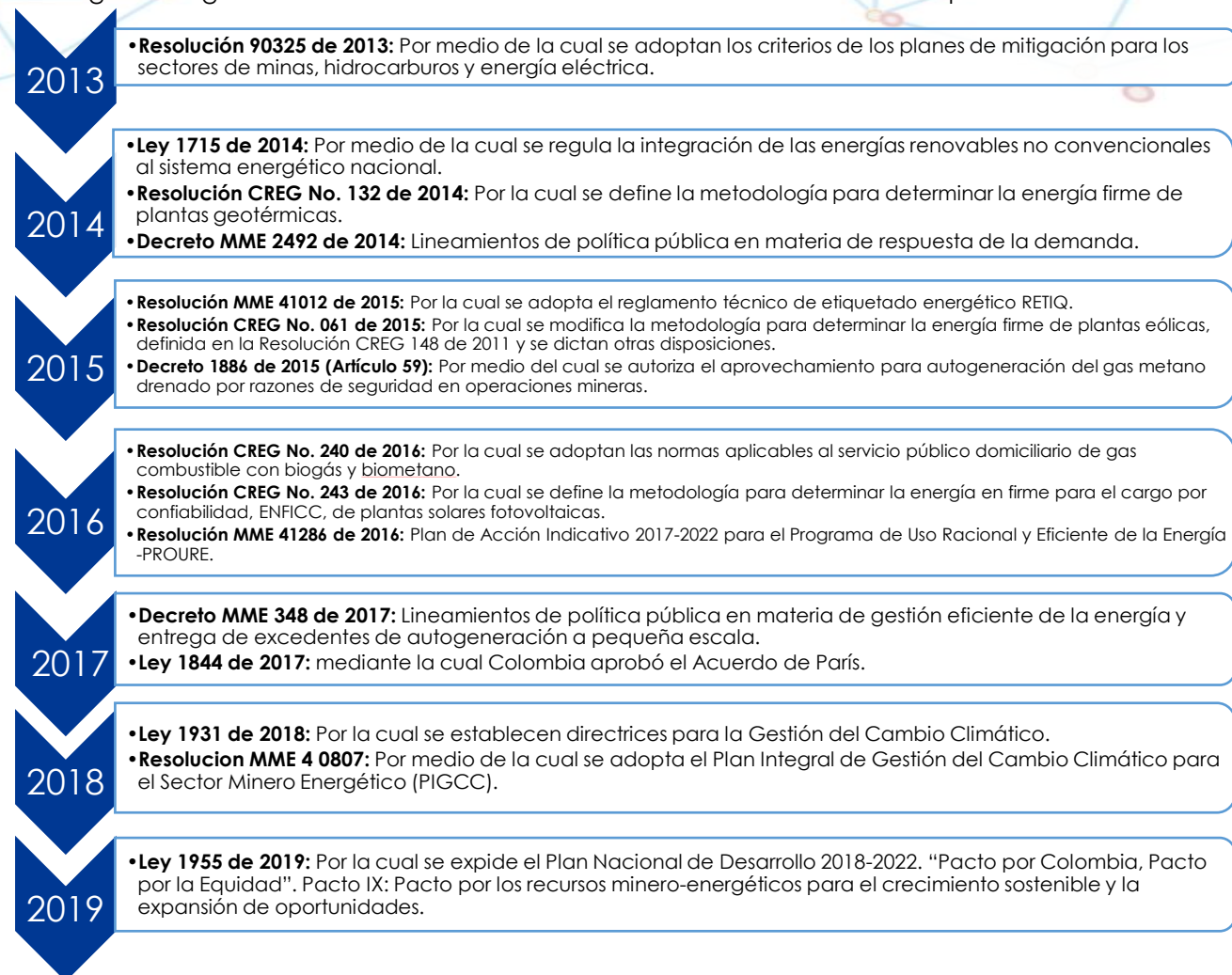
Bajo ese contexto, Colombia Inteligente con el propósito de promover el desarrollo integral de los sistemas inteligentes en el sector eléctrico y el desarrollo sostenible del mismo en conjunto con la oficina de Asuntos Sociales y Ambientales del Ministerio de Minas y Energía (MME) promueven este estudio donde se presentan una propuesta de programas de Respuesta de la Demanda (RD) como estrategia para reducir las emisiones de GEI en el sector eléctrico, así como la metodología para el monitoreo de la reducción de GEI por el uso de estos programas. El estudio se focaliza en el diseño de los mecanismos tecnológicos y económicos para habilitar la participación de la demanda de energía eléctrica y el empoderamiento de los usuarios en los programas RD y contribuyendo a la reducción de GEI en el sistema eléctrico colombiano. El documento se encuentra estructurado en cinco secciones: i) Gestión de la demanda para la mitigación de Gases de Efecto Invernadero (GEI), ii) Estrategias metodológicas para el monitoreo de GEI iii) Respuesta de la demanda (RD), iv) Programas de respuesta de la demanda en Colombia, y v) Monitoreo para la mitigación de GEI con programas RD.

Gestión de la demanda para la mitigación de gases de efecto invernadero

En esta primera parte se describen los antecedentes de la gestión de la demanda. corresponde a la sesión donde se realiza la contextualización referente a los conceptos y temáticas necesarias para la implementación de la gestión de la demanda como estrategia de mitigación de GEI particularmente en el sector eléctrico. También se describen los compromisos de mitigación de emisiones de GEI adoptados por Colombia en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) como país miembro de la Conferencia de las Partes (COP). Adicionalmente, se presentan las líneas estratégicas para la adopción de mecanismos de reducción de GEI, que fueron adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía, particularmente la línea de gestión eficiente de la demanda. en esta línea, se muestran las normas y políticas que habilitadoras que permitirían que Colombia, cumpla los compromisos de reducción de emisiones de GEI.

Cabe destacar que durante el año 2018, Colombia Inteligente ejecutó un estudio con el objetivo de evaluar el potencial de mitigación de GEI por la implementación de programas de respuesta de la demanda en el contexto colombiano, como resultado, además del potencial estimado de mitigación de hasta 2 MtCO₂, se construyeron una serie de recomendaciones para habilitar los mecanismos de respuesta de la demanda en torno al empoderamiento del usuario, la habilitación de la demanda activa y la definición de los mecanismos de respuesta de la demanda. este estudio evidenció la necesidad de definir una metodología que permita medir, monitorear y verificar la reducción de emisiones de GEI como producto de la implementación de programas de respuesta de la demanda.

En la siguiente figura se muestra la evolución de dichas normativas en el tiempo.



Estrategias de monitoreo de gases de efecto invernadero

La segunda parte del informe muestra las diferentes metodologías disponibles para el monitoreo de GEI, a nivel internacional y local. En el contexto internacional, algunas de las metodologías se muestran en la siguiente tabla:

Metodología	Objetivo
GHG Protocol: Protocolo de Gases de Efecto Invernadero	El GHG Protocol contiene métodos de contabilidad de los seis GEI definidos por el protocolo de Kioto (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFC's, PFC's y SF ₆) mundialmente reconocidos. En la elaboración de inventarios de GEI las fronteras de emisión pueden ser aplicadas a diferentes niveles, tipos y tamaños de organizaciones. Es importante definir las fronteras y el alcance de las emisiones para garantizar que no haya doble contabilidad de las emisiones.
ISO 14064 Validación y verificación de GEI	El principal objetivo de esta norma es dar credibilidad y veracidad a los reportes de emisiones de GEI, así como a las declaraciones de reducción o remoción de GEI. Esta norma está estructurada en tres partes que contienen los principios, los criterios y las etapas requeridas para una adecuada contabilización de las emisiones de GEI y verificación de los métodos de cálculo de las mismas, estableciendo que las mejores prácticas a nivel internacional en materia de gestión, reporte y verificación de datos e información asociados a los GEI sean utilizadas (Ihobe, 2012).

Metodología	Objetivo
PAS 2050 y 2060. British Standard Institution (BSI)	Las Especificaciones Públicamente Disponibles (PAS por sus siglas en inglés) 2050 y 2060 fueron creadas por el <i>British Standard Institution</i> para cuantificar las emisiones por ciclo de vida de un producto y la huella de carbono de una organización, respectivamente. El PAS 2050 diferencia 2 tipos de ciclos de vida, en función del tipo de producto: i) <i>Business to Business</i> , ii) <i>Business to Customer</i> .
Bilan Carbone ®	El método <i>Bilan Carbone®</i> tiene en cuenta todos los gases de efecto invernadero definidos por el IPCC para todos los flujos físicos sin los cuales la organización no podría funcionar. Este método permite, por tanto, a las empresas y colectividades territoriales realizar una evaluación global de las emisiones de GEI, ya sean directas o indirectas. Cuenta con una herramienta que permite estimar las emisiones directas e indirectas de GEI, relacionadas con actividades industriales, empresariales y de otras asociaciones y entidades administrativas (BSI, 2014).
Verified Carbon Standard (VCS)	Esta metodología es aplicable a las actividades de proyectos de mitigación de emisiones GEI que pretenden llegar a mercados de carbono y obtener créditos de carbón. Estos créditos deben de estar debidamente certificados. Es un estándar que establece una serie de normas y requisitos para que proyectos de diversos sectores puedan certificarse y obtener los créditos llamados VCU (<i>Verified Carbon Units</i>). Cada VCU equivale a una tonelada métrica de GEI que se reduce o elimina de la atmósfera.

En el contexto nacional, se empezó a realizar inventario de GEI desde 1990, encontrando que las mayores fuentes de CO₂ son la silvicultura y el uso de tierras, ya en el año 2008 el segundo inventario mostró que las mayores emisiones venían del sector energía, agricultura y silvicultura. Estos inventarios se hacen siguiendo las normas establecidas por el *GHG protocol*, y se han realizado usando s las siguientes procesos y/o herramientas:

Tipo	Objetivo
Sistema de Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (SINGEI)	Los inventarios de GEI constituyen la principal forma de cuantificación de la cantidad de GEI emitidas hacia la atmosfera como resultado de actividades humanas, al igual que la cantidad de absorciones por sumideros de carbono ocurridas en el país en un lapso determinado de tiempo.
RENARE	Esta plataforma ha sido desarrollada como parte del Plan Estratégico del SIAC del MADS, el cual incluye dentro de sus estrategias del 2016 adelantar tareas de articulación entre los sistemas de información del MADS, IDEAM y ANLA, basadas en el desarrollo de mecanismos de interoperabilidad para que la Ventanilla Única de Trámites Ambientales del Ministerio, sea utilizada como único canal de registro de información ambiental, el Registro Único Ambiental-RUA, los Informes de Cumplimiento Ambiental-ICA y el Registro Nacional de Reducción de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).
Calculadora de emisiones (UPME) FECOC	La calculadora FECOC (Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos) permite determinar factores de emisión y las emisiones debidas al uso de diferentes tipos de combustibles y electricidad.
Factor de emisión- FE	Para proyectos de mecanismo de desarrollo limpio (MDL): Para este tipo de proyectos el cálculo del FE está basado en basado en el "Tool to calculate the emission factor for an electricity system", herramienta establecida por la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) y cuya finalidad es determinar el factor de emisión de CO ₂ . Para inventarios de emisiones de gases efecto invernadero (GEI), huella de carbono o factor de emisión de la generación eléctrica (FEG): El Factor de Emisión del SIN puede ser empleado para proyectos y mediciones específicas de emisiones de GEI, para estimación de GEI por consumo de energía eléctrica, para calcular inventarios de emisiones de GEI y para calcular la huella de carbono empresarial o corporativa (mediante la cual se cuantifican las emisiones de GEI de una organización y se identifican las acciones específicas con el fin de mejorar la gestión de los GEI).

Además, se describe el mecanismo para establecer la línea base de emisiones según la metodología GHG *protocol*, la cual define que la línea base de emisiones es función del factor de emisión (FE) disponible en forma horaria para determinado período multiplicado por el delta de energía que se dejó de consumir durante ese periodo. Esa línea base se define de manera diferencial, para programas de RD despachable (la decisión sobre la gestión de la demanda esta administrada por un tercero) y no despachable (la decisión sobre la gestión de la demanda es propia). Así, en programas de RD no despachable, la línea base está dada por las emisiones de GEI pronosticadas si no se activara ningún programa RD, según la siguiente ecuación:

$$GEI_{LB|ND} = \text{Proyección de demanda} \times FE_{ND|h,d,m}$$

En tanto que para el caso de la demanda despachable, la línea base de emisiones (GEI_{LB}) tiene en cuenta la demanda pronosticada, como la mostrada en la siguiente ecuación :

$$GEI_{LB} = \text{Pronóstico de demanda} \times FE_{LB}$$

Respuesta de la demanda

Dado lo anterior, se requiere establecer los diferentes tipos de respuesta de la demanda para optimizar la gestión sobre la demanda. En ese sentido, este informe contiene la referenciación de los programas de RD comúnmente utilizados a nivel internacional. Clasificando estos en programas basados en incentivos y en precios, como se muestra en la siguiente tabla.

Tipo	Programa	Descripción
Precio	Autónomo (AT) (<i>real time</i>)	Información del precio de la energía en tiempo real (< 1 hora) y el usuario decide en que periodos de tiempo consume energía eléctrica.
	Cambio de Horario (CH) (<i>time of use</i>)	Se acuerda cambiar el uso de energía eléctrica de periodos picos del día a horas no pico y se ofrece menor precio de la energía o descuento (precios para diferentes periodos).
	Condición Crítica (CC) (<i>Critical peak pricing</i>)	Se define un alto precio para desincentivar el consumo durante el periodo pico.
Incentivos	Control Directo de Carga (CDC) (<i>Direct load control</i>)	Se acuerda la desconexión automática de carga durante algún evento programado a cambio de incentivos económicos en la factura del usuario.
	Carga Interrumpible/reducible (CIR) (<i>Interruptible and curtailable</i>)	Se acuerda la desconexión manual o de carga durante algún evento programado del usuario.
	Oferta mercado energía (ODE) (<i>Demand bidding / buyback</i>)	La oferta de demanda (valor, menor consumo) hace parte del despacho económico del sistema y se remunera la cantidad a precio de bolsa o a un precio acordado previamente.
	Oferta servicios complementarios (ODC) (<i>Ancillary service market</i>)	La oferta de demanda (valor, menor consumo) se ofrece al mercado de servicios complementarios (AGC) y se remunera la cantidad a precio de AGC.
	Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) (<i>Reliability Market</i>)	La oferta de demanda (valor, menor consumo) acordada entre un generador con compromisos de Oferta de Energía Firme (OEF) y la demanda, y el generador la ofrece al mercado de confiabilidad (carga por confiabilidad / ENFICC).
	Emergencia / Racionamiento (ER) (<i>Emergency demand response</i>)	Incentivo económico (pago / multa al precio de escases) a la demanda, a cambio de una desconexión en caso de presentarse en el recurso energético o emergencia del sistema eléctrico.
	Sistema distribuido de energía (SDE) (<i>DER, EV</i>)	Incentivos para el uso de FNCER (AGPE / GD), almacenamiento o vehículo eléctrico (proceso carga / descarga) para participar en respuesta a la demanda (inyección o consumo de potencia / energía).

De igual manera, también se analizan algunos mercados internacionales que presentan un alto grado de desarrollo en materia de la participación de RD y sus sinergias con sistemas de almacenamiento de energía (AE). Por lo tanto, también se presenta el referenciamiento sobre el almacenamiento de energía. De manera general, los sistemas de almacenamiento se pueden clasificar en dos grupos: almacenamiento de energía térmica y eléctrica. El almacenamiento térmico incluyen aire acondicionado, agua sanitaria y el precalentamiento o preenfriamiento de espacios y almacenamiento de energía eléctrica. El almacenamiento de energía eléctrica, en el ámbito de este estudio, se concibe como la transferencia de un sistema de generación propio o externo, por ejemplo una planta fotovoltaica, la cual se puede utilizar para autoconsumo o para la venta a la red. Estos sistemas se pueden acoplar en sistemas de gestión energética que podría incluir además del almacenamiento de energía, otros recursos energéticos distribuidos como vehículos eléctricos y sistemas de autogeneración de electricidad. Ejemplo de estos sistemas de interacción energética son las comunidades energéticas o ciudades inteligentes y los distritos térmicos. A nivel mundial se han desarrollado aproximadamente 150 proyectos de ciudades inteligentes, dentro de los cuales se pueden destacar: *GlowSmarter*, *MatchUP*, *RUGGEDISED*, *Replicate*, *Sharing cities* (Londres, Lisboa y Milan), *Smile Project*.

Se realizó un análisis del estado actual del desarrollo e implementación de sistemas de AE a nivel global, particularmente en los mercados de Norteamérica y Europa. Se revisó la participación de la RD en mercados que difieren en su geografía y sus disposiciones regulatorias, ofreciendo diversos enfoques para la participación de la RD, apalancado con sistemas de AE. Así como en regiones que tienen programas de RD habilitados comercialmente, al igual que agregadores independientes, con roles y responsabilidades definidas. Estos mercados también han avanzado en el ajuste de las modalidades técnicas y los requisitos de entrada en el mercado para facilitar la participación de los consumidores.

A continuación, se describen las principales características y requisitos establecidos por los mercados de interés para la participación de la RD.

Participación RD	PJM	CAISO	ERCOT	ALEMANIA	FRANCIA
Modo de participación	Mercados de energía, capacidad y servicios complementarios	Mercados de energía diario e intradiario y servicios complementarios	Mercados de energía diario e intradiario y servicios complementarios	Ofertas en mercado diario e intradiario. Mercado de balance	Ofertas en mercados de energía y capacidad
Productos por ofertar	Reducción de carga y servicios complementarios, opciones tarifarias	Reducción de carga y servicios complementarios, opciones tarifarias	Reducción de carga y servicios complementarios, opciones tarifarias Programas de confiabilidad	Reducción de carga y servicios complementarios	Reducción de carga y servicios complementarios por medio de NEBEF
Servicios auxiliares	Regulación de frecuencia Reservas	Regulación de frecuencia Reservas operativas Reservas de capacidad	Regulación de frecuencia Reservas operativas Reservas de emergencia	- Control primario y secundario de frecuencia - Reservas rápidas - Cargas interrumpibles - Reservas de capacidad	- Control primario y secundario de frecuencia - Reservas rápidas y complementarias - Licitaciones - Mecanismo de capacidad
Agregadores	Empresas de Servicios Públicos Independientes	Empresas de Servicios Públicos Independientes Comunitarios	Públicos y privados: Clase I Clase II	Independientes con acuerdo bilateral con los BRP	Agregadores ofertan RD en todos los mercados

Participación RD	PJM	CAISO	ERCOT	ALEMANIA	FRANCIA
Oferta mínima	0,1 MW	0,1 MW	0,1 MW	1 MW mercados de energía 1-5 MW mercados de balance 10 MW para reservas de capacidad	0,1 MW mercados de energía 1 MW control primario y secundario 10 MW reservas
Principales requisitos	Recurso de reducción/desconexión por eventos críticos o a solicitud En estados de emergencia	Dispositivos de control remoto de carga Límites de demanda establecida por cada compañía Reducción o desconexión desde 15 minutos hasta 6 horas	Reducción o desconexión mínima 15 minutos Límites establecidos por cada REP	Reducción o desconexión desde 15 minutos hasta 12 horas	Control primario y secundario: activación automática Reservas: activación manual

Cabe destacar que los sistemas de AE tienen una amplia variedad de usos y aplicaciones tanto a gran escala (aplicaciones delante del medidor) como a pequeña escala (detrás del medidor usualmente con capacidades menores a 2 MW). Los sistemas de almacenamiento delante del medidor son empleados principalmente por empresas de servicios públicos (*Utilities*) para soportar servicios de red y el aplanamiento de la curva de consumo; los sistemas de almacenamiento detrás del medidor por su parte, son los idóneos para la habilitación de los programas de RD para un amplio número de usuarios (residenciales, comerciales, institucionales) que constituyen el mayor número de usuarios conectados a la red, pero que individualmente no representan un consumo significativo.

Los sistemas de AE facilitan la participación de los usuarios en programas RD del tipo tarifas de tiempo de uso (ToU), el desplazamiento del consumo de energía y la generación a partir de fuentes intermitentes de energías renovables, así como la climatización de espacios y la gestión eficiente de la energía. Algunos de los proyectos pilotos que incluyen almacenamiento y programa de RD se muestran a continuación:

Nombre	País	Estado	Tecnología generación	RD
Night wind	Holanda	Demostración	Eólico	Almacenamiento de frío
	Alemania	Demostración	Renovable y cogeneración	Desplazamiento de carga
	Austria	Investigación	Eólico	Todos
Green VPP	Austria	Investigación	Renovable	Todos
VPP y DSM	Austria	Investigación	Eólico	Calentamiento, enfriamiento, secado y lavado
Viselio	Italia	Investigación	Solar	Almacenamiento de calor y planta de biomasa
Renewable buffering on minor islands	Italia	Investigación	Renovable	Almacenamiento de hidrogeno o agua desalinizada
EU Deep Task force 1	Europa	Demostración	Eólico	Todos y generadores locales
solar cities	Australia	Pruebas de campo	Fotovoltaica	Eficiencia energética
Accionar solar building	España	Existe	Fotovoltaica	Eficiencia energética en un edificio
Antondegi	España	Existe	Solar, eólico, biomasa	Eficiencia energética
Sarrigurn	España	Existe	Solar, eólico, biomasa	Eficiencia energética

Con base en las experiencias internacionales y nacionales, un atributo fundamental de los programas RD es la metodología y criterios para definir la Línea Base de Consumo (LBC) la cual permite establecer la magnitud de la respuesta de la demanda. De esta manera, se estableció la metodología para construir la LBC y supuesto para establecer la liquidación de los incentivos de participación en programas RD. Una subestimación de la LBC puede provocar que los incentivos no sean suficientes para remunerar la participación de los usuarios, mientras que una sobre estimación puede generar pérdidas para el agente que ofrezca los programas RD. En ese sentido, se estableció que la LBC debe cumplir con cinco criterios: calidad, exactitud, integridad, simplicidad y alineación (sesgo).

- **Calidad:** Calidad de la información para obtener la línea base de consumo, ventana de observación, medición directa, variables ambientales, confiabilidad de la fuente, entre otros.
- **Exactitud:** Cuando un usuario participe en un programa RD, este debe recibir el beneficio justo que esté acorde a los aportes que se realicen al programa.
- **Integridad:** En caso de que haya un consumo irregular de cualquier tipo, este no debe influir en el cálculo de la LBC, por lo que se debe evitar el uso de datos atípicos, resguardando la confiabilidad de la LBC.
- **Simplicidad:** Los cálculos de la LBC deben ser lo suficientemente simples, para que cualquier persona interesada pueda estimarlos.
- **Alineación (sesgo):** Una LBC debe estar alineada con los objetivos que tengan los programas, y así evitar resultados indeseados para las partes involucradas en los programas RD.

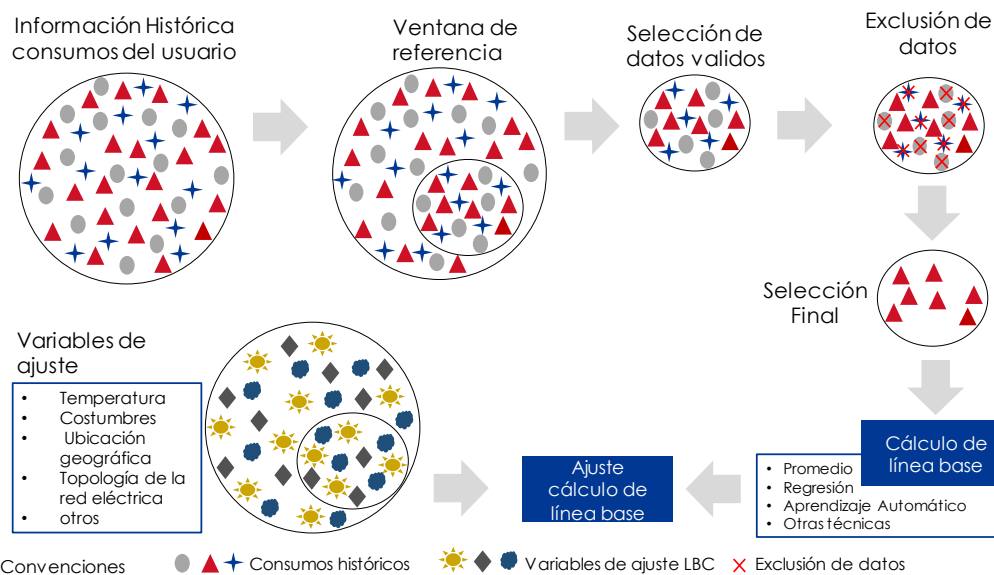
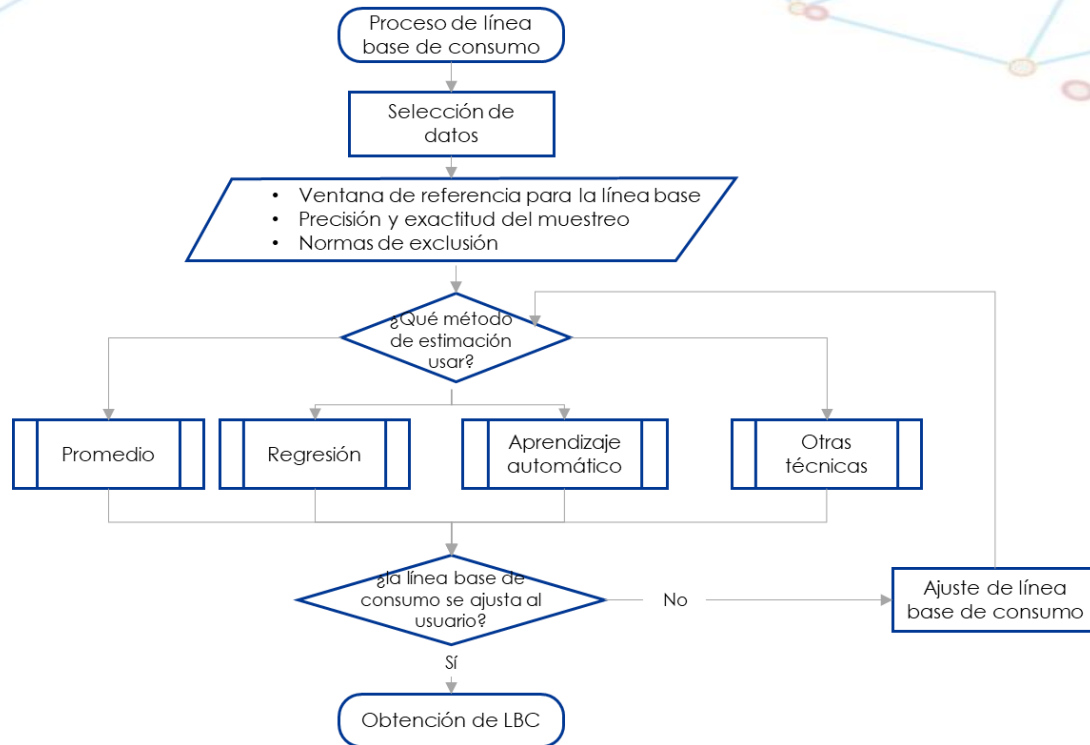
En la siguiente figura se presenta la información de entrada para la construcción de la LBC.

Información de la línea base de consumo	Información del evento RD	Procesos especiales
• Ventana de referencia para la LBC • Tipo de cálculo • Precisión y exactitud del muestreo • Normas de exclusión • Ajustes de la línea base • Ventana de ajuste	• Uso de AMI en tiempo real • Uso de AMI después del evento • Ventana de rendimiento • Tipo de medición	• Inclusión de cargas altamente variables • Inclusión de generación en sitio • Inclusión de almacenamiento en sitio • Inclusión de vehículos eléctricos (V2G)

Con base en lo anterior, se estableció el proceso para la determinación de la LBC, el cual consiste en el proceso LBC: selección de datos, ventana de referencia para la línea base, precisión y exactitud del muestreo, normas de exclusión, cálculo de la línea base, ajuste de línea base de consumo y obtención de la LBC. Para explicar mejor la metodología de cálculo, en la siguiente figura, se presenta un ejemplo gráfico del cálculo de una Línea Base de Consumo, en ella se contemplan los componentes anteriormente mencionados.

La información histórica de los consumos de los usuarios deberá tener la temporalidad adecuada para el cálculo (horaria, mensual, diaria) de acuerdo con los requerimientos; la estimación de la LBC requiere la selección de la ventana de referencia y posteriormente se debe precisar las normas de exclusión para aquellos datos que resulten atípicos, seleccionando uno de los métodos de estimación, una vez calculada la LBC se requerirá de un ajuste el cual se realiza con diferentes variables tales como: temperatura, costumbres, ubicación geográfica, topología de la red eléctrica, entre otras. Este ajuste permite que la LBC se alinee con el comportamiento real de los usuarios (ver siguiente figura).

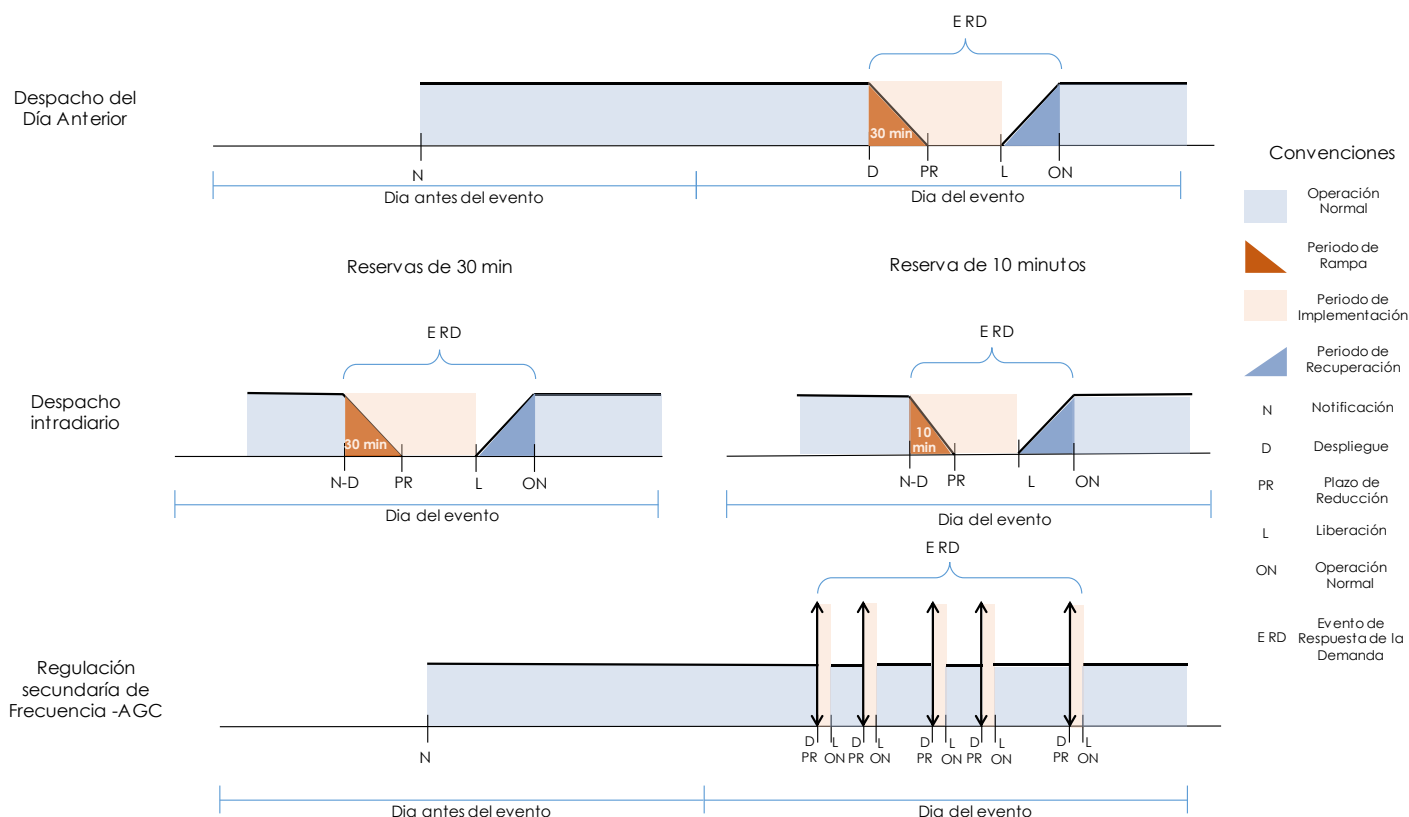
Proceso para la determinación de la LBC



Una vez se establece la LBC, la implementación de los programas RD se da en tres fases, así:

- **Fase 1 (período de rampa):** Es el tiempo de despliegue del programa, es decir; cuando los usuarios comienzan la reducción del consumo que se pacta en el programa RD.
- **Fase 2 (período sostenido de respuesta):** Máximo tiempo de reducción donde se espera que los usuarios hayan limitado su consumo en las cantidades acordadas y lo mantengan durante el tiempo de duración del evento.
- **Fase 3 (período de recuperación):** es el período donde los usuarios comienzan a reanudar sus consumos después de la notificación de que el evento ha terminado.

En la siguiente figura, se muestra la manera como se activan los programas en tres mercados de energía distintos. En el primero se observa el despacho del día anterior, donde la notificación se da desde el día antes de requerir la reducción de demanda, en este se indica el periodo de implementación del programa RD con sus respectivos tiempos de duración, el periodo de rampa de reducción es típicamente de 30 minutos. En el segundo, se observa el despacho intradiario donde se presentan los ejemplos de las reservas de 30 y 10 minutos, en este tipo de mercado la activación del programa RD se da en periodos muy reducidos por lo que el despliegue y la notificación se dan simultáneamente. Por último, en el tercer ejemplo se puede observar el mercado de regulación secundaria de frecuencia (AGC), en este tipo de mercado la notificación se da desde el día anterior lo cual le indica al recurso que debe estar disponible durante los periodos establecidos para realizar una variación en su consumo de forma instantánea, ya sea disminuyendo o aumentándolo, por lo que el evento de respuesta de la demanda estará compuesto por el total de las participaciones de dicho recurso en el día del evento RD.

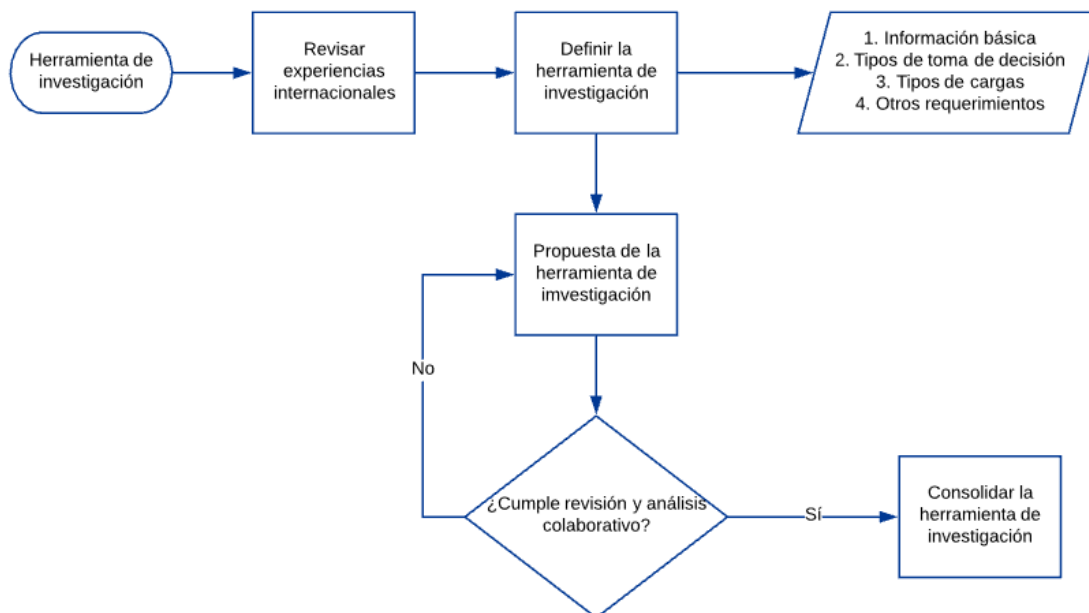


Programas RD en Colombia

Una vez se analizaron los casos de estudio RD y la metodología para el diseño de la LBC se identificaron los aspectos requeridos para el diseño de programas RD en Colombia, las preferencias que tendría un usuario para participar en un programa RD, que habilitadores se requerirían para el uso amplio de los programas, la definición de los criterios mínimos para el funcionamiento de un programa RD y la arquitectura tecnológica para operación técnica de dichos programas (ver siguiente figura).



El diseño de los programas RD se inició con la construcción de una herramienta de investigación para identificar las preferencias de los usuarios para hacer uso de un programa RD, el cual reúne los siguientes datos: Información básica del cliente/usuario, tipos de tomas de decisión, tipos de carga y otros requerimientos. Esta construcción se llevó a cabo a partir de un proceso conjunto y de interacción continua, donde los miembros del Grupo de Trabajo Colaborativo (GTC) en Demanda Activa analizó el alcance y la factibilidad de los requerimientos de la herramienta para consolidar la propuesta final de investigación y poder aplicarla a nivel regional.

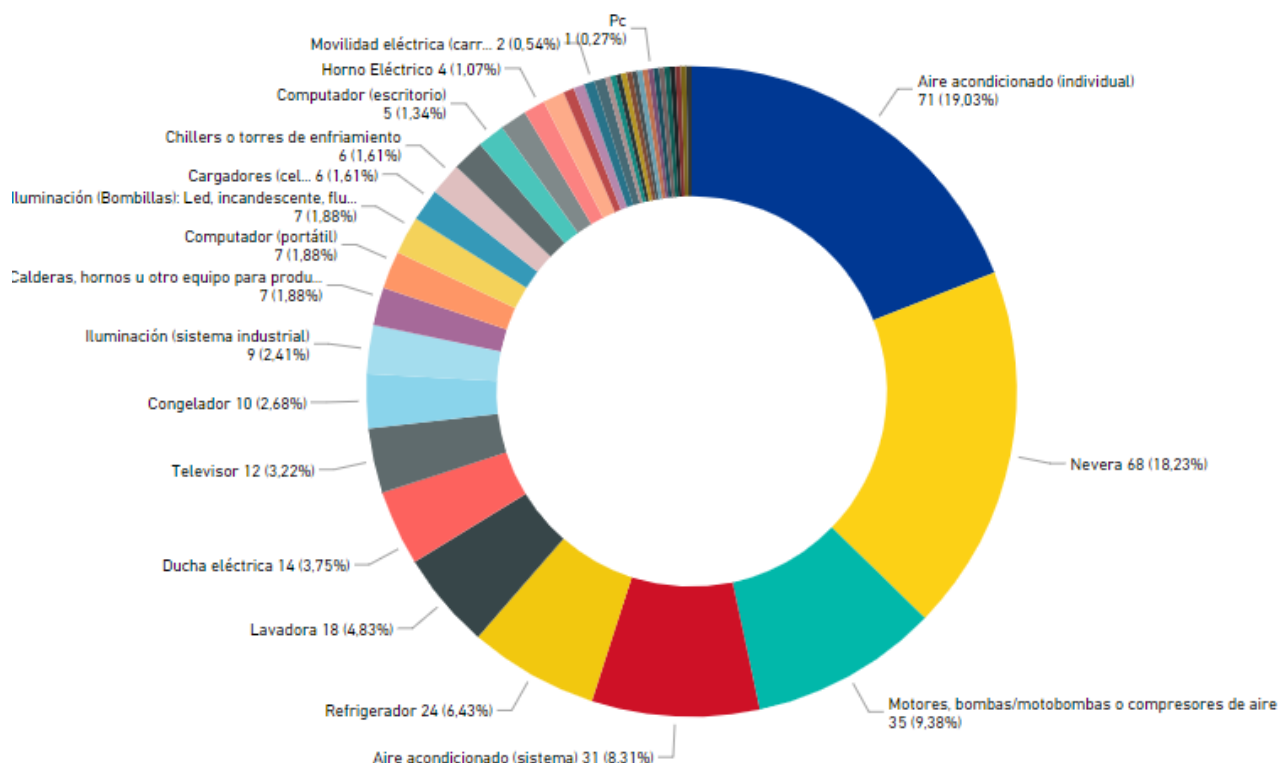


De la figura anterior, para consolidar la herramienta de investigación, se parte de la revisión de experiencias internacionales, en las cuales se identificaron las experiencias de usuarios residenciales e industriales en Gran Bretaña, Reino Unido y Estados Unidos. Las experiencias se soportaron en encuestas, una para el sector residencial y otra para el sector industrial. En la primera, se estableció la percepción de las personas acerca de los medidores inteligentes, y en la segunda, se identificó que la mayoría de los usuarios industriales no participan de programas de RD, y quienes lo hacen, ingresan a los programas a través de un agregador. Esta herramienta mostró además, que el programa más usado es el de *triad avoidance* (mecanismo de precio utilizado en los cargos de uso de la red). Los resultados de análisis de estas encuestas permitió definir la estructura de la herramienta de investigación (ver Anexo 1).

1. Características del consumidor.
2. Preferencias programas RD.
3. Caracterización básica de cargas.
4. Caracterización de cargas comerciales/industriales.
5. Caracterización de sistemas GD/AE.

Para el diseño de los programas RD en Colombia, la herramienta de investigación fue aplicada a 373 usuarios de manera virtual y presencial, de los cuales 325 eran regulados y 48 no regulados, distribuidos en las zonas del Valle del Cauca, Antioquia, Centro y Norte del país.

De los resultados, en relación a la preferencia de programas de RD, 339 usuarios estarían dispuestos a modificar el consumo de energía eléctrica a cambio de un beneficio económico, mientras que 13 no estarían dispuestos y 21 “no sabe”. De igual manera, respecto a la percepción que se tiene acerca de los electrodomésticos que más consumen energía eléctrica en el hogar, un total de 260 indicaron que el aire acondicionado y la nevera eran los electrodomésticos que más consumían energía eléctrica como señal acerca de la percepción que tienen los usuarios sobre el nivel de conocimiento de los equipos que comúnmente utilizan (ver siguiente figura).



Producto de los resultados de la herramienta de investigación es posible dar las siguientes conclusiones y recomendaciones, que se deben considerar en el diseño de programas de RD aplicables al contexto colombiano:

- La mayoría de encuestados está dispuestos a modificar su consumo de energía eléctrica si reciben algún tipo de beneficio.
- El beneficio preferido por los encuestados fue el de descuento de la factura, y para los usuarios no regulados los beneficios que más les llamaron la atención fueron el de descuento en la factura y los bonos de mitigación.
- Los suscriptores encuestados estarían dispuestos a modificar su consumo de forma diaria, teniendo en cuenta que la jornada del día escogida por los usuarios para modificar su consumo es el de la noche en la franja de 6 p.m. a 12 a.m.
- Igualmente, la mayoría de los usuarios participaría de los programas de respuesta de la demanda todos los días o algunas veces a la semana, lo que favorece la periodicidad en la que se pueden aplicar los programas.
- Los usuarios regulados no revisan frecuentemente su consumo de energía eléctrica, la mayoría de ellos no lo revisa o solo lo hace de forma mensual, por este motivo se recomienda implementar campañas de cultura energética que busquen empoderar al usuario de su consumo.

- Los usuarios del sector industrial y comercial en su mayoría están dispuestos a modificar su consumo a cambio de recibir un beneficio, que en este caso también es el descuento en la factura. La jornada en la que prefieren hacer su modificación del consumo es en la mañana, además se debe tener en cuenta que los usuarios industriales son muy sensibles a la programación de sus actividades productivas y sus consumos de electricidad (la mayoría de estos revisan sus medidores diariamente).
- Los usuarios que no estarían dispuestos a modificar su consumo (< 3,5%) en su gran mayoría son del sector comercial (46,2%) y residencial (38,5%).

Una vez se tienen los insumos de las preferencias para participar en programas RD se requiere identificar los habilitadores y características para diseñar los programas. Ahora, dado que en el país ya se cuenta con mecanismos de participación de la demanda, se requiere identificar los atributos de los programas existentes como: Demanda Desconectable Voluntaria, Apagar Paga y Reducción de Demanda los cuales se muestran en la siguiente tabla.

ITEM	Apagar paga (Res. CREG 029-039-049/16)	DDV (Res. CREG 203/13)	Reducción de Demanda (Res. 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 Usuario: pago	G: OEF C: Negociación Usuario: 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 usuario	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	$C_t = T_t \times E_t \times u_t$ (tendencia, estacionalidad, error)	$C_t = T_t \times E_t \times u_t$ (tendencia, estacionalidad, error)

Es visto que en el país existen programas que habilitan la participación de la demanda ante condiciones críticas de abastecimiento; sin embargo, se requieren mecanismos que habiliten dicha participación en condiciones normales. Para que estos programas puedan ser implementados en Colombia se deben habilitar mecanismos tales como tarifa intradiaria, el agregador de recursos energéticos distribuidos, la automatización de recursos y la medición avanzada.

Posteriormente, se requiere definir los criterios para el diseño de programas RD a aplicar, partiendo de la base de los programas existentes para establecer los incentivos, penalizaciones, requerimientos de monitoreo y seguimiento de los recursos energéticos que se pueden utilizar para los programas de RD y los atributos o características que estos deben tener para su buen funcionamiento.

De esta manera, con la identificación de las preferencias, los habilitadores para el uso amplio de los programas RD y los criterios mínimos para su diseño se estructuraron 3 programas RD: Tarifa Intradiaria, Gestión de Carga y Demanda en el Mercado (ver siguiente figura).

Programa	Tarifas intradiarias	Gestión de carga	Demanda en el mercado
Descripción	El programa de tarifas intradiarias utiliza los principios de las tarifas de tiempo de uso, en las cuales el usuario recibe un incentivo vía tarifa para cambiar el uso de la energía, trasladando el consumo de periodos pico en los que se ofrece un precio alto a horas no pico con menor precio.	Con este mecanismo el usuario acepta desconectar o reducir cierta cantidad de carga cuando el sistema lo requiera, a cambio este recibe un incentivo.	En este programa la demanda de energía eléctrica es integrada como un elemento activo en los diferentes mecanismos de mercado, como el despacho económico del sistema, mediante ofertas de desconexión presentadas por el usuario. Además, es posible habilitar su participación en mercados de servicios complementarios y mercado de confiabilidad.
Objetivos	• Trasladar señales eficientes del costo de prestación del servicio de energía eléctrica al usuario. • Desplazar patrones de consumo a horas del día en las que resulta menos costosa la operación. • Implementar una estrategia de mitigación de emisiones GEI. • Suavizar el pico de la demanda.	• Habilitar participación activa de la demanda en los servicios del sistema eléctrico. • Empoderar al usuario de su comportamiento energético. • Implementar una estrategia de mitigación de emisiones GEI. • Suavizar el pico de la demanda. • Atender problemáticas de la red gestionando eficientemente la demanda.	• Habilitar participación activa de la demanda en los mercados. • Implementar una estrategia de mitigación de emisiones GEI. • Suavizar el pico de la demanda. • Brindar confiabilidad al abastecimiento de energía eléctrica.
Fortalezas	Ágil Implementación con señales regulatorias adecuadas.	• Para el sistema: en caso de evento RD se puede disponer de las cargas. • Para el usuario: No se preocupa por hacer la desconexión.	• Los usuarios pueden participar de manera activa ofertando los periodos de desconexión.
Limitaciones	• Que el delta de tarifa en punta y fuera de punta no sea significativo. • Se podría incrementar el costo de la energía eléctrica para usuarios poco flexibles. • Usuarios sin medidor avanzado no podrían recibir los beneficios individuales por su cambio de comportamiento.	• El usuario deberá conocer mejor su proceso productivo. • Se requiere el cálculo de una línea base.	• El operador de mercado debe gestionar un mayor número de agentes participando.
Acciones habilitadoras	• Tarifa intradiaria: señales horarias, especialmente en el costo de compras de la energía. • Definir periodo de prueba para que los usuarios utilicen el esquema tarifario Despliegue del medidor avanzado con un esquema de transición para mitigar riesgos a los usuarios y comercializadores que han realizado coberturas con curvas de carga esperadas sin información horaria.	• Automatización de recursos. • Agregador de recursos energéticos distribuidos.	• Agregador de recursos energéticos distribuidos. • Masificación de AMI.

El flujo de información considera tres tipos de datos: 1) Datos privados del usuario (protección de los datos), 2) Datos para la operación del sistema (confiabilidad, disponibilidad y calidad del servicio) y 3) Datos para los procesos de comercialización de la energía y servicios de valor agregado (competencia).

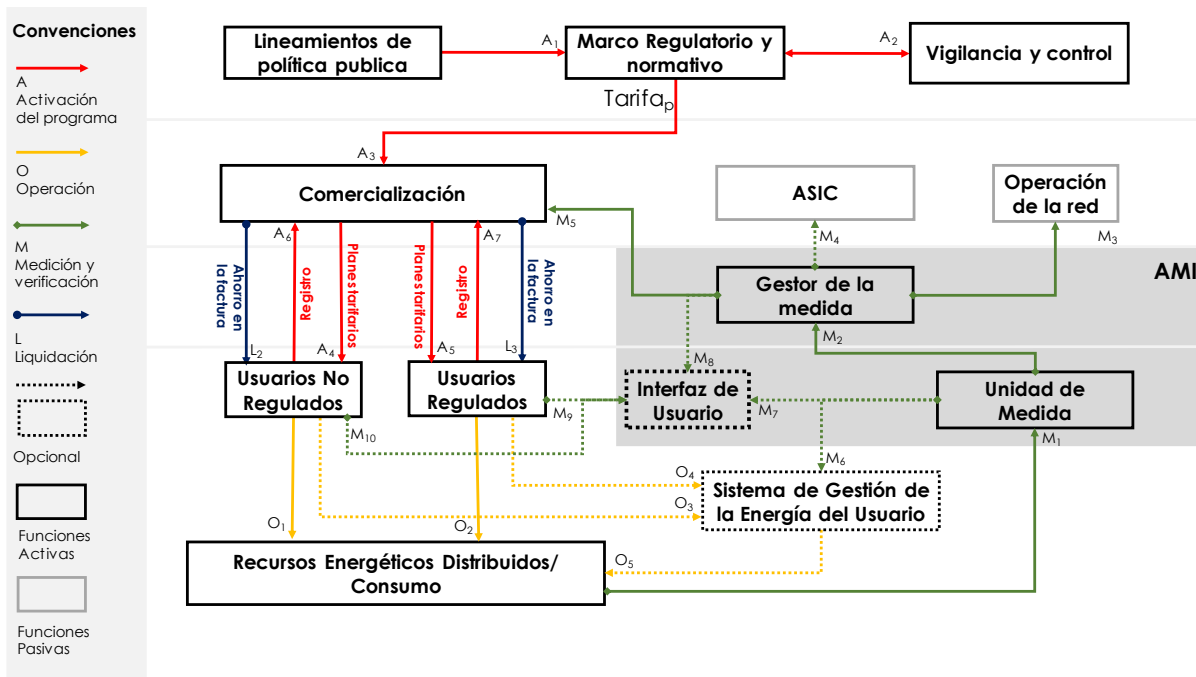
En la siguiente tabla, se describen los atributos de los programas RD propuestos.

Atributo	Tarifa Intradiaria	Gestión de Carga	Demanda en el Mercado
Incentivos del programa	Ahorro o sobrecosto en la factura	Pago según contrato Agregador: Intermediación	Pago según oferta en el mercado Agregador: Intermediación
Diseño de tarifas	Tarifa intradiaria o por franjas	Negociación del precio Bilateral	Oferta del precio
Mercado	Residencial, Comercial, Industrial o Instituciones		
Prerrequisitos	Medición avanzada (intradiaria)	Definir LBC. Medición avanzada. Esquema de control.	Definir LBC. Medición avanzada. Esquema de control.
Tiempo del programa (franja)	Intradiario	Depende de negociación	Diaria (según mercado)
Restricciones de los eventos	Restricciones dependen del usuario	Negociación (frecuencia y tiempo de las interrupciones)	Ninguna, depende de las ofertas recibidas
Duración del evento	Decisión del usuario	Negociación (frecuencia y tiempo de las interrupciones)	Depende de las ofertas recibidas
Notificación - Arquitectura	No se notifica	Agente – Usuario	CND - Oferta
Comportamiento esperado	Trasladar consumos a las horas en las que las tarifas sean las más bajas.	Los usuarios no están obligados a participar de los eventos, pero estos se verán interrumpidos si los usuarios deciden modificar las cargas desconectadas por sí mismos	La participación en este programa ocurre de forma predeterminada pues son los oferentes quienes tienen la carga comprometida
Disponibilidad	No se reporta disponibilidad	Negociación (frecuencia y tiempo de las interrupciones)	Oferta de disponibilidad al CND
Recurso	• Climatización • Enfriamiento • Iluminación • Vehículos eléctricos • Almacenamiento	• Climatización • Enfriamiento • Iluminación • Vehículos eléctricos • Almacenamiento	• Climatización • Enfriamiento • Iluminación • Generación/GD • Vehículos eléctricos • Almacenamiento
Periodo	3 periodos (pico, intermedio, valle)	Según condiciones del sistema precios o emisiones	Según la oferta que se haya hecho en el mercado
Activación del funcionamiento del programa	Resolución de la CREG de tarifas intradiarias (Clientes regulados)	Según el tipo de servicio que este prestando el programa de RD y el acuerdo bilateral construido para tal fin	Cuando la oferta sea aceptada por el agente encargado
Línea Base Consumo - LBC	No se requiere	Comportamiento esperado del consumo si no se materializa ningún evento de gestión de carga	
Monitoreo y Verificación	No se requiere	Comparación LBC. Verificación evento RD.	Comparación LBC. Verificación evento RD.
Requerimiento tecnológico	Medidor avanzado. Acciones manuales (el usuario puede automatizar los equipos).	Medidor avanzado. Acciones manuales o automatizadas según el tipo de equipo con control directo o vía agregador (control básico o avanzado).	Medidor avanzado. Acciones automatizadas o vía agregador según el tipo de equipo con control directo (control básico y avanzado).

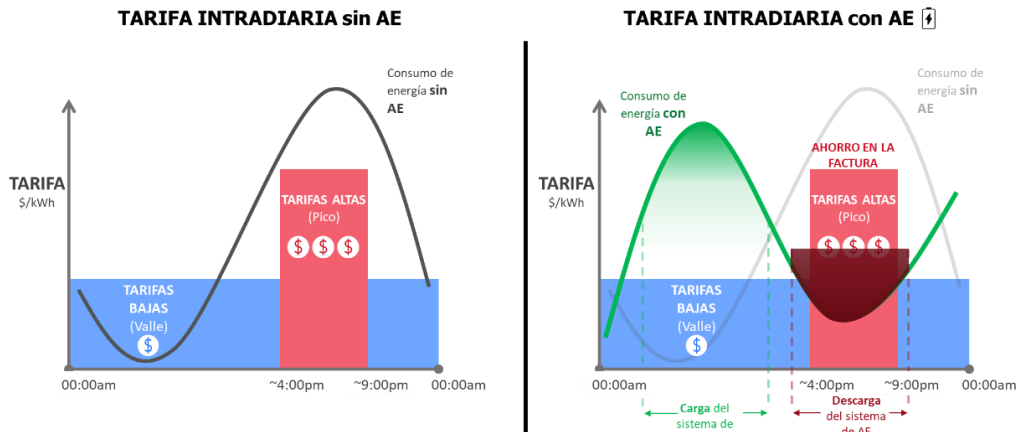
En caso de que se incluya almacenamiento de energía en los programas los atributos serán los que se muestran en la siguiente tabla:

Atributo	Tarifa Intradiaria + AE	Gestión de carga + AE	Demanda en el mercado + AE
Incentivos del programa	Ahorro o sobrecosto en la factura	Pago según contrato Agregador: Intermediación	Pago según oferta en el mercado Agregador: Intermediación
Diseño de tarifas	Tarifa intradiaria o por franjas	Negociación del precio Bilateral	Oferta del precio
Prerrequisitos	- El almacenamiento puede usarse para participar simultáneamente en varios programas. - Medición avanzada para registrar y gestionar las cargas y la dirección de la energía generada y/o almacenada.	- El almacenamiento puede usarse para participar simultáneamente en varios programas. - Medición avanzada para registrar y gestionar las cargas y la dirección de la energía generada y/o almacenada. - Sistemas de control y operación remota básico(EMS).	- El almacenamiento puede usarse para participar simultáneamente en varios programas, la capacidad del almacenamiento limita la energía comprometida y por tanto la disponibilidad para participar en otro programa. - Medición avanzada para registrar y gestionar las cargas y la dirección de la energía generada y/o almacenada. - Sistemas de control y operación remota (EMS) básico o avanzado.
Tiempo del programa (franja)	Intradiario	Depende de negociación	Diaria (según mercado)
Restricciones de los eventos	Restricciones dependen del usuario	Negociación (frecuencia y tiempo de las interrupciones)	Ninguna, depende de las ofertas recibidas
Duración del evento	Decisión del usuario	Negociación (frecuencia y duración de las interrupciones)	Depende de las ofertas recibidas y de las negociaciones
Notificación - Arquitectura	No se notifica	Agente – Usuario	CND - Oferta
Disponibilidad	No se reporta disponibilidad	Negociación (frecuencia y tiempo de las interrupciones)	Oferta de disponibilidad al CND
Incentivos de instalación / recuperación inversión de AE vía RD	- Ahorro en la factura por el traslado de consumo a horas valle o no pico. - Tributarios y fiscales por instalación de AE.	- Ahorro en la factura por el traslado de consumo a horas valle o no pico. - Ingresos por participación de eventos RD. - Tributarios y fiscales por instalación de AE.	- Ahorro en la factura por el traslado de consumo a horas valle o no pico. - Ingresos por participación de eventos RD. - Ingresos por venta de energía. - Ingresos por prestación de servicios auxiliares. - Tributarios y fiscales por instalación de AE.
Capacidad de inyección de energía a la red	Definir un límite máximo para la inyección de energía a la red, proporcional a los límites establecidos en la Res. CREG 030/2018.		Depende mínimamente de la cantidad de energía pactada en el compromiso o acuerdo
Disponibilidad almacenamiento	No se notifica	Según reporte de usuario	Según acuerdo
Recursos AE	Unidireccionales o bidireccionales		
Ciclos de carga y descarga	No se requiere	Según el acuerdo	Según el acuerdo
Legislación en AE	Actualmente, solo existe legislación para el uso de baterías (Res. CREG 098 de 2019). Es necesario ampliar la legislación a otros tipos de AE.		
Monitoreo y Verificación AE	No se requiere	Según el acuerdo	Según el acuerdo

Una vez se diseñaron los programas RD, se requiere establecer los criterios de operación de dichos programas, bien sean con o sin almacenamiento de energía, estos se muestran a través de interacciones donde se establecen los lineamientos de política que estén acordes con los objetivos del programa, para el programa de tarifas intradiarias el esquema es el siguiente:

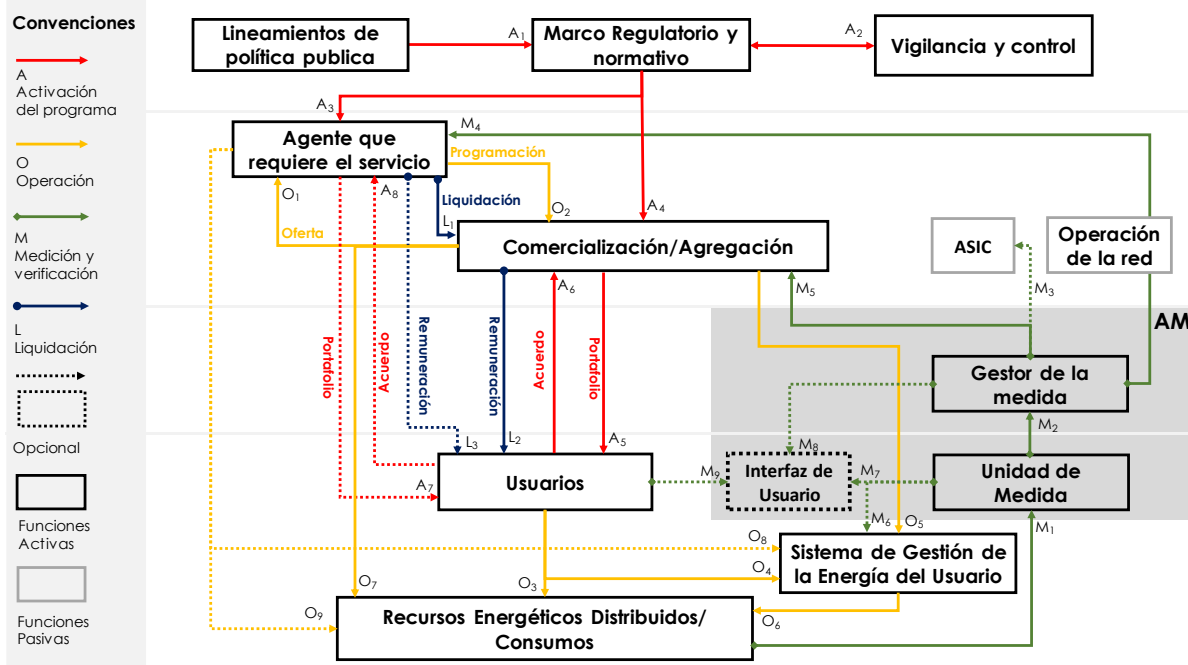


Este diagrama evidencia en la etapa de diseño la señal regulatoria proveniente de la CREG a los comercializadores, la tarifa intradiaria (tarifa_p) se emplea como principal habilitador para la implementación del programa. Dependiendo de las características definidas para la tarifa_p los comercializadores podrán ofrecer planes tarifarios a los usuarios tanto regulados como no regulados para que estos modifiquen sus consumos, acorde al beneficio que reciban por medio de las tarifas, a la vez los usuarios podrán administrar la forma en que consumen mediante sistemas de gestión de energía o de forma manual. Los consumos serán medidos de forma automática con los medidores avanzados los cuales enviarán la medición al gestor de la medida. El gestor de la medida es el encargado de remitir la medición para la operación de la red y a los comercializadores y si se requiere al ASIC. Los comercializadores son los encargados de liquidar los consumos de los usuarios transfiriendo el ahorro en la factura a los usuarios que participen en el programa. Las curvas típicas para este programa serían los que se muestran en la siguiente figura:

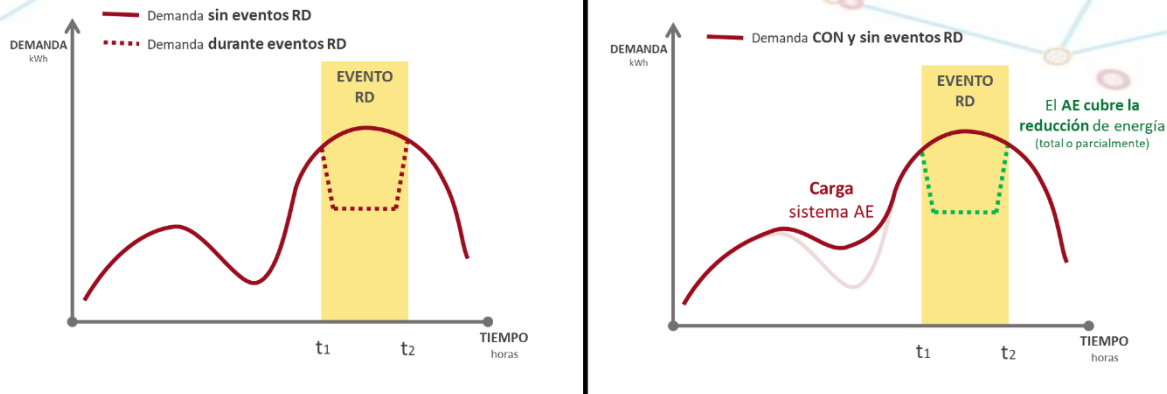


En caso de que no se tengan sistemas de AE, el usuario se verá obligado a consumir energía de la red a altas tarifas durante las horas pico que suelen ser precisamente en las horas que el usuario necesita más energía, claro está que durante estas horas el usuario podrá decidir reducir su consumo de energía por completo y así reducir su costo por el consumo de energía. Por el contrario, si cuenta con sistemas de AE no requeriría trasladar su consumo de energía a horas valle.

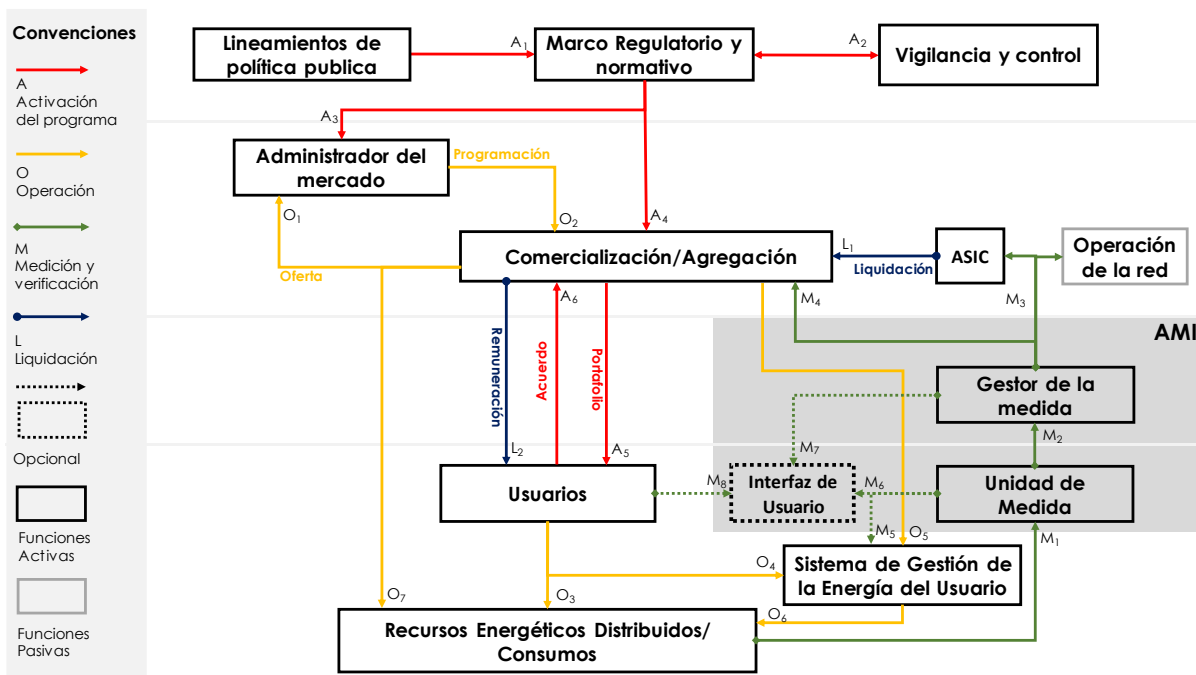
El esquema de alto nivel para el programa de gestión de carga se muestra en la siguiente imagen, en la etapa de diseño del programa la CREG debe emitir una resolución en la cual defina aspectos como: el responsable de la operación del programa, el encargado de representar ante el MEM a los recursos energéticos distribuidos si se requieren y definir la metodología de Línea Base de Consumo (LBC). Los comercializadores/agregadores podrán ofrecer diferentes portafolios para que los usuarios accedan a gestionar cargas por medio de acuerdos o contratos bilaterales. El control de las cargas se podrá realizar de forma automática mediante EMS o de forma manual y lo podrá ejecutar el comercializador/agregador o el usuario. A su vez, el comercializar/agregador podrá hacer una oferta al responsable de la operación del programa indicando ubicación, precio de oferta y disponibilidad para cada periodo de la carga gestionable y el operador le asignará la programación para dicha gestión. Los medidores avanzados enviarán la medición al gestor de la medida y este es el encargado de remitir la medición a los comercializadores/agregadores y si se requiere al ASIC. El comercializador/agregador, realiza el proceso comercial de la remuneración acordada en el contrato a los usuarios que participan en el programa.



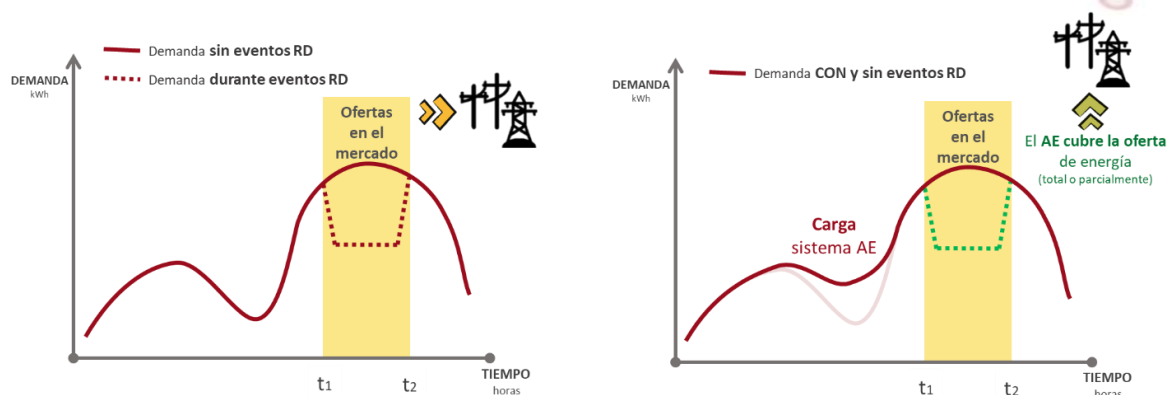
Las curvas típicas para este programa serían los que se muestran en la siguiente figura, nótese que sin sistemas de AE el usuario que tenga contratada la participación en este tipo de programas de RD, deberá desconectar los equipos que tenga comprometidos en la gestión de carga y de esa forma cumplir con las obligaciones pactadas. En el caso de que decida instalar sistemas de AE el usuario podrá continuar con sus operaciones normalmente y suplir sus obligaciones de reducción de energía con la energía que tenga almacenada total o parcialmente, además de aumentar su capacidad para participar en varios programas de RD.



El tercer programa, demanda en el mercado, en la etapa de diseño del programa la CREG debe emitir una resolución en la cual defina aspectos como: habilitar la participación de la demanda en el mercado, definir en cuales mercados podrá participar la demanda, asignar el encargado de representar ante el mercado a los recursos energéticos distribuidos y precisar la metodología de Línea Base de Consumo (LBC). El comercializador/Agregador podrá ofrecer diferentes portafolios para que los usuarios accedan a gestionar sus cargas por medio de acuerdos o contratos bilaterales. El control de las cargas se podrá realizar de forma automática mediante sistemas de gestión de la energía de los usuarios o de forma manual y lo podrá ejecutar el comercializador/Agregador o el usuario. A su vez, el comercializador/agregador realizará una oferta al administrador del mercado indicando ubicación, disponibilidad y precio para cada periodo de la carga gestionable; el administrador le asignará la programación en mérito para dicha gestión. Los medidores avanzados enviarán la medición al gestor de la medida y este a los comercializadores/agregadores. El ASIC será el responsable de realizar el cálculo y la verificación de la LBC para expedir la liquidación. Por otra parte, el comercializador/agregador será el encargado de pagar la remuneración acordada en el contrato a los usuarios que participen en el programa.



Por otra parte los consumos con o sin AE son los mostrados a continuación, al incluir sistemas de AE, el usuario podrá cumplir con sus obligaciones contractuales sin verse en la necesidad de reducir su consumo de energía.



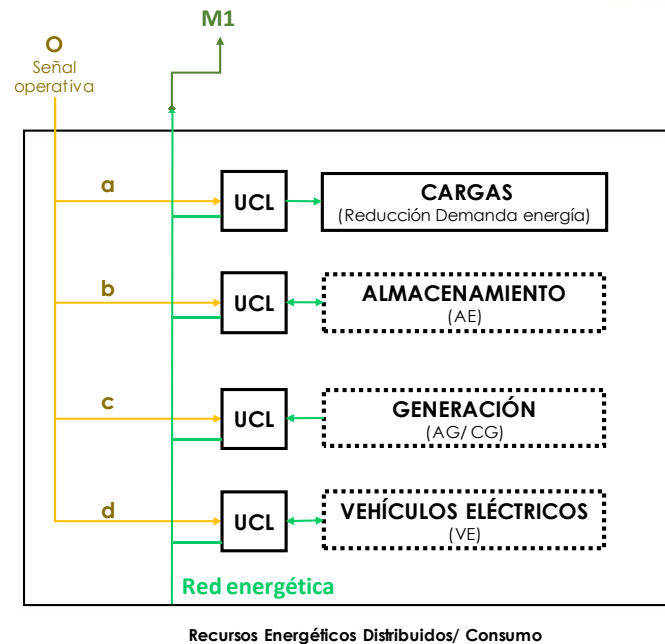
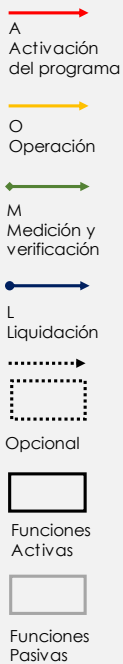
Cabe destacar que, para que el almacenamiento de energía pueda participar de los programas RD, se hacen necesarios definir criterios para su operación, los cuales se muestran en la siguiente tabla.

Criterios	Descripción
Elegibilidad para la prestación de servicios	Asegurar la elegibilidad de los recursos de RD complementados con sistemas de AE para proporcionar los servicios de energía mayorista (energía y servicios auxiliares) que sea técnicamente capaz de proporcionar
Energía de carga/descarga	Cargos y liquidaciones por el uso de energía de la red y la entrega de energía a la red. Transacciones reguladas y transacciones en el mercado mayorista.
Acuerdos con agentes	Comercializadores o agregadores, que aseguren que los recursos puedan ser despachados a través del mercado mayorista, permitiendo ofertar precios en los mercados diario e intradiario
Operativos	Estado de carga, máximo estado de carga, mínimo estado de carga, tiempo mínimo de operación, tiempo máximo de operación, eficiencia mínima del sistema y de la operación.

Ahora bien, el uso de los DER puede darse de diversas formas, estos pueden analizarse desde 3 niveles de uso: a) usuario o individuo representado por cada ciudadano, b) comunidad que agrupa a individuos y c) ciudad, la cual integra todos los elementos que conforman una sociedad (gobierno, usuarios, edificaciones, movilidad, desarrollo y economía).

Como primer nivel se encuentra el ciudadano energético, este se define como aquel que es capaz de gestionar de manera independiente la energía que consume, produce o almacena. En la siguiente figura se muestra la manera en que un ciudadano energético puede hacer gestión de la energía indicando, las señales operativas que podría realizar como gestor activo de un programa de RD.

Convenciones



a. Ciudadano energético

Usuario que
**gestiona su
energía** consumo
o generación de
una forma
eficiente

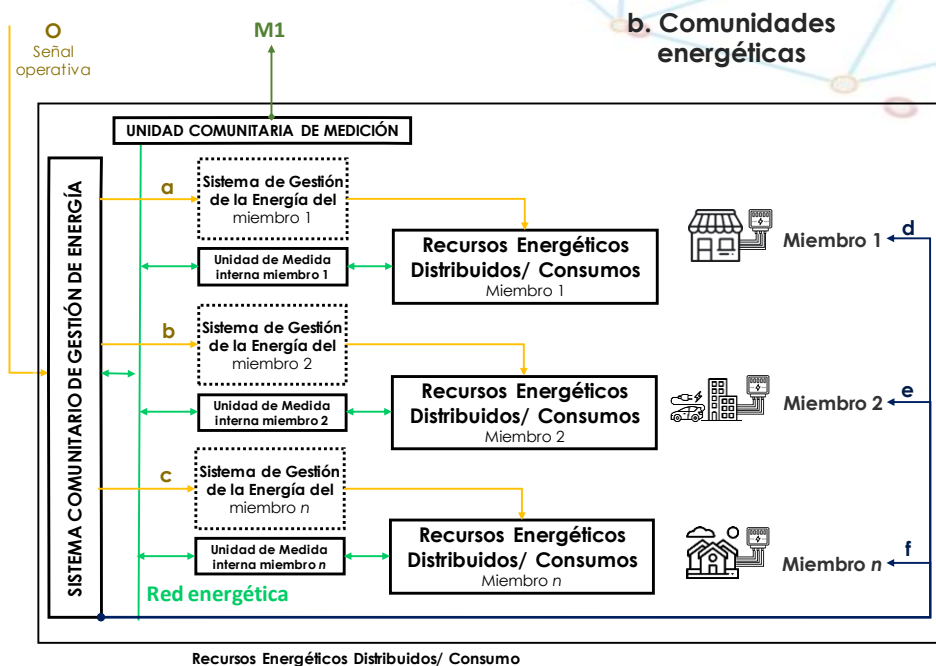
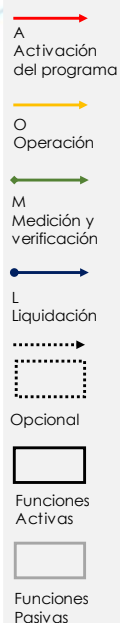
Las señales operativas están dadas por tarifas, acuerdos con agentes, u ofertas que realicen al usuario; estas señales pueden ser enviadas directamente por parte del agente al usuario, a través del Sistema de Gestión de Energía para los usuarios que decidan automatizar sus preferencias energéticas o de forma autónoma por parte del usuario de querer modificar sus hábitos de consumo. Similarmente, el sistema de almacenamiento podría ser gestionado de forma directa por el usuario o de forma automática por medio del EMS, de manera paralela con los sistemas de generación distribuida. De acuerdo con las preferencias y acuerdos que establezca el usuario, podrá tomar energía de la red para cargar el sistema de AE o vehículos eléctricos; según los acuerdos que se tengan con el agente prestador del servicio (comercializador o agregador).

En el segundo nivel se encuentra la comunidad energética, esta se puede definir como aquella donde interactúan un grupo de ciudadanos energéticos que toman un papel activo en el uso de su energía ofreciendo beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus miembros o a la localidad en la que se encuentra definida.

Este concepto puede ser mas amplio si se habla de una comunidad inteligente, al incorporar el uso de TICs y la gestión inteligente en pro de la innovación y el desarrollo de la comunidad local. La siguiente figura muestra la manera como se presentan las interacciones entre los ciudadanos energeticos para conformar una comunidad energética.

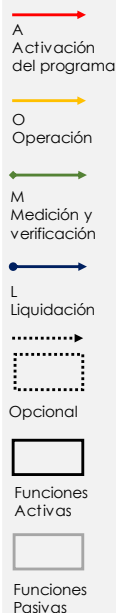
Las señales operativas están dadas por tarifas, acuerdos con agentes, u ofertas que realicen al agente encargado de representar y gestionar a la comunidad energética. Las señales operativas son enviadas a cada miembro de la comunidad desde el Sistema Comunitario de Gestión de Energía (CEMS por sus siglas en inglés); estas señales pueden ser enviadas directamente por parte del agente centralizador, a través del Sistema de Gestión de Energía para los miembros de la comunidad que decidan automatizar sus preferencias energéticas o de forma manual para usuarios que no dispongan de un EMS para que cada miembro modifique sus hábitos de consumo. Al igual que en el caso del ciudadano energético, los sistemas de generación, almacenamiento y vehículos eléctricos pueden ser gestionados automáticamente mediante los EMS o de forma manual por parte de los usuarios.

Convenciones

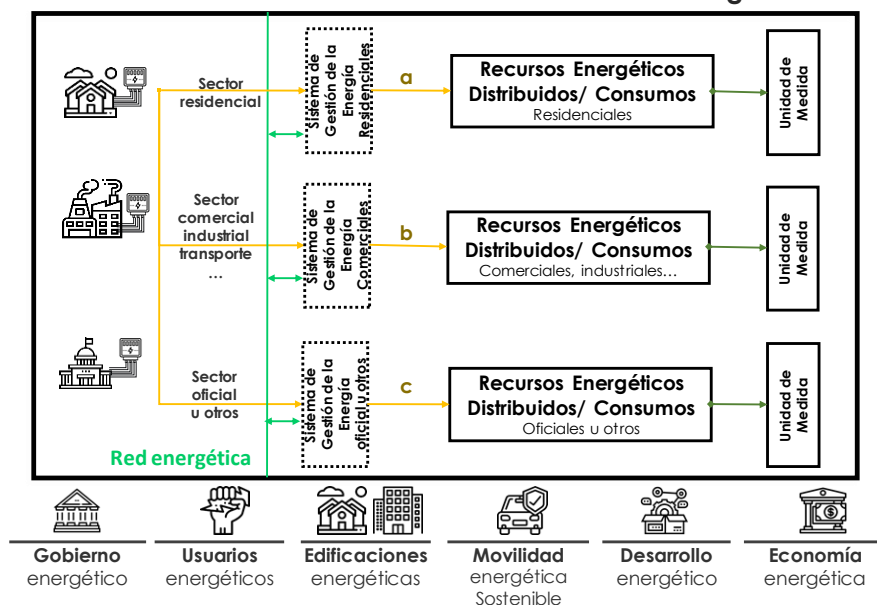


En el tercer nivel se encuentra la ciudad energética, se muestra como aquella donde existe la interrelación entre comunidades y ciudadanos energéticos, que gestionan de manera inteligente, la generación y el almacenamiento de energía como parte integral del uso racional y eficiente de la energía, así como de la participación activa que empiezan a tener los usuarios finales en la cadena de energía, por ejemplo, por medio de programas RD.

Convenciones



c. Ciudades energéticas



A nivel de comunidades y ciudades energéticas, el control del sistema debe permitir que la energía que no se almacena en un sistema individual pueda ser almacenada en otro sistema, teniendo en cuenta la capacidad máxima de almacenamiento para no generar problemas en la red de la comunidad, o de la ciudad.

Ahora bien, con el fin de proporcionar servicios de reducción, desplazamiento y respuesta rápida, los recursos de RD habilitados por el cliente deben contar con una tecnología habilitadora y una arquitectura tecnológica (Colombia Inteligente, 2019b), la cual es una combinación de control de carga y Hardware/Software de comunicaciones que le permitan modificar los patrones de consumo de energía de los dispositivos finales, de acuerdo con los objetivos y características del programa en el que se desee participar.

Realizar un análisis durante la etapa de planeación de la capacidad tecnológica (nivel de automatización) con la que cuentan los usuarios finales, ofrece una estimación de las oportunidades de respuesta de la demanda y la clase de programa acorde a estas oportunidades (ver siguiente figura).

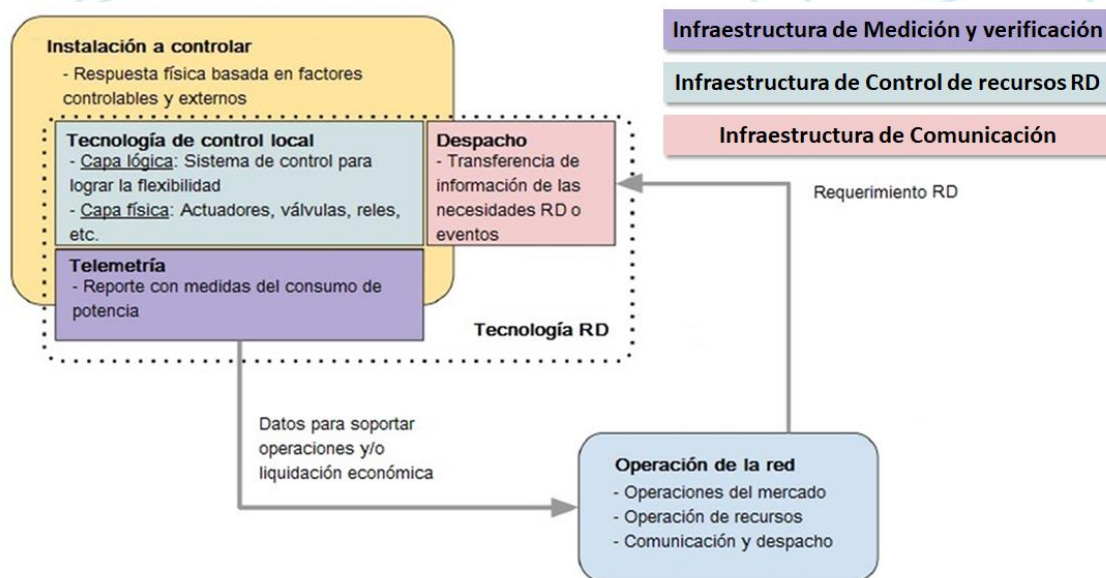
Tipo de Servicio			Necesidades de la Red	Programa RD		
Respuesta rápida	Desplazamiento	Reducción		Tarifa Intradiaria	Gestión carga	Demanda en el mercado
		•	Reservas de capacidad		•	•
		•	Reservas suplementarias		•	•
•			Reservas de regulación			
•			Desbalance de energía			
		•	Generación para la siguiente hora		•	•
		•	Generación para el siguiente día		•	•
	•		Generación franjas horarias	•		
	•	•	Suficiencia de infraestructura	•	•	•

El despliegue de un sistema de respuesta de la demanda implica el uso de tecnologías de medición inteligente, sistemas de comunicación y gestión en tiempo real y nuevos conceptos en mercados de energía. En general, la infraestructura necesaria para implementar esquemas de respuesta de la demanda dependerá del nivel de penetración deseado, así como del estado tecnológico de la empresa de servicios y del tipo de cliente que se desea impactar.

Entre los elementos tecnológicos más representativos utilizados en la implementación de sistemas de respuesta de la demanda se tienen:

- Medidores avanzados.
- Generación distribuida.
- Almacenamiento de energía.
- Vehículos eléctricos.
- Sistemas de energías renovables.
- Dispositivos y sistemas de control y gestión de energía.
- Esquemas de formación de precios.
- Sistemas de gestión de recursos distribuidos (DERMS).
- Sistemas de gestión de respuesta de la demanda (DRMS).
- Servidor automático de respuesta de la demanda (DRAS).

Desde el punto de vista operativo un sistema de respuesta de la demanda está conformado por las funciones relacionadas con la operación de la red, las funciones de despacho de requerimientos RD y monitoreo de recursos y las funciones asociadas al control de los recursos RD (ver siguiente figura).



Las funciones relacionadas con la operación de la red están asociadas las actividades de gestión encargadas de mantener continuamente el balance de la generación con respecto a la demanda, así como de la gestión e integración de recursos de generación variable (por ejemplo, generación eólica y solar) al sistema. También comprende las actividades para mantener y gestionar los canales de comunicación requeridos para el envío de notificaciones de eventos (señales de precios o requerimientos de reducciones de carga) de acuerdo con el contexto de los programas RD basados en precio o incentivos implementados.

Las funciones de monitoreo están relacionadas con las actividades necesarias para determinar las cantidades de carga y/o demanda reducida por los clientes, así como los procesos para el pago de incentivos a los participantes. Estas actividades también incluyen el establecimiento de las líneas base y la definición de procedimientos para la verificación y el reporte del impacto en la carga.

Cada una de las funciones esta soportada sobre una arquitectura tecnológica, la cual está compuesta por una infraestructura de control de recursos, una infraestructura de comunicación y una infraestructura de medición y verificación.

Existe también una jerarquía de control en la instalación participante en RD, la cual está determinada de acuerdo con el nivel de automatización que sus sistemas de gestión y control presenten. Así dentro del dominio del cliente las decisiones de negocio actúan como entradas para los sistemas de gestión y control de energía, los cuales interactúan con los diferentes dispositivos y sistemas de control de bajo nivel que finalmente actuaran sobre los dispositivos físicos (cargas).

El operador de red, los proveedores de servicio (agregador/comercializador) o el mercado, pueden interactuar con el cliente a diferentes niveles dentro de la jerarquía de control existente, lo que traerá también diferentes efectos e implicaciones relacionados con la elegibilidad del cliente, las responsabilidades asumidas por el cliente, la necesidad de automatización, el grado de relación Red/Cliente y la capacidad de determinar los resultados.

Adicionalmente, y dependiendo de las características de cada programa RD a implementar y el nivel de interacción deseado (tiempos de notificación, frecuencia de monitoreo, opciones de participación y anulación de eventos, etc.) la infraestructura de comunicación deberá cumplir con cierto nivel de calidad de servicio, como por ejemplo desempeño de la red, capacidad de transporte de mensajes, seguridad y privacidad de datos, escalabilidad, entre otros.

De acuerdo con el nivel de interacción deseado con los clientes, los programas RD se pueden clasificar adicionalmente como (ver siguiente figura):

- *Programas controlables*: contemplan la posibilidad de controlar directamente (a través de RF, internet, telemetría u otros medios remotos) el consumo eléctrico de los dispositivos finales (por ejemplo, calentadores de agua eléctricos, bombas de piscina) o alguna proporción de la carga, la cual podría aumentarse, disminuirse o incluso desconectarse físicamente de la red con poca o ninguna notificación al cliente.
- *Programas configurables*: proporcionan a la empresa de servicios o al agregador la capacidad de controlar el consumo de electricidad de uno o más dispositivos del cliente durante un período de tiempo específico, pero el cliente conserva la posibilidad de anular las señales de RD que se reciben bajo ciertas condiciones.
- *Programas manuales*: no proporcionan ninguna tecnología de control automático a los clientes participantes, lo que les permite alterar su consumo de electricidad a través de cambios netamente manuales en respuesta a una señal de evento discreto a cambio de una compensación financiera definida.
- *Programas de comportamiento*: están destinados a producir un cambio en el consumo de electricidad, pero son voluntarios y no proporcionan ningún pago de desempeño explícito. En esta categoría se pueden considerar los programas basados en precio (tarifa).

Tipo	Uso de tecnologías de control automático	Cliente con opción de anular la señal de DR	Pago explícito por desempeño	Programa RD
Controlable	•		•	Demanda en el mercado, Gestión carga
Configurable	•	•	•	Demanda en el mercado, Gestión carga
Manual			•	Demanda en el mercado, Gestión carga
Comportamiento	Opcional			Tarifa intradiaria

Por tanto, los beneficios que se pueden obtener de la RD depende en buena parte de las tecnologías habilitadoras que incorporen. Las tecnologías habilitadoras consisten, pero no están limitadas, a las estrategias de reducción de demanda, los medidores de energía avanzados, los dispositivos y redes de comunicación, las herramientas de gestión de energía, los controladores de carga y sistemas de gestión de energía (*HEMS*, *BEMS*, *IEMS*) y los equipos de generación en sitio. Es importante mencionar que la integración de un número creciente de dispositivos electrónicos inteligentes, aplicaciones e intercambios de información entre múltiples actores de la Red Inteligente, ha evidenciado la necesidad de contar con arquitecturas de red capaces de integrarse e intercambiar información de manera casi transparente. Esto implica el uso de protocolos de intercambio estandarizados y modelos de datos común, de tal manera que se garantice la interoperabilidad entre los diferentes dispositivos.

El uso de una arquitectura abierta facilita la interoperabilidad y agiliza la implementación cumpliendo con los requisitos de consistencia, escalabilidad, interoperabilidad y ciberseguridad de los equipos. Lo anterior, requiere diseñar medidas apropiadas para fomentar la transformación tecnológica de la red eléctrica con base en la estandarización, la ciberseguridad, la innovación y la formación asociadas a los programas RD.

De esta manera, para aumentar el impacto de los programas RD se requiere del uso tecnologías habilitadoras que faciliten el despacho de eventos, la gestión, el control y el monitoreo de los recursos. Así mismo tecnologías que permitan la integración de recursos de almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos, que brinden flexibilidad en los tipos de respuesta que pueda activar el usuario.

De acuerdo a los anterior, se requiere avanzar en tres elementos principales: la apropiación de infraestructura tecnológica, el desarrollo de ecosistemas tecnológicos y sistemas de información, y la estandarización tecnológica.

Apropiación de infraestructura tecnológica

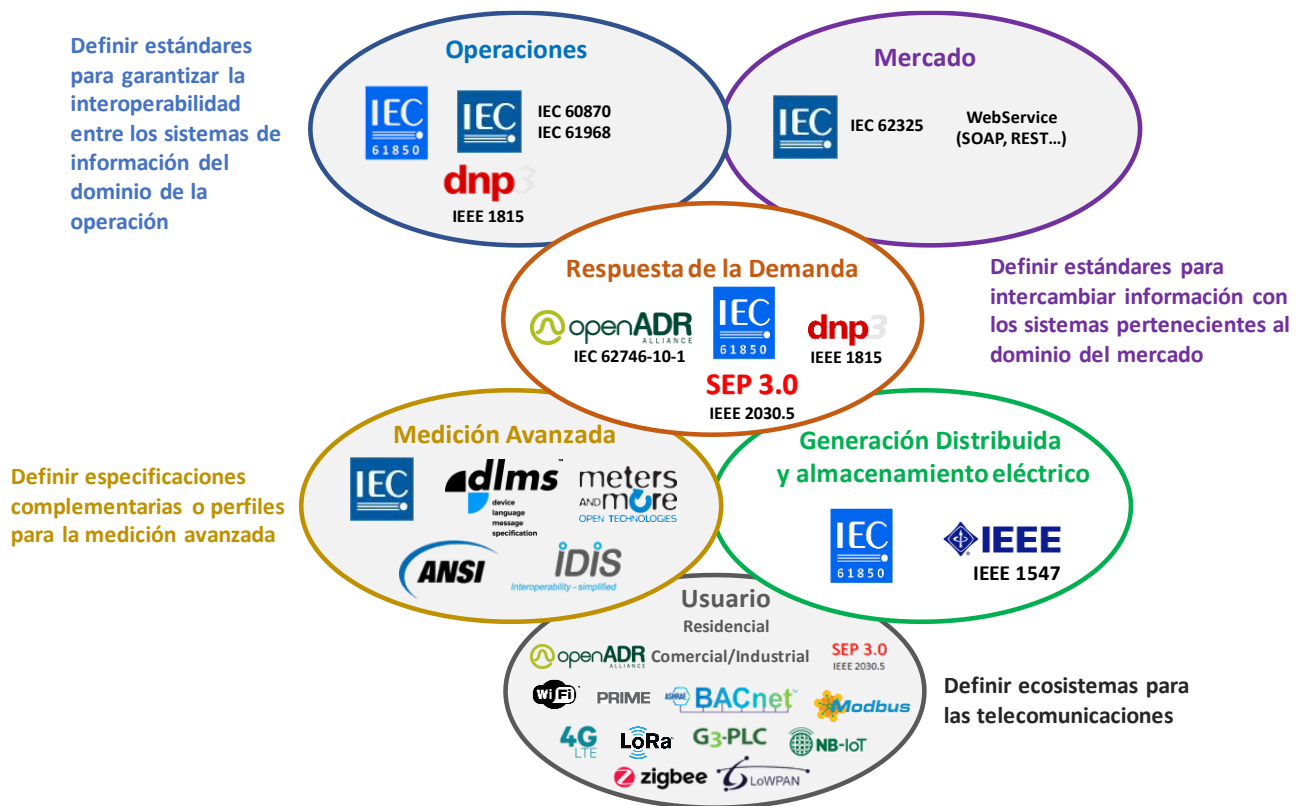
La definición de las tecnologías habilitadoras para programas RD debe estar basado en los objetivos y características de éste, lo que permitirá determinar de forma adecuada las tecnologías de gestión y control, monitoreo e infraestructura de comunicación requeridos en las instalaciones del cliente para alcanzar los resultados esperados, se requiere que:

1. Para lograr un mayor impacto en la aplicación de los programas RD es importante identificar correctamente los clientes con las instalaciones más apropiadas para alcanzar los mayores niveles de reducción de carga, para lo cual se debe tener en cuenta sus capacidades tecnológicas (fomento a la innovación), así como la flexibilidad de los recursos RD que gestionen.
2. Para garantizar el desempeño y beneficios deseados de los programas, su implementación y uso requiere de un acompañamiento y orientación adecuada al cliente, permitiéndole identificar y comprender los patrones de consumo de su instalación. Así mismo el cliente requiere de asistencia técnica y financiera para instalar y aprovisionar adecuadamente los dispositivos automatizados, de tal manera que pueda operar apropiadamente ante la recepción de eventos o señales RD (educación y coordinación de todos los interesados e involucrados).
3. Para la aplicación de programas basados en precios dinámicos y ofertas de capacidad, se requiere el uso de tecnologías de control sofisticados, donde las tecnologías automatizadas mejoran considerablemente la capacidad de respuesta de los clientes.
4. Para programas de tarifas intradiarias, si bien no se requiere la incorporación de tecnologías de control automatizado, el cliente que ya cuente con este tipo de tecnología (por ejemplo, porque está participando de algún programa RD despachable) se incentive su participación en programas basados en precio más sofisticados, como por ejemplo CPP (*Critical Peak Pricing*) y RTP (*Real Time Pricing*).
5. Para los clientes residenciales, que se caracterizan por contar con cargas relativamente pequeñas y con recursos tecnológicos limitados para la gestión del consumo eléctrico, se incentive su participación a través de la figura de los agregadores, quienes pueden realizar los despliegues tecnológicos necesarios para gestionar eficientemente los recursos RD de los clientes agregados.
6. Fomentar la innovación para el diseño y uso de sistemas de gestión de energía para hogar (*HEMS*), edificios (*BEMS/BMS*) e instalaciones industriales (*IEMS*), dado que habilitan la automatización de la RD gracias a que a través de la infraestructura de comunicación que implementan es posible realizar el envío de señales de precio o señales de control para modificar el consumo de la instalación, así como monitorear el estado y uso energético de los recursos RD asociados. Además, si la instalación cuenta con sistemas de generación o almacenamiento, el sistema de gestión de energía puede gestionarle como un recurso RD (bajo este esquema la ADR se puede invocar casi en tiempo real).
7. Dado que tanto la Respuesta de la Demanda como la generación distribuida están soportadas por los sistemas de medición avanzada, es estratégico su masificación teniendo en cuenta aspectos transversales a la tecnología, como los son la interoperabilidad, la ciberseguridad y la gobernanza de los datos.

Desarrollo de ecosistemas tecnológicos y de sistemas de información

La interacción de los diferentes componentes en los dominios de la operación y el mercado para desencadenar los eventos de Respuesta de la Demanda, ante señales de precio o de confiabilidad en la red, conlleva a la necesidad de establecer los ecosistemas tecnológicos y de sistemas de información para garantizar la participación de la demanda, por lo que se recomienda:

1. Desde el punto de vista de interoperabilidad y teniendo en cuenta que la medición avanzada es el pilar para la operación de respuesta de la demanda, estudiar la conveniencia de definir un perfil o especificación complementaria de los estándares utilizados para el intercambio de información con los medidores avanzados de energía.
2. Definir como los sistemas de información del dominio de operaciones intercambiarán información bajo esquemas de respuesta de la demanda con recursos agregados que actúen como servicios complementarios o reservas del sistema.
3. Definir como los sistemas de información pertenecientes al mercado transmitirán y recibirán información desde y hacia los demás sistemas involucrados con respuesta de la demanda, como por ejemplo con sistemas de gestión DERMS o DRMS en el dominio de operación y HEMS/BEMS/IEMS en el dominio del usuario.
4. Definir los ecosistemas tecnológicos y requerimientos técnicos para el uso de los medios de telecomunicación alámbricos e inalámbricos que garanticen la operación costo-eficiente.



Estandarización tecnológica

Uno de los elementos clave para el éxito de cualquier implementación ADR (*Automated Demand Response*) es la estandarización, la cual es el medio que facilita la interoperabilidad, para que los operadores del sistema eléctrico, empresas de servicios públicos, agregadores y clientes propietarios de recursos RD interactúen con el ánimo de flexibilizar la demanda de energía eléctrica.

Sin un estándar ADR las soluciones propietarias eventualmente atarán las inversiones hacia un mismo fabricante, aumentando los costos de desarrollo, integración e instalación.

Además, la falta de interoperabilidad entre los diferentes componentes de la red inteligente y la inmadurez tecnológica de algunos de ellos, representan el obstáculo técnico más comúnmente reportado para el despliegue de servicios de red inteligente. El uso de una arquitectura abierta facilita la interoperabilidad y agiliza la implementación. Por tanto, se recomienda la selección de estándares abiertos que cumplan con los requisitos de consistencia, escalabilidad, interoperabilidad y ciberseguridad de los equipos.

En la siguiente tabla, se proponen aquellos que, por sus características, pueden llegar a ser apropiados para la implementación de los sistemas de respuesta de la demanda (medición y monitoreo, interfaces de comunicación entre los diversos componentes, ciberseguridad y a la selección adecuada de equipos, entre otras):

Estándar	Descripción	Justificación
Medición Avanzada		
ANSI C12.18	IEEE 1701 Standard for Optical Port Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables	Estándares bien establecidos y con reconocimiento internacional. Adoptados por un gran número de fabricantes de medidores de energía. La SUITE ANSI, la SUITE IEC 62056 (DLMS/COSEM) y <i>Meters and More Open Technologies</i> fueron acogidas en la norma técnica NTC 6079 para del despliegue de sistemas de infraestructura de medición avanzada en Colombia. Se destaca la SUITE IEC 62056 ya que conforma uno de los pilares de estándares para la Red Inteligente, en conjunto con CIM e IEC 61850. Esta además basada en diversos casos de uso que incluyen habilitadores para respuesta de la demanda, específicamente dirigidos al control directo de cargas a través del medidor de energía.
ANSI C12.19	Standard for Utility Industry Metering Communication Protocol Application Layer (End Device Data Tables)	
ANSI C12.21	IEEE 1702 Standard for Telephone Modem Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables	
ANSI C12.22	Standard for LAN/WAN Node Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables	
IEC 62056	Electricity metering data exchange The DLMS/COSEM suite	
Comunicación entre sistemas de información y/o control		
IEC 60870	Telecontrol equipment and systems	La comunicación entre sistemas de información y control es indispensable para el despliegue del sistema de respuesta de la demanda y la gestión de los recursos distribuidos. El uso de un estándar específico dependerá del nivel de jerarquía de la interacción. Para las interacciones entre el mercado y los administradores de los sistemas de respuesta de la demanda se recomienda utilizar estándares basados en modelos de información común como CIM o ebXML (IEC 62325) y protocolos bien establecidos, como ICCP (Suite IEC 60870), DNP3 (IEEE 1815) o servicios Web. Para la comunicación entre el administrador de sistema de respuesta de la demanda y los agregadores o recursos RD se recomienda utilizar el estándar OpenADR, que modela eventos RD y los transporta a través de enlaces de comunicación seguros y robustos. También se puede utilizar IEC 61850 o DNP3 dependiendo de las características del recurso a intervenir (como por ejemplo cuando se trata de generación distribuida).
IEC 61850	Communication networks and systems for power utility automation	
IEC 61968	Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management (CIM)	
IEC 62325	Framework for energy market communications	
IEEE 1815	IEEE Standard for Electric Power Systems Communications-Distributed Network Protocol (DNP3)	
MultiSpeak	MultiSpeak	
OpenADR 2.0 IEC 62746-10	Open Automated Demand Response	
Recursos Energéticos Distribuidos		
Std 1547™-2018	1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces	Estándares que además de especificar el control, gestión y requisitos técnicos que deben cumplir los recursos, definen las interfaces de comunicación apropiadas para interactuar con ellos.
IEC 61850	Communication networks and systems for power utility automation	

Estándar	Descripción	Justificación
Vehículos Eléctricos		
SAE J2836-Use-Cases-(1-3)	Use Cases for Communication Between Plug-in Vehicles and the Utility Grid	Definen las interfaces de comunicación apropiadas para la comunicación con los demás componentes del sistema, tales como los equipos de carga y los sistemas de gestión de energía.
SAE J2847-1	Communication between Plug-in Vehicles and the Utility Grid	
ISO/IEC 15118	Road vehicles -- Vehicle to grid communication interface	
HEMS/BEMS		
ASHRAE 135-2010-BACnet	A Data Communication Protocol for Building Automation and Control Networks	Los protocolos de comunicación para el control de los recursos en las instalaciones del cliente deben estar bien definidos, con el ánimo de garantizar la interoperabilidad, dando así mayor flexibilidad a su gestión. Como medios de comunicación se pueden utilizar tecnologías inalámbricas o cableadas, pero su selección dependerá de las características de la instalación (estructura física, por ejemplo) y del tipo de recurso a intervenir.
IEC 15067.3	Information technology — Home Electronic System (HES) application model — Part 3: Model of a demand-response energy management system for HES	
Ciberseguridad		
NISTIR 7628	Guidelines for Smart Grid Cybersecurity	La guía presenta un análisis completo de los riesgos e impactos sobre las interfaces lógicas de comunicación entre los diferentes actores tipo sistema que pueden llegar a interactuar en servicios de Red Inteligente. Esto facilita el análisis de las características de comunicación que deben cumplir los dispositivos que intervendrán en el sistema (como por ejemplo los requeridos para implementar el servicio de respuesta de la demanda). Cabe destacar que los requisitos están alineados con las normas NERC, las cuales se tomaron en Colombia como base para la garantizar la ciberseguridad de las redes eléctricas.

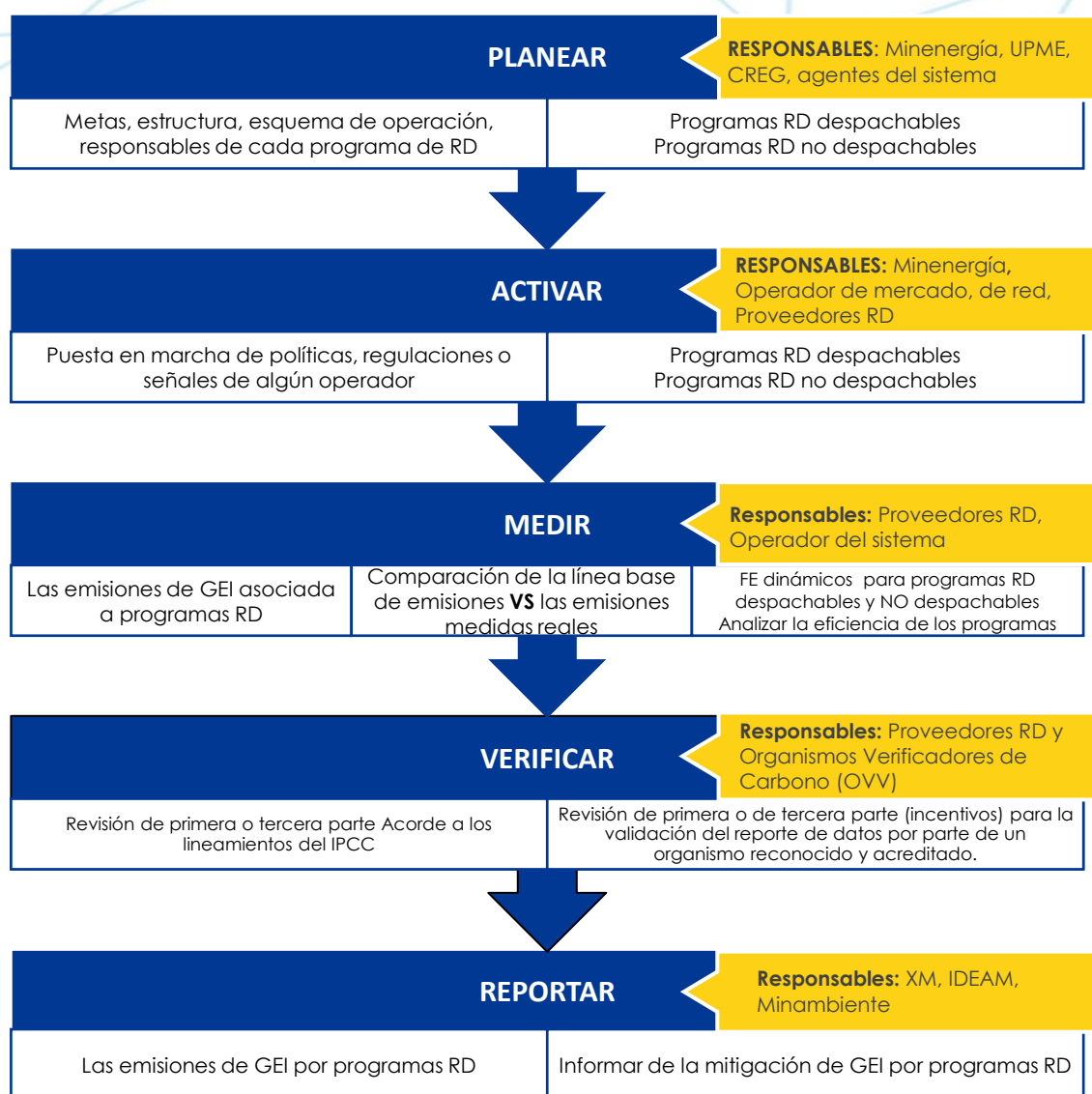
Desde el punto de vista tecnológico y dada su flexibilidad, escalabilidad y seguridad inherente, el estándar *OpenADR* se presenta como la mejor opción para el despliegue de programas RD, en especial para la comunicación de eventos, el monitoreo, la gestión de recursos participantes. El modelo de datos, la capa de transporte y seguridad implementadas en el estándar permiten la habilitación de programas RD sobre diferentes tipos de arquitecturas de despliegue. Así mismo su flexibilidad facilita la interacción con recursos distribuidos, haciéndolos gestionables directamente desde los programas.

Monitoreo de GEI de programas de RD

Un vez entren en operación los programas RD, se requiere establecer el aporte que la respuesta de la demanda sobre la mitigación GEI. Para lo anterior, el monitoreo se realiza sobre los programas RD despachables (gestión de carga y demanda en el mercado) y programa RD NO despachables (tarifas intradiarias).

La metodología de monitoreo de emisiones propuesta hace énfasis en determinar el factor de emisión (FE) asociado al sistema, de manera que permita cuantificar las emisiones reducidas por la implementación de programas RD. El alcance de la metodología es aplicable al sistema interconectado nacional y las zonas no interconectadas, siempre que se cuente con la disponibilidad de los datos de actividad e información adicional para calcular el FE asociado a estas zonas.

En la siguiente figura se describe la estructura general de la metodología de monitoreo de GEI para evaluar la eficiencia de los programas en la reducción RD.



También se hace mención en la siguiente tabla sobre las variables de entrada que se deben tener presentes a la hora de calcular la cuantificación de emisiones de GEI por la aplicación de programas RD.

Variable Requerida		Unidades	Responsables	
DATOS REPORTADOS DE FORMA HORARIA	Dato de actividad	Generación total por planta	kWh, MWh	Administrador del mercado
		Capacidad instalada por planta	kW, MW	Administrador del mercado
		Tipo y composición de combustible por planta	Gas, Carbón, combustóleo, entre otros	Generadores
		Heat rate por planta	MBTU/MWh	Generadores
		Diferencia en el consumo de energía en el evento de RD (línea base consumo de energía)	kWh, MWh	Administrador del mercado/Agente responsable por la operación
		Información plantas de respaldo: heat rate tipo de combustible	MBTU/MWh Gas, Carbón, combustóleo, entre otros	Participantes de programas RD que dispongan de plantas propias de generación de energía con combustibles fósiles

Variable Requerida		Unidades	Responsables
Dato de Factor de Emisión	Información del despacho de plantas	Generación programada y real	Administrador del mercado
	Emisiones GEI por planta	tCO_{2-eq} ó tCO_2	Generadores
	Incertidumbre del equipo o instrumento de medición de GEI	tCO_{2-eq} ó tCO_2	Generadores
	Factor de emisión del combustible (Dato FECOC)	$\frac{gCO_2}{kg \text{ combustible}}$ ó $\frac{gCO_2}{BTU}$ ó $\frac{gCO_2}{TJ}$	Unidad de Planeación Minero Energética (Aplicativo FECOC UPME ¹)
	Consumo de combustible por planta	kg de combustible ó MBTU ó TJ	Administrador del mercado

Así mismo los supuestos a tener en cuenta son:

- Se disponen de los datos requeridos para todas las plantas conectadas al sistema.
- Todos los agentes del sistema están dispuestos a reportar la información.
- Se cuenta con los instrumentos tecnológicos necesarios para realizar las mediciones con el nivel de precisión requerido (diario y horario).
- La generación de energía total considera toda la generación de energía necesaria para satisfacer la demanda compensando pérdidas, restricciones, exportaciones, entre otros.
- Las emisiones de GEI asociadas a la importación de energía se contabilizan en el país o región donde se genera dicha energía.

FE para gestión de la demanda NO despachable: Se propone usar un FE constante en el periodo tarifario vigente, pero que deberá verificarse y ajustarse como mínimo cada año. Este FE está basado en el promedio de los históricos de emisiones de GEI y consumo de energía durante un periodo representativo anterior (mismo semestre o trimestre del año inmediatamente anterior), que exhiba características similares al periodo del programa en curso.

**FACTOR DE EMISIÓN
RD NO
DESPACHABLE**

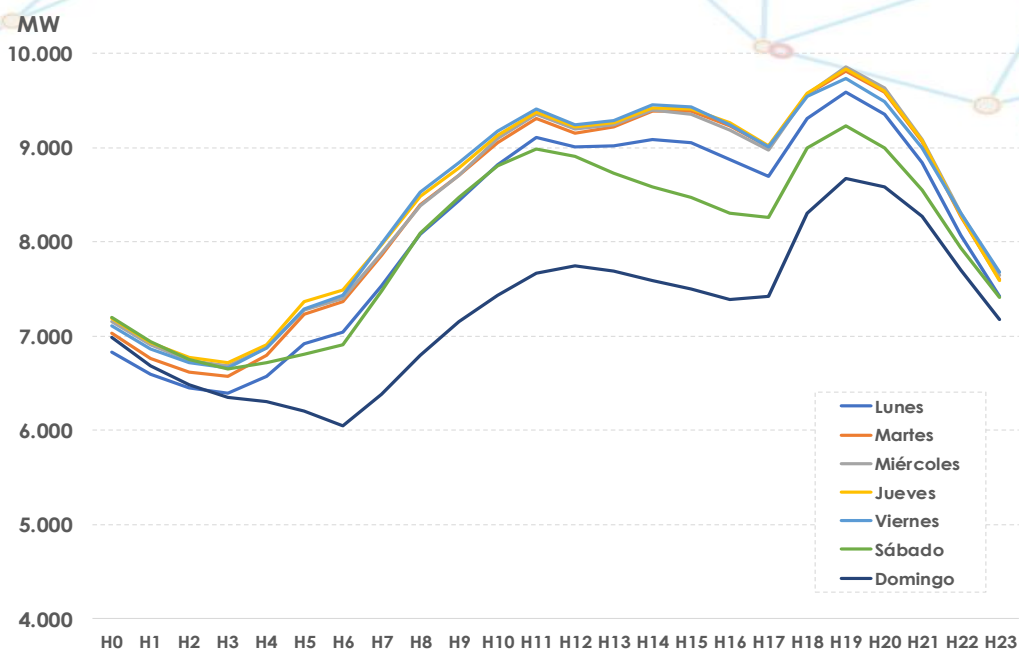
FE_{ND}

Función de →

- ✓ Histórico emisiones en el día tipo del mes en el año anterior
- ✓ Vigente durante la franja horaria del día tipo del mes
- ✓ Revisado y ajustado anualmente

La selección de este FE está basada en el comportamiento usual de la curva de demanda semanal, donde se consideran de manera genérica tres puntos característicos: uno, correspondiente al periodo de amanecida (05:00 a 07:00), y otros dos, un primer pico (11:00 a 13:00) y un segundo pico (18:00 a 21:00), este último registra el mayor consumo de energía eléctrica en el país (ver figura característica de comportamiento de la curva horaria).

¹ Disponible en línea: http://www.upme.gov.co/Calculadora_Emissiones/aplicacion/calculadora.html



Comportamiento promedio del consumo de energía en el país

Fuente: Elaboración propia, Datos (XM, 2019)

Teniendo en cuenta el patrón de consumo, se podrían diseñar franjas horarias que representen un comportamiento tipo para los diferentes días de la semana (lunes-viernes, sábados, domingos y festivos), en las cuales la tarifa de energía variaría, al igual que el factor de emisión asociado al sistema. Por esta razón, para cuantificar las emisiones de GEI mitigadas por programas RD NO despachables, se propone disponer de un FE referente para cada franja horaria (la misma utilizada para establecer el periodo tarifario de la energía) para cada día de la semana, que pueda utilizarse por los agentes responsables de cuantificar las emisiones mitigadas. El FE para una hora, día y mes dado ($FE_{h,d,m}$) se calcularía de la siguiente forma:

$$FE_{ND|h,d,m} = \sum_{Plantas} \frac{GEI_{Planta|h,d,m-1}}{EEG_{Planta|h,d,m-1}}$$

Donde,

$FE_{ND|h,d,m}$: Factor de Emisión para programas RD no despachables para una hora, día y mes dado del periodo actual

$GEI_{Planta|h,d,m-1}$: Emisiones de GEI promedio por planta para una hora, día y mes del periodo anterior

$EEG_{Planta|h,d,m-1}$: Energía generada promedio por planta para una hora, día y mes del periodo anterior

FE para gestión de la demanda despachable: Es en este tipo de programas donde el usuario hace parte activa del despacho del sistema, pudiendo contribuir a mejorar de la eficiencia del sistema y ofertar en el mercado. Se propone calcular el FE dinámico en periodos de tiempo más específicos y representativos, teniendo en cuenta la oferta de generación. Esto es, que refleje la participación de las diferentes tecnologías de generación de electricidad en un determinado momento, considerando la información del despacho programado y el despacho real, además de eventos que generen algún re-despacho:

**FACTOR DE EMISIÓN RD
DESPACHABLE**

FE_{LB}	Emisiones línea base	Función de →	✓ % de participación de cada planta (combustible) en el despacho programado
FE_{Real}	Emisiones medidas reales	Función de →	✓ % de participación de cada planta (combustible) en el despacho real y en el re-despacho

El cálculo del FE involucra los datos de cada planta, como el promedio ponderado del FE de cada planta generadora en función de las emisiones y la energía, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$FE_{LB} = \sum_{Planta\ j} \frac{GEI_{LB|Planta\ j}}{EEG_{LB|Planta\ j}} \times Participación_j \quad Participación_j = \frac{Energía\ planta_j}{Energía\ total\ despachada}$$

Hora a hora
En el despacho programado

$$FE_{Real} = \sum_{Planta\ j} \frac{GEI_{Real|Planta\ j}}{EEG_{Real|Planta\ j}} \times Participación_j + FE_{fm}$$

En el despacho real

Donde,

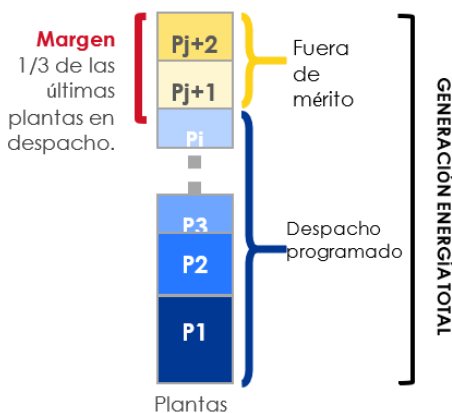
$GEI_{LB|Planta\ j}$: Emisiones históricas de GEI reportadas por la planta j

$EEG_{LB|Planta\ j}$: Generación de energía asignada a la planta j en el despacho programado

$GEI_{Real|Planta\ j}$: Emisiones de GEI reales medidas por la planta j

$EEG_{Real|Planta\ j}$: Generación de energía por la planta j en el despacho real

En el despacho real, el FE asociado, involucra un FE llamado fuera de mérito, FE_{fm} , que hace referencia al relacionado con las plantas generadoras que entran a cubrir la demanda cuando esta excede el despacho programado.



Para determinar las emisiones asociadas a plantas despachadas fuera de mérito es necesario identificar la generación total fuera de mérito (por ej. MWh por día) y el tipo de combustible utilizado, seleccionando un margen de generación establecido por 1/3 de la energía total generada por las últimas plantas en ser despachadas. Así las cosas, el FE para las plantas fuera de mérito se calcularía de la siguiente forma:

$$FE_{fm} = \sum_j \frac{(F_i \times FE_{Combustible|FECOC} \times k_i)_j}{m}$$

Para cada tipo de Combustible $_i$ utilizado por la planta j :

F_i : Combustible $_i$ consumido total por todas las plantas conectadas al sistema, fuera de mérito

FE_i : Factor de Emisión combustible $_i$ (dato FECOC)

k_i : participación por combustible $_i$ en la generación fuera de merito

m : Total energía generada fuera de merito

Es también necesario, que el reporte de emisiones generadas en el sector eléctrico este acompañado del valor de la incertidumbre para que haga parte del sistema nacional de inventarios. El cálculo de incertidumbre se hará usando herramientas estadísticas.

A continuación, se describen los indicadores de monitoreo mínimos a realizar para el seguimiento y revisión:

INDICADOR	SIGLA	DESCRIPCIÓN	ENTIDAD RESPONSABLE	FRECUENCIA DE REPORTE	LOCALIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN
Demanda energía eléctrica	UE_i	Energía demandada antes, durante y después de activado un evento de RD despachable; Demanda de energía en horarios de tarifas pico y valle para programas de RD no despachable	Proveedores de RD, operador del sistema	Diaria con los datos desagregados de manera horaria	Bases de datos de demanda de XM
Consumo de combustible	$Comb_{planta}$	Combustible consumido por todas las plantas de generación de energía conectadas al Sistema	Generadores de energía	Diaria con los datos desagregados de manera horaria	Bases de datos consumo de combustible (generadores energía, XM)
Emisiones de GEI generadas por planta	GEI_{planta}	Emisiones de GEI emitidas por plantas de generación	Proveedores de RD	Anual	Registro Nacional de Reducción de Emisiones de GEI RENARE

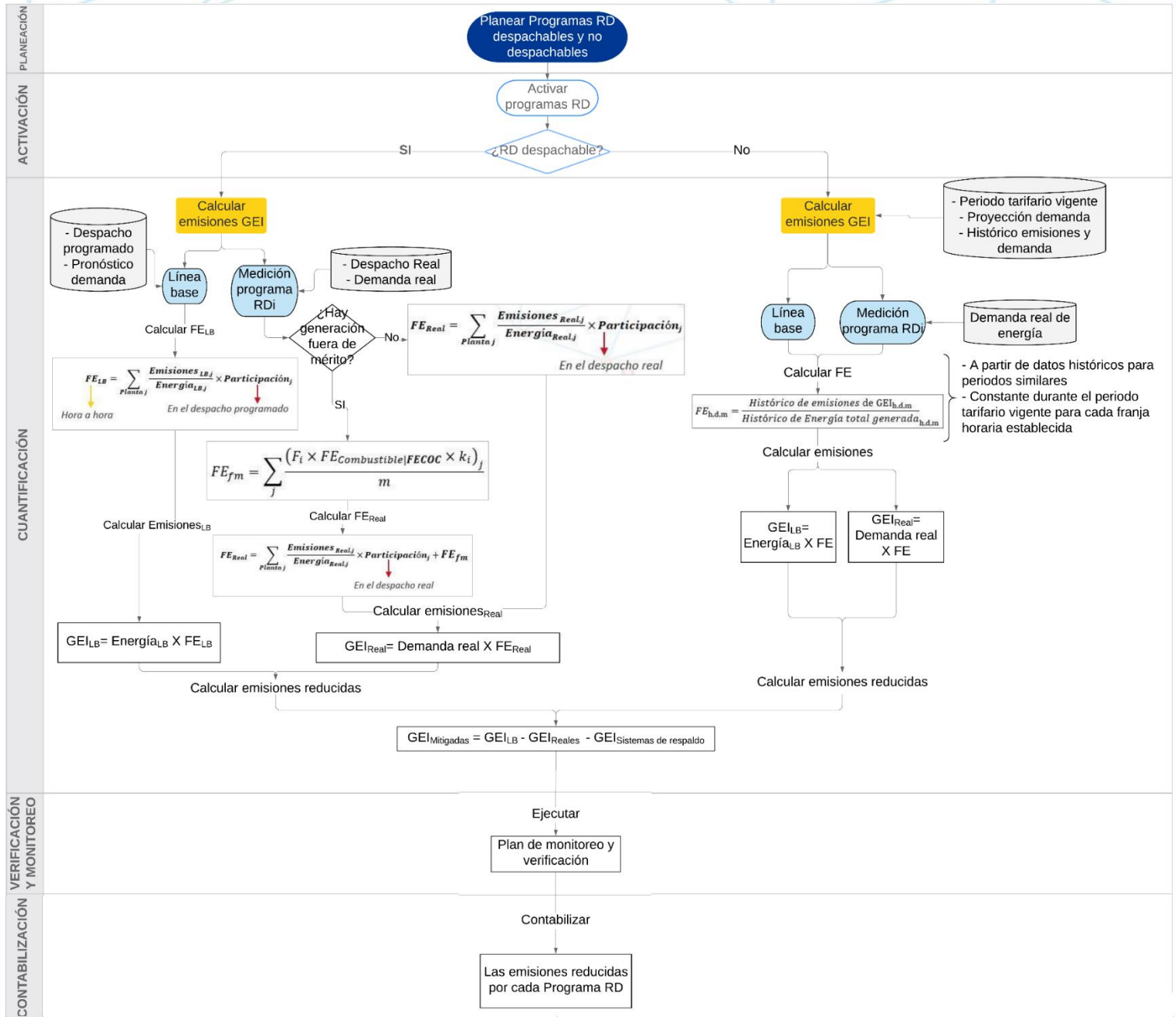
Como el objetivo es la mitigación de GEI, se hace necesario establecer cuáles serían las emisiones si no se implementara un programa de RD. Por lo tanto, es necesario tener en cuenta una base comparativa para determinar el nivel de reducción de la aplicación de los mecanismos de RD, que se conoce como la línea base de emisiones, cuya determinación depende de la línea base del consumo de energía eléctrica estipulada para los diferentes programas de RD, dado que las emisiones de GEI están directamente relacionadas con el consumo de energía. El valor establecido por la línea base refleja el comportamiento esperado de las emisiones de GEI si no se aplicase ningún programa de mitigación.

$$\begin{array}{lcl}
 \text{LÍNEA BASE DE EMISIONES} & \left[\begin{array}{l} \text{Función de} \rightarrow \end{array} \right. & \text{Pronóstico de emisiones de GEI generadas sin RD} \\
 & & GEI_{Línea\ base,t} = Energía_{LB,t} \times FE_{LB}
 \end{array}$$

La proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia, se determinan mediante técnicas que consideran el comportamiento histórico de la demanda. Por tanto, es necesario que los datos históricos reportados se hagan en un periodo similar representativo; es decir, periodos que se esperarían exhiban un comportamiento análogo en el tiempo (meses, franjas horarias, días de la semana, etc.). Al igual que el FE, la línea base difiere para cada mecanismo RD; y ambos, al final permiten calcular las emisiones como se indica a continuación:

$$GEI_{LB} = \text{Delta de Demanda}_{LB} \times FE_{LB}$$

En la siguiente figura se muestra el flujograma propuesto para la metodología de monitoreo de gases de efecto invernadero mitigados por la aplicación de programas de Respuesta de la Demanda.



Recomendaciones

Las recomendaciones que se contemplan son de índole político, regulatorio y normativo para las etapas de diseño, habilitación, funcionamiento, empoderamiento y seguimiento de los programas RD.

Para la habilitación de los programas RD, se brindan lineamientos a nivel político, regulatorio y de planeación con el fin de habilitar programas RD en el país.

- **Lineamiento de política** Requerimientos por parte del MME para la integración y promoción de recursos energéticos distribuidos/respuesta de la demanda, que permitan ampliar normatividad y regulación referente a la autogeneración a pequeña escala y generación distribuida para los DER, permitiendo el acceso a trámites simplificados que garanticen la seguridad y confiabilidad de la red, creando y construyendo instrumentos de política pública para el cumplimiento de las metas y objetivos de reducción de emisiones de GEI asociadas a programas RD.
- **Reglamentación regulatoria** Actualización del marco regulatorio para la integración de recursos energéticos distribuidos/ Respuesta de la demanda (CREG).
- **Reglamentación planeamiento** Fortalecimiento de la metodología de planeamiento con la introducción de almacenamiento (usuario final) y reducción o desplazamiento de demanda por programas RD.

Para el funcionamiento de los programas RD las mayores dificultades están en la falta de conocimiento de las tecnologías, la falta de acceso al capital para su implementación y la limitada reglamentación para el uso masivo de la respuesta de la demanda.

- **Reglamentación regulatoria** Definir criterios y estrategias para operar y gestionar el impacto sobre la red de los recursos energéticos distribuidos.
- **Reglamentación planeamiento:** Fortalecer herramientas para soportar el proceso de planeamiento con la introducción de almacenamiento (usuario final) y reducción o desplazamiento de demanda por programas RD.

Para el empoderamiento de los usuarios a la hora de participar en los programas RD las recomendaciones se obtuvieron de acuerdo a los atributos identificados para la línea base de consumo, y como producto de los resultados de la herramienta de investigación.

- **Lineamiento de política** Establecer lineamientos por parte del MME para la promoción de los programas y la cultura energética.
- **Reglamentación regulatoria:** Definir criterios y estrategias para operar y gestionar el impacto sobre la red de los recursos energéticos distribuidos.
- **Proceso normativo, procedimiento o estrategia** Implementar estrategias para el fomento de los programas RD y uso de los recursos energéticos distribuidos/ respuesta de la demanda.

La implementación de la metodología propuesta en este documento requiere de lineamientos estratégicos a nivel político, regulatorio, técnico y tecnológico para generar señales claras a los diferentes actores tanto a nivel de programas de respuesta de la demanda como en contabilización de la mitigación de gases de efecto invernadero. A continuación, se presentan recomendaciones para el seguimiento, monitoreo y evaluación de los programas RD y su impacto en las emisiones de GEI.

- **Lineamiento de política** Establecer lineamientos por parte del MME para la integración y promoción de recursos energéticos distribuidos/respuesta de la demanda y su aporte a la mitigación de GEI.
- **Proceso normativo, procedimiento o estrategia** Desarrollar estudios para el seguimiento y evaluación de los mecanismos establecidos para la integración de los recursos energéticos distribuidos/ respuesta de la demanda.

PRESENTACIÓN DEL DOCUMENTO

Cap.	Descripción
1	En este capítulo se muestran los antecedentes necesarios para contextualizar al lector con respecto a los temas tratados en este estudio, los cuales incluyen: Los compromisos de mitigación de emisiones adoptados por Colombia en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y como país miembro de la Conferencia de la Partes. De igual manera también se describen las líneas estratégicas que fueron adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía, y se hará hincapié en la línea concerniente a la gestión eficiente de la demanda, con respecto a este tema se describen las normativas habilitadoras para llevar a cabo el compromiso de Colombia de mitigar emisiones GEI.
2	En este capítulo se muestran los antecedentes necesarios para contextualizar al lector con respecto a los temas tratados en este estudio, los cuales incluyen: Los compromisos de mitigación de emisiones adoptados por Colombia en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y como país miembro de la Conferencia de la Partes. De igual manera también se describen las líneas estratégicas que fueron adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía, y se hará hincapié en la línea concerniente a la gestión eficiente de la demanda, con respecto a este tema se describen las normativas habilitadoras para llevar a cabo el compromiso de Colombia de mitigar emisiones GEI.
3	En este capítulo se profundiza en los diferentes mecanismos para incentivar la RD, y las características o atributos que estos deben tener para su correcto funcionamiento. En segundo lugar se discute la RD con almacenamiento de energía el cual juega un rol relevante para reducir o desplazar la curva de demanda, la inclusión de fuentes renovables de energía, y el desarrollo de las redes inteligentes. Se consideraron tres subtemas para el identificar el uso del almacenamiento de energía a saber: almacenamiento de energía térmico, en segundo lugar está el almacenamiento de energía eléctrico, el tercer subtema se refiere a los sistemas de gestión energética, el cual puede darse en edificios, hogares, comunidades o distritos energéticos. Además, se describen aplicaciones del almacenamiento de energía en programas RD, para conocer dichas aplicaciones se recurre a estudiar los casos de uso existentes en el mundo, proyectos piloto, o sistemas en operación comercial en mercados de USA, Alemania y Francia. La última parte de esta sección se ilustra sobre las aplicaciones del almacenamiento de energía en programas RD y se describen los temas relacionados con la línea base de consumo de energía donde se define el tipo de proceso, criterios, supuestos y requerimientos de información.
4	En este capítulo, se identifican y describen los atributos que se requieren para el diseño de programas de Respuesta de la Demanda (RD) de acuerdo con el contexto colombiano y los resultados obtenidos con la herramienta de investigación de preferencias, definiendo entre otros aspectos, el tipo de incentivo, esquema de remuneración, mercado y recursos con potencial de participación. Inicialmente, se priorizan los programas de RD de acuerdo con el contexto local, posteriormente, se describen los principales atributos y posteriormente se ajustan para los programas priorizados. Se identifican los habilitadores para su aplicación en Colombia y se describe el diseño de los programas RD en el cual se proponen los mecanismos a aplicar, el procedimiento utilizado para implementar la herramienta de investigación con la cual se determinaron las preferencias de los usuarios para participar en los programas de RD. También se definen los criterios de operación de los programas RD y el uso del almacenamiento de energía acoplado con dichos programas bajo el contexto del uso de los recursos energéticos distribuidos DER por parte de un ciudadano, una comunidad o una ciudad energética. Finalmente, se describe la arquitectura tecnológica requerida para la operación técnica de los programas RD y su uso como un recursos distribuido del sistema.
5	Cada vez más la preocupación internacional sobre los efectos del cambio climático está llevando a la creación de mecanismos para promover iniciativas en materia de uso de energía que reduzcan las emisiones de Gases De Efecto Invernadero (GEI). En este capítulo se propone una metodología para el monitoreo de GEI producto de la aplicación de programas RD en el sistema eléctrico colombiano. Para determinar el potencial de reducción de estas emisiones, la metodología plantea también, el establecimiento de un valor referencial, que es denominado línea base de emisiones, esto permite compararla con las emisiones reales medidas con la aplicación de los mecanismos RD y con la diferencia determinar la eficiencia del programa en un contexto de mitigación GEI. Finalmente, se muestra la metodología propuesta para la línea base de emisiones adaptada a las condiciones de los mecanismos RD en el país, donde se señalan los supuestos a tener en cuenta y los datos necesarios para aplicar la metodología propuesta en función de la RD despachable o no despachable.

CONTENIDO

1.	GESTIÓN DE LA DEMANDA PARA LA MITIGACIÓN DE GEI	56
2.	ESTRATEGIAS DE MONITOREO DE GEI	61
2.1.	Metodología de monitoreo de GEI:.....	61
2.1.1.	Contexto internacional:	61
2.1.2.	Contexto nacional:.....	62
2.2.	Línea base de emisiones según el protocolo GHG	63
2.2.1.	Línea base de emisiones para la gestión de la demanda	65
3.	RESPUESTA DE LA DEMANDA	68
3.1.	Mecanismos para incentivar la respuesta de la demanda	68
3.2.	Respuesta de la demanda con almacenamiento de energía	71
3.2.1.	Almacenamiento de energía uso térmico	75
3.2.2.	Almacenamiento de energía uso eléctrico	77
3.2.3.	Ciudades inteligentes – Comunidades/Distritos	79
3.2.4.	Almacenamiento de energía en programas RD	92
3.3.	Metodología de cálculo de línea base de consumo	115
3.3.1.	Proceso línea base de consumo.....	116
3.3.2.	Criterios y supuestos.....	119
3.3.3.	Requerimiento de información	120
4.	PROGRAMAS RD EN COLOMBIA.....	124
4.1.	Preferencias para participar en programas RD	124
4.1.1.	Diseño de cuestionario.....	125
4.1.2.	Estructuración herramienta de investigación.....	126
4.1.3.	Implementación.....	128
4.1.4.	Reporte de datos.....	130
4.1.5.	Análisis de resultados.....	131
4.2.	Habilitadores de programas RD	144
4.2.1.	Tarifa intradiaria	144
4.2.2.	Agregador de recursos energéticos distribuidos.....	148
4.2.3.	Automatización de recursos.....	149
4.2.4.	Medición Avanzada	150
4.3.	Diseño de programas RD	152
4.3.1.	Identificación programas RD.....	153
4.3.2.	Criterios de los programas RD.....	156
4.3.3.	Diseño de atributos para programas RD.....	157
4.4.	Criterios de operación de programas RD	163
4.4.1.	Programa Tarifa Intradiaria	165
4.4.2.	Programa Gestión de Carga.....	168
4.4.3.	Programa Demanda en el Mercado	173
4.4.4.	Criterios Operativos y de Participación del Almacenamiento en Programas RD	177
4.4.5.	Niveles de agrupación de los Recursos Energéticos Distribuidos	180
4.5.	Arquitectura tecnológica de programas RD	185

4.5.1.	Arquitectura tecnológica y funcional	187
4.5.2.	Eventos y señales RD	196
4.5.3.	Infraestructura de comunicación y control de recursos RD	197
4.5.4.	Medición y verificación	199
4.5.5.	Tecnologías habilitadoras	199
4.5.6.	Estandarización, interoperabilidad y ciberseguridad	203
4.6.	Planeación tecnológica de programas RD-DER	211
4.6.1.	Apropiación de infraestructura tecnológica	212
4.6.2.	Desarrollo de ecosistemas tecnológicos y de sistemas de información	212
4.6.3.	Estandarización tecnológica	213
5.	MONITOREO GEI DE PROGRAMAS RD	217
4.1.	Metodología de monitoreo GEI	217
5.1.1.	Estructura de la metodología de monitoreo	220
5.1.2.	Criterios y supuestos	221
5.1.3.	Matriz de responsabilidades	222
5.1.4.	Proceso metodológico	222
5.2.	Línea base de emisiones GEI	233
5.2.1.	Diseño	233
5.2.2.	Criterios y supuestos	234
6.	RECOMENDACIONES	238
6.1.	Diseñar Programas RD	238
6.2.	Habilitar Programas RD	238
6.3.	Funcionamiento Programas RD	240
6.4.	Empoderamiento Programas RD	241
6.5.	Seguimiento Programas RD	242
	REFERENCIAS	244
	Anexo 1. Tecnologías de almacenamiento de energía	250
1.1	Diseño y estructuración de la herramienta de investigación	250
1.2	Experiencias internacionales	250
i.	Smart Meters Attitudes – Gran Bretaña:	250
ii.	Demand Side Response Market Report 2018 – Reino Unido:	251
iii.	Federal Energy Regulatory Commission, FERC-731 Demand Response/Time-Based Rate Programs and Advanced Metering – Estados Unidos	252
1.3	Cuestionario: Identificación de preferencias a público objetivo	253
	Información del suscriptor	254
	Preferencias programas Respuesta de la Demanda	255
	Caracterización de cargas	256
	Potencial uso de autogeneración/generación distribuida y/o almacenamiento (opcional)	262

FIGURAS

Figura 1. Normativas habilitantes para cumplimiento de Colombia en el COP 21.	57
Figura 2 Línea base de políticas y regulación en demanda activa para Colombia	69
Figura 3. Tecnologías de almacenamiento de energía.	73
Figura 4. Servicios de almacenamiento de energía.	75
Figura 5. Formas de almacenamiento para calentadores de ambiente y de agua sanitaria.	76
Figura 6. Tipos de materiales térmicos usados.	77
Figura 7. Diagrama proceso bio-energético Comunidad energética Jühnde.....	77
Figura 8. Islas proyecto Smile en Europa: Madeira, Okney y Samsø.	82
Figura 9. Esquema proyecto Smile.....	83
Figura 10. Diagrama proceso bio-energético Comunidad energética Jühnde.....	84
Figura 11. Comunidad energética de Feldheim Alemania.	85
Figura 12. Esquema de operación ciudad inteligente Hannover.....	85
Figura 13. Comunidad energética de Ceudel, Países Bajos.....	86
Figura 14. Comunidad energética de Schoonschip, Países Bajos.	86
Figura 15. Planta de biogás en Treboen.	88
Figura 16. Distribución energía producida en la planta de gas Treboen.....	88
Figura 17. Distrito térmico en Arnhem, Países Bajos	89
Figura 18. Distribución energía generada en planta Turku.....	89
Figura 19. Planta de energía térmica solar en Turku, Silkeborg, Denmark.	90
Figura 20. Distribución energía producida en la planta de calentamiento térmico solar.	90
Figura 21. Proyectos piloto de 5GDHC en Europa.	91
Figura 22. Casos de estudio de 5GDHC por fuente de energía.	91
Figura 23. Aplicaciones donde se puede potenciar el almacenamiento térmico con RD.	93
Figura 24 Proyectos de AE instalados a nivel global	94
Figura 25 Servicios del operador PJM.....	97
Figura 26 Sistemas de almacenamiento de energía operacionales en PJM	98
Figura 27 Servicios prestados por los sistemas de almacenamiento de energía en PJM	99
Figura 28 Participación de servicios de AE y RD en PJM	100
Figura 29 Estructura del mercado de California	101
Figura 30 Sistemas de almacenamiento de energía operacionales en CAISO.....	102
Figura 31 Servicios prestados por los sistemas de almacenamiento de energía en CAISO	103
Figura 32 Participación de servicios de AE y RD en CAISO.....	106
Figura 33 Estructura del mercado de Texas.....	106
Figura 34 Sistemas de almacenamiento de energía operacionales en ERCOT	107
Figura 35 Participación de servicios de AE y RD en ERCOT	109
Figura 36 Sistemas de almacenamiento de energía operacionales en Francia	113
Figura 37. Diagrama de flujo línea base de consumo	116
Figura 38 Ejemplo gráfico cálculo LBC.....	118
Figura 39. Activación de un programa RD.....	119
Figura 40 Activación programas RD en diferentes mercados.....	120
Figura 41. Componente línea base de consumo	121
Figura 42. Procedimiento para el diseño de programas RD.....	124
Figura 43. Proceso para la creación de la herramienta de Investigación.	125
Figura 44. Proceso de elaboración de la herramienta de preferencias.....	126
Figura 45. Componentes de la herramienta de Investigación.	128
Figura 46. Tipo de suscriptor.	132
Figura 47. Región de consumo de energía eléctrica.....	132
Figura 48. Caracterización de usuarios por región y tipo.	133
Figura 49. Beneficio preferido para modificar el consumo de energía.	134
Figura 50. Beneficio preferido para modificar el consumo de energía por tipo de usuario.....	134
Figura 51. Jornada del día en la que los usuarios prefieren modificar su consumo.	135
Figura 52. Disposición de los usuarios a modificar el consumo de energía.	135
Figura 53. Frecuencia para modificar el consumo de energía eléctrica.	136
Figura 54. Disposición de los usuarios a modificar el consumo de energía.	136
Figura 55. Ubicación del medidor de energía eléctrica.....	136
Figura 56. Frecuencia de revisión del consumo de energía eléctrica.	137
Figura 57. Nivel de revisión por tipo de usuario.....	137
Figura 58. Existencia de plantas de autogeneración y almacenamiento.....	137

Figura 59. Porcentaje de gastos mensuales destinado al pago de la factura.	138
Figura 60. Afectación del consumo de acuerdo al estado del tiempo y tipo de usuario.	138
Figura 61. Número de habitantes de la vivienda / número de empleados en la empresa.	139
Figura 62. Cantidad de habitantes por usuarios regulados.	139
Figura 63. Cantidad de habitantes por usuarios no regulados.	140
Figura 64. Percepción del equipo de mayor consumo.	140
Figura 65. Percepción del equipo de mayor consumo – Región Caribe.	141
Figura 66. Percepción del equipo de mayor consumo – Región Andina.	141
Figura 67. Percepción del equipo de mayor consumo – Región Centro.	142
Figura 68. Percepción del equipo de mayor consumo – Región Suroccidente.	142
Figura 69. Esquema y función del agregador.	149
Figura 70. Funciones del agregador.	149
Figura 71. Diagrama general automatización de recursos.	150
Figura 72. Esquema general AML.	151
Figura 73. Etapas de desarrollo de la experiencia de usuario para la visualización de la medida.	151
Figura 74. Propuesta de programas de RD en Colombia.	154
Figura 75. Comportamiento de la tarifa dinámica.	158
Figura 76. Comportamiento del programa gestión de carga.	160
Figura 77 Beneficios programas RD con sistemas de AE.	164
Figura 78 Programa de tarifa intradiaria con almacenamiento.	166
Figura 79 Esquema de alto nivel Programa Tarifas Intradiarias.	166
Figura 80 Programa de gestión de carga (PGC) con almacenamiento.	169
Figura 81 Esquema de alto nivel Programa Gestión de Carga.	170
Figura 82 Programa de demanda en el mercado con almacenamiento.	173
Figura 83 Esquema de alto nivel Programa Demanda en el Mercado.	174
Figura 84. Esquema de interacción del sistema de almacenamiento ciudadano energético.	181
Figura 85. Esquema de interacción del sistema de almacenamiento comunidad energética.	182
Figura 86. Esquema de interacción del sistema de almacenamiento ciudades energéticas.	184
Figura 87. Disponibilidad de recursos de acuerdo con las características de los tipos de servicio RD.	186
Figura 88. Arquitectura funcional Respuesta de la Demanda.	187
Figura 89. Diagrama de actores e interacciones - caso de uso RD Programa Tarifa Intradiaria.	190
Figura 90. Diagrama de actores e interacciones - caso de uso RD Programa Gestión de Carga.	192
Figura 91. Diagrama de actores e interacciones - caso de uso RD Programa Demanda en el Mercado.	194
Figura 92. Estados y periodos de tiempo de un evento RD.	196
Figura 93. Ejemplo de comunicaciones – Sistema RD.	197
Figura 94. Niveles de abstracción: Modelo Conceptual RD.	198
Figura 95. Proceso de diseño de una red de comunicaciones.	202
Figura 96. Interacciones y protocolos RD como recurso distribuido.	204
Figura 97. Estándares de ciberseguridad relacionados con las redes inteligentes.	207
Figura 98. Interfaces lógicas categoría 13.	208
Figura 99. Asignación de requerimientos de seguridad a categorías de interfaces lógicas.	210
Figura 100. NERC vs NISTIR 7628.	210
Figura 101. Topología OpenADR.	211
Figura 102. Ecosistemas tecnológicos y de sistemas de información.	213
Figura 103. Estructura metodología GEI RD.	218
Figura 104. Emisiones de ciclo de vida de sistemas de almacenamiento según fuente de energía.	219
Figura 105. Estructura general metodología de monitoreo GEI.	220
Figura 106 Comportamiento de emisiones de CO2 en el 2018.	226
Figura 107 Curva de consumo de energía en el país.	227
Figura 108 Flujograma metodología monitoreo GEI RD.	232
Figura 109 Comportamiento emisiones de GEI en el tiempo.	233
Figura 110. Satisfacción de los usuarios en la forma de financiación del medidor.	251
Figura 111. Cantidad de organizaciones en programas RD (izquierda). Como es contratado la RD. (Derecha).	251
Figura 112. Programas de participación en RD.	252

TABLAS

Tabla 1. Actividades correspondientes a la línea de gestión de la demanda	58
Tabla 2. Normativas de monitoreo de GEI a nivel internacional	62
Tabla 3. Herramientas de monitoreo de GEI a nivel nacional.....	63
Tabla 4. Programas de respuesta de la demanda.....	69
Tabla 5. Atributos para programas RD	70
Tabla 6. Atributos para los programas RD basados en precio	70
Tabla 7. Atributos para los programas RD basados en incentivos.....	71
Tabla 8. Aplicaciones del almacenamiento energético.....	73
Tabla 9. Proyectos de ciudades inteligentes.....	80
Tabla 10. Ventajas y desventajas de la tecnología BEMS.....	81
Tabla 11. Proyectos comunidades inteligentes Horizont 2020.....	87
Tabla 12. Proyectos piloto acoplados RD y almacenamiento.....	92
Tabla 13. Programas RD y almacenamiento.....	96
Tabla 14 Participación de RD en el mercado de energía en Alemania.....	111
Tabla 15 Participación de RD en el mercado de balance y complementarios en Alemania	111
Tabla 16 Participación de RD en el mercado de energía en Francia	114
Tabla 17 Participación de RD en el mercado de balance y complementarios en Francia.....	114
Tabla 18. Metodologías para el cálculo de la línea base de consumo	115
Tabla 19. Criterios línea base de consumo.....	117
Tabla 20. Elementos y características para diseño de encuestas.	125
Tabla 21. Ficha técnica herramienta de investigación.....	129
Tabla 22. Tamaño muestral para aplicar la herramienta de investigación.....	130
Tabla 23. Actividad económica de acuerdo al código CIIU.....	133
Tabla 24. Marco regulatorio en los componentes tarifarios	146
Tabla 25. Tipo de tarifas ofrecidas por los comercializadores (monomías horarias).....	146
Tabla 26. Franjas horarias tarifa doble ofrecidas por los comercializadores	147
Tabla 27. Franjas horarias tarifa triples ofrecidas por los comercializadores.....	147
Tabla 28. Porcentaje de aumento en las horas punta de la tarifa doble.....	147
Tabla 29. Porcentaje de aumento en las horas punta y media de la tarifa triple	148
Tabla 30. Características de los programas RD existentes.....	153
Tabla 31. Definición y objetivos de los programas RD	155
Tabla 32. Fortalezas, limitaciones y acciones habilitantes de los programas RD	155
Tabla 33. Atributos para programas RD	158
Tabla 34. Atributos para el programa de tarifas intradiarias	159
Tabla 35. Atributos para el programa gestión de carga	160
Tabla 36. Atributos para el programa de demanda en el mercado	161
Tabla 37. Definición atributos para Programas RD+AE.....	162
Tabla 38. Roles y responsabilidades en el Programa Tarifa Intradiaria.....	167
Tabla 39. Interacciones en el programa de Tarifas Intradiarias	168
Tabla 40. Roles y responsabilidades en el Programa Gestión de Carga	170
Tabla 41. Interacciones en el Programa Gestión de Carga.....	171
Tabla 42. Roles y responsabilidades en el Programa Demanda en el Mercado	174
Tabla 43. Interacciones en el Programa Demanda en el Mercado	176
Tabla 44 Elementos de participación de recursos RD-AE en el mercado	177
Tabla 45 Criterios operacionales mínimos.....	179
Tabla 46. Interacciones en los esquemas ciudadano energético RD-AE.....	181
Tabla 47. Interacciones en los esquemas comunidad energética RD-AE.....	183
Tabla 48. Interacciones en los esquemas ciudad energética RD-AE.....	184
Tabla 49. Parámetros habilitadores de comunidades energéticas.....	185
Tabla 50. Aplicación de los tipos de programas RD asociados a la estabilidad de la red eléctrica	186
Tabla 51. Actores y dominios – Sistema de Respuesta de la Demanda	188
Tabla 52. Información intercambiada – Interacciones caso de uso RD Programa Tarifa Intradiaria	190
Tabla 53. Información intercambiada – Interacciones caso de uso RD Programa Gestión de Carga.....	192
Tabla 54. Información intercambiada – Interacciones caso de uso RD Programa Demanda en el Mercado	194
Tabla 55. Características de los programas RD	199
Tabla 56. Estándares para sistemas de Respuesta de la Demanda y AMI	204
Tabla 57. Ejemplo de categorías de interfaces lógicas NISTIR 7628	209
Tabla 58. Estándares SG para servicios de RD, DER, AMI, EV y Almacenamiento	214

Tabla 59. Emisiones de ciclo de vida para diferentes sistemas de almacenamiento	219
Tabla 60 Variables de entrada (datos reportados de forma horaria)	221
Tabla 61 Matriz de responsabilidades metodología GEI RD	222
Tabla 62 Ejemplo factores de emisión (I) para programas RD no despachables.....	226
Tabla 63 Ejemplo Factor de Emisión estipulado para las diferentes franjas horarias	227
Tabla 64. Cálculo para la propagación de errores según la operación	230
Tabla 65 Ejemplo cálculo de incertidumbre asociada el FE	230
Tabla 66 Indicadores de monitoreo	231
Tabla 67 Variables de entrada	234
Tabla 68 Lineamientos políticos (diseño)	238
Tabla 69 Lineamientos políticos (habilitación)	239
Tabla 70 Lineamientos de reglamentación regulatoria (planeamiento)	239
Tabla 71 Lineamientos de reglamentación (planeamiento).....	240
Tabla 72 Lineamientos regulatorios (funcionamiento)	240
Tabla 73 Lineamientos de planeamiento (Funcionamiento)	241
Tabla 74 Lineamientos de política (empoderamiento)	241
Tabla 75 Lineamientos regulatorios (empoderamiento)	241
Tabla 76 Lineamientos normativos (empoderamiento)	242
Tabla 77 Lineamientos políticos (seguimiento).....	242
Tabla 78 Lineamientos normativos (seguimiento)	243



Gestión de la demanda para la mitigación de GEI

En este capítulo se muestran los antecedentes necesarios para contextualizar al lector con respecto a los temas tratados en este estudio, los cuales incluyen:

Los compromisos de mitigación de emisiones adoptados por Colombia en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y como país miembro de la Conferencia de la Partes.

De igual manera también se describen las líneas estratégicas que fueron adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía, y se hará hincapié en la línea concerniente a la gestión eficiente de la demanda, con respecto a este tema se describen las normativas habilitadoras para llevar a cabo el compromiso de Colombia de mitigar emisiones GEI.

1. Gestión de la demanda para la mitigación de GEI

El desarrollo económico en Colombia ha venido acompañado del incremento del consumo de energía y con éste el aumento de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Sin embargo, debido a cambios en la oferta tecnológica que busca producir más con los mismos o menos recursos, teniendo en cuenta que estos son cada vez más escasos y costosos. La apuesta es entonces, continuar con el crecimiento económico velando por un consumo de energía eficiente, esto en un contexto de responsabilidad con el medio ambiente. En el país, las emisiones provenientes del consumo de energía eléctrica son relativamente bajas, debido a que la principal fuente de generación de electricidad es la proveniente del agua. No obstante, teniendo en cuenta el compromiso de reducir las emisiones GEI proyectadas a 2030 adquirido por Colombia en la COP21, el sector eléctrico, juega un papel importante para cumplir con dichas metas.

Los compromisos del sector minero-energético en la mitigación de GEI, tienen las siguientes líneas estratégicas (Ministerio de Minas y Energía, 2018)

- **Eficiencia energética:** Esta línea estratégica busca implementar medidas que lleven a un consumo energético sostenible y eficiente. La eficiencia energética se desarrollará como eje transversal en los sectores de energía eléctrica, hidrocarburos y minería.
- **Emisiones Fugitivas:** Promueve una gestión adecuada de las emisiones fugitivas que se den en los procesos de extracción en el país, para aprovecharlas en otros fines. El aprovechamiento de estas puede presentar un beneficio económico para las empresas. Esta línea estratégica se empleará en la producción de gases y petróleo, y también se aplicará en la minería a cielo abierto.
- **Generación:** Promueve la diversificación de la matriz energética del país, la inclusión de autogeneradores mediante fuentes alternativas de energía; así mismo, busca que las Zonas no Interconectadas (ZNI) cambien la manera de generar electricidad y reduzcan su dependencia de los combustibles fósiles. También se busca que el desarrollo de las FNCE sea amigable con el medio ambiente.
- **Gestión de la Demanda:** Busca minimizar la diferencia en el consumo de energía eléctrica entre horas pico y horas valle. Así mismo, busca que la generación de energía en horas valle se haga partir de fuentes no contaminantes, y que se implemente el uso de redes inteligentes, y tarifas variables en el tiempo. Además, se incluye el uso del Reglamento Técnico de Etiquetado (RETIQ) para electrodomésticos más eficientes.

Para llevar a cabo este compromiso se han desarrollado unas normatividades, las cuales pretenden ayudar con el cumplimiento de la meta nacional en mitigación de gases de efecto invernadero. Estas normativas se muestran en la Figura 1. También teniendo en cuenta lo estipulado en Decreto MME 2492 de 2014, en el cual se dictan los lineamientos para la implementación de la gestión de la demanda, se hace necesario que los usuarios sean parte activa en el consumo de la electricidad, y además que este se haga de la manera más amigable posible con el medio ambiente, emitiendo la menor cantidad de GEI que sea posible.

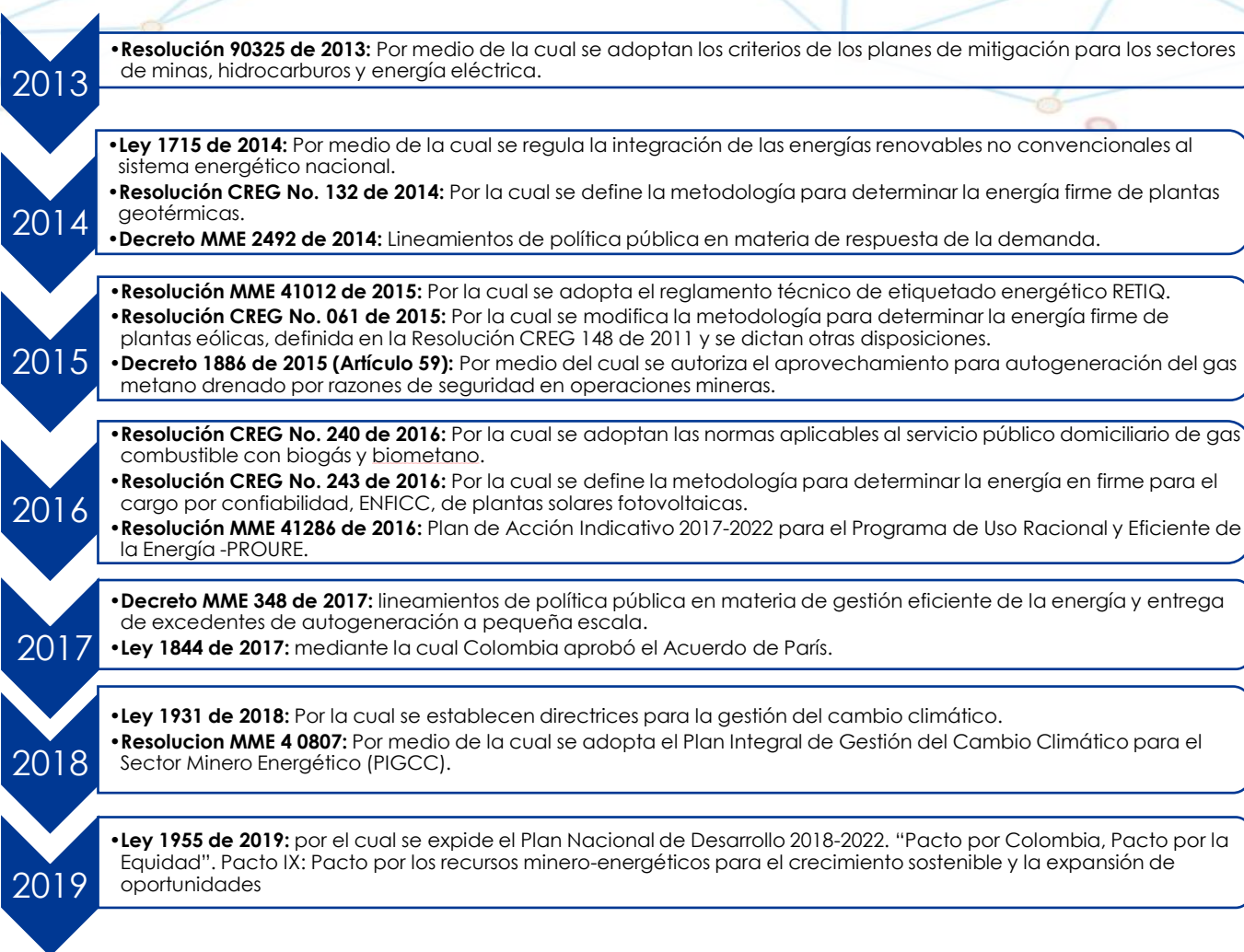


Figura 1. Normativas habilitantes para cumplimiento de Colombia en el COP 21.

Fuente: Adaptado de (Ministerio de Minas y Energía, 2018)

Como precedente a la consolidación de mecanismos que permitan la mitigación de GEI, en 2017, Colombia Inteligente, con el soporte de la oficina de asuntos Sociales y Ambientales del MME y el Centro de Investigación en Agricultura Tropical (CIAT) realizó un estudio en el que se identificó el potencial de demanda activa para la mitigación de GEI, cuarto lineamiento del PIGCC mediante la inserción de mecanismos de respuesta de la demanda RD (Colombia Inteligente, 2018a). En este sentido, fueron evaluados los mecanismos como Apagar paga en 2015 y Desconexión de Demanda Voluntaria (DDV) implementados en el país hasta la fecha. El mecanismo de DDV, le permite al generador acudir a través de los comercializadores, a los usuarios del Sistema Interconectado Nacional, SIN; con la condición de que los usuarios logren efectivamente reducir su consumo de energía, de manera que la reducción del usuario se descuenta de la obligación que tiene el generador de entregar una cantidad de energía comprometida en el cargo por confiabilidad. Los usuarios que optan por la desconexión lo hacen principalmente porque pueden modificar su proceso productivo o porque cuentan con equipos de generación de respaldo.

A su vez, el Ministerio de Minas y Energía expidió la resolución 4 0807 de 2018. En esta definió el Plan Integral de Gestión de Cambio Climático - PIGCC, que tiene como objetivo enfrentar de manera temprana los riesgos que se originan en el cambio climático para el sector minero energético a través de la reconversión tecnológica de equipos, procesos más eficientes energéticamente, transformación de las zonas no interconectadas, diversificación de la matriz energética, gestión de la demanda y gestión de las emisiones fugitivas del sector hidrocarburos.

En particular la línea estratégica de gestión de la demanda es la que atañe a este estudio. De acuerdo a lo anterior, en la Tabla 1 se muestran las actividades correspondientes a la línea estratégica de gestión de la demanda.

Tabla 1. Actividades correspondientes a la línea de gestión de la demanda

Fuente: tomado de (Ministerio de Minas y Energía, 2018)

Acción	ID	Actividades	Responsable	Aliados - Apoyo
Tarifa Horaria (tarifa diferenciada)	GD. A1	Establecer los lineamientos de política que permitan el desarrollo de la regulación requerida para la implementación de modelos de tarificación horaria y/o canasta de tarifas a los usuarios del sistema	MME (OARE)	UPME
	GD.A2	Promover el uso de equipos que permitan el almacenamiento de energía eléctrica como herramienta para la gestión eficiente de la energía mediante el desplazamiento de los picos de demanda	MME (OARE)	CREG, UPME, Colombia Inteligente, Empresas comercializadoras
	GD.A3	Impulsar la implementación de los objetos dispuestos en la resolución MME 0072 de 2018 sobre la infraestructura de medición avanzada – AMI, la que la modifique o sustituya; y lo definido en la línea de acción 25 del CONPES3934 de política de crecimiento verde	MME (OARE)	CREG, UPME, Colombia Inteligente, Empresas comercializadoras
Agregador de la demanda	GD.B1	Definir y reglamentar el mecanismo que habilite la agrupación de usuarios para ofertar su demanda de energía eléctrica en el mercado de energía	MME (OARE)	CREG, UPME, Colombia Inteligente, Empresas comercializadoras

Así mismo en el año 2018, el Ministerio de Minas y Energía llevó a cabo un estudio que tenía por objeto: “Realizar un estudio que permita definir lineamientos de política y regulación energética para incentivar mecanismos de respuesta de la demanda en el país, y el uso de infraestructuras de almacenamiento de energía.” Este se llevaría a cabo teniendo en cuenta un análisis de experiencias internacionales en mecanismos de respuesta de la demanda y la integración de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrico en el sistema eléctrico, de igual manera también se debía revisar los lineamientos existentes para identificar los ajustes regulatorios necesarios para promover la implementación, algunas de las recomendaciones del estudio con respecto a la ejecución en el país son:

- Despliegue de AMI.
- Reglamentación de la figura del agregador.
- Incluir la respuesta de la demanda en los planes de expansión.

Con base en las reglamentaciones anteriores es que la organización Colombia Inteligente junto con el Ministerio de Minas y Energía tienen como objetivo la masificación de los mecanismos de respuesta de la demanda, los cuales promueven el crecimiento económico y el bienestar en Colombia de forma sostenible y mayor eficiencia en la operación del sistema, que derivan directamente en ahorros e incentivos para los usuarios y la mitigación de emisiones de GEI. Dichas emisiones pueden ser mitigadas con mecanismos de respuesta de la demanda, en los cuales se pueden reducir y/o desplazar consumos de energía eléctrica desde horas pico en las que se utilizan fuentes energéticas con un alto factor de emisión, hacia horas en las que técnicamente es posible generar con fuentes con menor factor de emisión. El presente proyecto persigue dos objetivos principales: contribuir a la reducción de las emisiones en Colombia y empoderar al usuario final del sistema de energía eléctrica, logrando que éste perciba beneficios producto de ingresos o ahorros en el costo de la electricidad, que como se ha demostrado es un factor importante en la reducción de pobreza para los países en desarrollo.

Además, identificar y evaluar programas RD que pueden implementarse en Colombia, entre ellos tarifas intradiarias, control directo de cargas y ofertas en el mercado, con el objetivo de habilitar la participación de la demanda de energía como un actor activo dentro de la operación y planeación del sistema eléctrico, la cual entre otros beneficios aporta a la mitigación de GEI del sector energético. De esta manera, se requiere diseñar una metodología para reportar el aporte de los programas RD en dicha mitigación, permitiendo a los diferentes actores como empresas, entidades de gobierno e instituciones internacionales realizar seguimiento y control.



Estrategias de monitoreo de GEI

En este capítulo se estudian las diferentes metodologías para hacer monitoreo de las emisiones de GEI; entre ellas se hace una contextualización de metodologías que se usan a nivel internacional tales como: *GHG Protocol*, *ISO 14064*, *Bilan Carbone*®, entre otras. Así mismo, se hace una revisión sobre los mecanismos y herramientas de monitoreo que se usan a nivel nacional como por ejemplo, el SINGEI, el RENARE y la calculadora de Emisiones (UPME) FECOC la cual permite determinar factores de emisión y las emisiones debidas al uso de diferentes tipos de combustibles y electricidad.

Finalmente, se define la línea base de emisiones de acuerdo al GHG, y las características de línea base de emisiones para programas que puedan controlar la forma en que se consume la energía eléctrica, entendida como despachable, o en la que no, denominadas no despatchables de energía para determinar el procedimiento para el cálculo del factor de emisión.

2. Estrategias de monitoreo de GEI

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. En este capítulo se estudian las diferentes metodologías para hacer monitoreo de las emisiones de GEI; entre ellas se hace una contextualización de metodologías que se usan a nivel internacional tales como: GHG Protocol, ISO 14064, Bilan Carbone®, entre otras. Así mismo, se hace una revisión sobre las herramientas de monitoreo que se usan a nivel nacional algunos ejemplos son el RENARE la cual es una herramienta que se empezó a emplear desde el 2018 y la calculadora de Emisiones (UPME) FECOC la cual permite determinar factores de emisión y las emisiones debidas al uso de diferentes tipos de combustibles y electricidad.

Finalmente, se muestra la definición de la línea base de emisiones de acuerdo al GHG, y la línea base de emisiones para programas despachables y no despachables de energía.

2.1. Metodología de monitoreo de GEI:

Con las metodologías de monitoreo de GEI se busca establecer una línea base de emisiones debidas al consumo de electricidad, como se mencionó anteriormente en esta sección se hace una revisión en las metodologías usadas a nivel internacional, las cuales sirven de base para las herramientas de monitoreo que se utilizan en el país.

La huella de carbono es un indicador ambiental que busca reflejar el total de GEI emitidos por efecto directo o indirecto de un individuo, organización, evento o producto. Este impacto sobre el medio ambiente se mide a partir de un inventario de emisiones de GEI, siendo el inventario, el reporte de la cantidad de GEI emitidos y absorbidos hacia y desde la atmósfera como resultado de actividades humanas, para un período de tiempo y territorio definidos o un análisis de ciclo de vida según la tipología de huella.

En la huella de carbono se miden las emisiones CO₂ equivalentes de las organizaciones en tanto que el análisis de ciclo de vida lo hace a los productos o servicios. Una vez conocido el tamaño y la huella, es posible implementar una estrategia de reducción y/o compensación de emisiones, a través de diferentes programas, públicos o privados. En los inventarios sólo se reportan los 6 GEI generados por las actividades humanas: Dióxido de carbono (CO₂), Metano (CH₄), Óxido nitroso (N₂O), Hidrofluorocarbonos (HFC), Hexafluoruro de azufre (SF₆), Perfluorocarbonos (PFC).

A continuación, se presentan las metodologías de cálculo de emisiones de GEI en general y en particular en el sector eléctrico, con el objetivo de establecer la forma más conveniente en el contexto colombiano, de medir las emisiones GEI que permitan establecer una línea base de emisiones por consumo de electricidad, y con ella determinar la efectividad de los mecanismos de reducción y/o desplazamiento (RD) de demanda eléctrica para reducir emisiones en los diferentes sectores económicos.

2.1.1. Contexto internacional:

El impacto ambiental, debido a la huella de carbono se determina llevando a cabo un inventario de emisiones de GEI o un análisis de ciclo de vida según la tipología de huella, siguiendo normativas internacionales reconocidas, tales como ISO 14064, ISO 14069, ISO 14067, PAS 2050 o GHG Protocol entre otras, en la Tabla 2 se muestran una normativas con sus respectivos objetivos.

Tabla 2. Normativas de monitoreo de GEI a nivel internacional

Fuente: Elaboración propia

Metodología	Objetivo
GHG Protocol: Protocolo de Gases de Efecto Invernadero.	El GHG Protocol contiene métodos de contabilidad de los seis GEI previstos por el protocolo de Kioto (CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, HFC's, PFC's y SF ₆) mundialmente reconocidos y en la elaboración de inventarios de GEI las fronteras de emisión pueden ser aplicadas a diferentes niveles, tipos y tamaños de organizaciones. La principal importancia de definir las fronteras y los alcances de las emisiones radica en garantizar que las emisiones no se contabilizaran dos veces.
ISO 14064 Validación y verificación de GEI	El principal objetivo de esta norma es dar credibilidad y veracidad a los reportes de emisión de GEI, así como a las declaraciones de reducción o remoción de GEI. Esta norma dispone de tres partes que contienen los principios, criterios y etapas requeridos para una adecuada contabilización y verificación en el cálculo de las emisiones de GEI, estableciendo las mejores prácticas a nivel internacional en materia de gestión, reporte y verificación de datos e información asociados a los GEI (Ihobe, 2012).
PAS 2050 y 2060. British Standard Institution (BSI)	Las Especificaciones Públicamente Disponibles (PAS por sus siglas en inglés) 2050 y 2060 fueron creadas por el British Estándar Institution para cuantificar emisiones por ciclo de vida de un producto y huella de carbono de una organización, respectivamente. El PAS 2050 diferencia 2 tipos de ciclos de vida, en función del tipo de producto: i). Business to Business, ii) Business to Customer.
Bilan Carbone®	El método Bilan Carbone® tiene en cuenta todos los gases de efecto invernadero definidos por el IPCC para todos los flujos físicos sin los cuales la organización no podría funcionar. Este método permite, por tanto, a las empresas y colectividades territoriales realizar una evaluación global de las emisiones de GEI, ya sean directas o indirectas. Cuenta con una herramienta que permite estimar las emisiones directas e indirectas de los GEI, relacionadas con actividades industriales, empresariales y de otras asociaciones y entidades administrativas (BSI, 2014).
Metodología para consumos de electricidad desplazados con el fin de lograr una generación de bajas emisiones	Esta metodología es aplicable a las actividades de proyectos que utilizan un servicio de aviso de carbono para cambiar el uso de electricidad de los dispositivos de los períodos de alta intensidad de carbono a los períodos de baja intensidad de carbono. El desplazo en los patrones de consumo de electricidad por parte de la demanda se da motivado por un servicio de alertas o señales basado en el cálculo de la intensidad de carbono en tiempo real de la red por parte del servicio de asesoramiento; este servicio de asesoramiento es el encargado de poner a disposición de la demanda las señales de aviso.

2.1.2. Contexto nacional:

Colombia comenzó a reportar el inventario de GEI desde 1990². Este estudio realizado por ACCEFYN (Academia Colombiana de Ciencias Exactas Físicas y Naturales). Se encontró que la fuente que más generaba emisiones de CO₂ era la silvicultura y el uso de la tierra (68,6%) mientras que el sector Energía emitía el resto de CO₂ (31,4%).

En el 2008, se presentó el segundo inventario nacional de GEI correspondiente a los años 2000-2004, el cual resalta un avance significativo en las metodologías empleadas, comparado con el primer informe. Este segundo informe fue liderado por el IDEAM, el entonces Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT) y las Corporaciones autónomas Regionales. En este segundo inventario se presenta que el CO₂ equivalente total generado por el país entre los años del inventario, corresponde a Energía (36,89%), Procesos Industriales (4,14 %), Agricultura (36,70%) Uso de la tierra, Cambio en el uso de la tierra y Silvicultura (17,03%) y Tratamiento de residuos (5,35%). Dicho inventario se viene realizando, usando la metodología IPCC en sus distintas versiones.

² Inventario preliminar de gases de efecto invernadero fuentes y sumideros: Colombia 1990. Resumen Ejecutivo. ACCEFYN.

La metodología de monitoreo de Respuesta de la Demanda (RD) para mitigación de GEI a desarrollar, debe de estar alineada con el esquema MRV (Monitoreo Reporte y Verificación) de manera que toda la información ingresada al sistema cumpla con los principios establecidos para el este. De igual manera, conscientes de la importancia de monitorear las emisiones de GEI, municipalidades y organizaciones analizan las emisiones de GEI generadas dentro de sus límites. Estos inventarios siguen normas internacionales, principalmente las establecidas por el GHG Protocol. A continuación, en la Tabla 3 se muestran las herramientas usadas para la determinación de las emisiones de GEI en Colombia.

Tabla 3. Herramientas de monitoreo de GEI a nivel nacional

Fuente: Elaboración propia

Tipo	Objetivo
Sistema de Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero (SINGEI)	Los inventarios de GEI constituyen la principal forma de cuantificación de la cantidad de GEI emitidas hacia la atmosfera como resultado de actividades humanas, al igual que la cantidad de absorciones por sumideros de carbono ocurridas en el país en un lapso determinado de tiempo.
RENARE	Esta plataforma ha sido construida como parte del Plan Estratégico del SIAC del MADS, el cual incluye dentro de sus estrategias del 2016 adelantar tareas de articulación entre los sistemas de información del MADS, IDEAM y ANLA, basadas en el desarrollo de mecanismos de interoperabilidad para que la Ventanilla Única de Trámites Ambientales del Ministerio, sea utilizada como único canal de registro de información ambiental, y que cuente con mecanismos de interoperabilidad con el Registro Único Ambiental-RUA, los Informes de Cumplimiento Ambiental-ICA y el Registro Nacional de Reducción de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).
Calculadora de emisiones (UPME) FECOC	La calculadora FECOC (Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos) permite determinar factores de emisión y las emisiones debidas al uso de diferentes tipos de combustibles y electricidad.
Factor de emisión- FE	Para proyectos de mecanismo de desarrollo limpio (MDL): Para este tipo de proyectos el cálculo del FE está basado en el "Tool to calculate the emission factor for an electricity system", herramienta establecida por la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) y cuya finalidad es determinar el factor de emisión de CO₂ Para inventarios de emisiones de gases efecto invernadero (GEI), huella de carbono o factor de emisión de la generación eléctrica (FEG): El Factor de Emisión del SIN puede ser empleado para proyectos y mediciones específicas de emisiones de GEI, para estimación de GEI por consumo de energía eléctrica, para calcular inventarios de emisiones de GEI y para calcular la huella de carbono empresarial o corporativa (mediante la cual se cuantifican las emisiones de GEI de una organización y se identifican las acciones específicas con el fin de mejorar la gestión de los GEI).

2.2. Línea base de emisiones según el protocolo GHG

El protocolo GHG propone estimar la tasa de emisiones de referencia (ER: tasa de emisiones de línea base) como una función de los márgenes de operación (OM) y de construcción (BM) asociados a proyectos que busquen promover la generación de energía eléctrica con fuentes diferentes a las fósiles o proyectos que busquen reducir o evitar el consumo de energía eléctrica. La forma de estimar la tasa de emisiones de línea es:

$$ER_{\text{Línea base},t} = \omega BM + (1 - \omega) OM_t$$

Donde,

$ER_{\text{Línea base},t}$: tasa de emisiones de referencia en un periodo determinado (p.e. $\frac{tCO_2-eq}{MWh \cdot año}$)

BM : factor de emisión del margen de construcción (no varía con el tiempo)

OM_t : factor de emisión del margen de operación durante el periodo t

ω : peso relativo asignado al BM

El GHG Protocol considera de manera holística las emisiones generadas durante las etapas de construcción de los nuevos proyectos (BM), y dada la naturaleza de los programas de respuesta de la demanda, de acuerdo a lo propuesto por la metodología, se considera que este tipo de proyectos o programas no se considera como un aporte a la capacidad de la red, por lo tanto, el factor de emisión asociado al margen de construcción al igual que el peso relativo (ω) se toman como cero (0).

De manera que para proyectos que buscan gestionar el consumo de energía eléctrica, como los programas de RD, las emisiones de línea base serán iguales al factor de emisión durante su operación.

$$ER_{\text{Línea base},t} = OM_t$$

Finalmente, para calcular la línea base de emisiones totales para un periodo de tiempo dado, basta con multiplicar la tasa de emisiones de referencia por el delta de energía evitado asociado a la RD, de la siguiente manera:

$$BE_t = ER_{\text{Línea base},t} \times GEN_{pro,t}$$

$$BE_t = OM_t \times GEN_{pro,t}$$

Donde,

BE_t : línea base de emisiones

$GEN_{pro,t}$: energía evitada por el programa durante el periodo t

El GHG Protocol propone que línea base de emisiones es función del factor de emisión que se tenga en un periodo horario determinado multiplicado por el delta de energía que se dejó de consumir durante ese periodo

El factor de emisión ideal asociado al margen operativo está ligado de manera directa a las plantas de generación de energía que reducen o modifican su funcionamiento como consecuencia de la activación de programas de RD, sin embargo, obtener esta relación directa supone una tarea difícil cuasi imposible de determinar. Los métodos propuestos para estimar el factor de emisión durante la operación son:

1. **Promedio de seguimiento de carga:** determina las emisiones medias anuales de las plantas despachadas.
2. **Promedio marginal:** utiliza un análisis basado en la curva del perfil de generación promediando las emisiones asociadas a los diferentes recursos de generación (agua, carbón, gas, etc.) para las plantas de generación que se encuentren al margen³ en un periodo de tiempo determinado.
3. **Marginal histórico:** toma como base datos históricos, como los perfiles de despacho, para determinar los factores de emisión marginal para cada hora.
4. **Marginal modelado:** utiliza la modelación del despacho para determinar el factor de emisión marginal para cada hora que el programa se va a encontrar activo.

³ A medida que las unidades de generación de energía son despachadas aumentando los costos, esto significa que cuando se incrementa la demanda de electricidad, usualmente la primera planta de energía que aumenta su producción es la última que se despacha.

El método a elegir para determinar ese factor de emisión asociado al margen de operación dependerá de diversas variables, tales como relevancia del contexto en el cual se va a utilizar el OM, consistencia y replicabilidad en varios ambientes operacionales, precisión y exactitud de los datos a monitorear y la necesidad de actualizar los factores de emisión constantemente.

Para proyectos o programas que no requieran una actualización constante de los factores de emisión, el GHG Protocol sugiere realizar el cálculo con los métodos 3 y 4 con base en históricos y modelaciones; para proyectos que necesiten de una actualización constante de los factores de emisión, se sugieren los métodos 1 y 2.

2.2.1. Línea base de emisiones para la gestión de la demanda

La estimación de la línea base de emisiones de GEI usualmente se determina teniendo en cuenta el histórico de emisiones totales generadas por un país, corporación o sector en un periodo determinado, de manera que permita establecer objetivos y metas de reducción que permitan posteriormente comparar futuros resultados medidos con los reportados en la línea base. Es así como en el 2001 en la Primera Comunicación Nacional ante la Convención Marco de las Naciones Unidas, utilizando las directrices establecidas por el IPCC, se determinó el escenario de referencia de emisiones para el sector de energía con información histórica de los años 1990-1994, mediante la construcción del escenario de situación normal (BAU por sus siglas en inglés) y la proyección de escenarios de mitigación que dieron lugar a la consolidación de una meta nacional de reducción de emisiones frente al Acuerdo de París.

De acuerdo a lo anterior, en este estudio se consideran dos tipos de mecanismos que describen el comportamiento de la demanda, la demanda no despachable la cual no puede ser gestionada por un tercero, y la demanda despachable, aquella que puede controlarse de forma remota o vía un tercero que define la forma de gestionar la demanda.

Demanda NO despachable

Dado que los programas RD no despachables son motivados por programas y políticas donde la decisión de participar o no depende enteramente de los usuarios finales, se espera que exista un cambio cultural por parte de estos para que desplacen sus consumos de energía. Este tipo de programas está asociado al esquema tarifario que esté vigente, que establece reglas claras para todos los agentes del sistema, por lo cual es preciso disponer de valores establecidos para realizar el cálculo de emisiones. La demanda de energía de línea base para los programas RD no despachable está dada por la proyección de demanda determinada para el periodo en curso:

$$\text{Energía}_{LB} = \text{proyección de demanda}$$

El Factor de Emisión de Línea Base (FE) para este tipo de programas es el FE propuesto para programas RD no despachables; se calcula con base en los datos de emisiones y energía generada reportados hasta ese momento por las plantas de energía durante un periodo de tiempo dado (t).

$$FE_{LB} = FE_{h,d,m} = \frac{\text{Histórico de emisiones de GEI}_{h,d,m}}{\text{Histórico de Energía total generada}_{h,d,m}}$$

Por lo tanto, la línea base contra la cual se comparará el resultado de las emisiones de GEI reales mitigadas por los programas de RD no despachables, estará dada por las emisiones de GEI pronosticadas si no se activara ningún plan de RD; estas emisiones se estiman de la siguiente manera:

$$GEI_{LB|ND} = \text{Proyección de demanda} \times FE_{ND|h,d,m}$$

Donde,

$GEI_{LB|ND}$: Emisiones de línea base para programas RD no despachables

Proyección de demanda: demanda de energía eléctrica proyectada para un periodo de tiempo

$FE_{ND|h,d,m}$: Factor de Emisión para programas RD no despachables dado para una hora, día y mes dado

Demanda despachable

Para programas RD despachables los cálculos de línea base se hacen con base en la información del pronóstico de demanda diario y del despacho programado referente al programa de generación para cada uno de los recursos asignados en el despacho coordinado del día, de manera que permita pronosticar el comportamiento de las emisiones y la demanda esperado en un escenario en el cual no se aplique ningún programa RD.

La demanda de energía para la línea base en programas RD despachables es el pronóstico de la demanda considerado en el despacho programado

$$Energía_{LB} = \text{pronóstico de demanda}$$

Para determinar el Factor de Emisión de línea base (FE_{LB}), la ventana de medición de las emisiones y energía de línea base se calculan utilizando el promedio histórico reportado de forma horaria para el día equivalente (hábil, sábado y no hábil) inmediatamente anterior.

$$FE_{LB} = \sum_{Planta\ j} \frac{GEI_{LB|Planta\ j}}{EEG_{LB|Planta\ j}} \times Participación_j \quad Participación_j = \frac{Energía\ planta_j}{Energía\ total\ programada}$$

↓
↓

Hora a hora
 En el despacho programado

$GEI_{LB|Planta\ j}$: Emisiones históricas de GEI reportadas por la planta j

$EEG_{LB|Planta\ j}$: Generación de energía asignada a la planta j en el despacho programado

Por lo tanto, la línea base de emisiones (GEI_{LB}) para programas RD despachables está dada por:

$$GEI_{LB} = \text{Pronóstico de demanda} \times FE_{LB}$$



Respuesta de la demanda

En este capítulo se profundiza en los diferentes mecanismos para incentivar la RD, y las características o atributos que estos deben tener para su correcto funcionamiento.

En segundo lugar se discute la RD con almacenamiento de energía el cual juega un rol relevante para reducir o desplazar la curva de demanda, la inclusión de fuentes renovables de energía, y el desarrollo de las redes inteligentes. Se consideraron tres subtemas para el identificar el uso del almacenamiento de energía a saber: almacenamiento de energía térmico, en segundo lugar está el almacenamiento de energía eléctrico, el tercer subtema se refiere a los sistemas de gestión energética, el cual puede darse en edificios, hogares, comunidades o distritos energéticos. Además, se describen aplicaciones del almacenamiento de energía en programas RD, para conocer dichas aplicaciones se recurre a estudiar los casos de uso existentes en el mundo, proyectos piloto, o sistemas en operación comercial en mercados de USA, Alemania y Francia.

La última parte de esta sección se ilustra sobre las aplicaciones del almacenamiento de energía en programas RD y se describen los temas relacionados con la línea base de consumo de energía donde se define el tipo de proceso, criterios, supuestos y requerimientos de información.

3. Respuesta de la demanda

Los sistemas de gestión de la demanda son una de las aplicaciones que mejor se adapta a la necesidad de interacción de doble vía entre el distribuidor y el consumidor de energía dentro de lo definido en las premisas de las redes inteligentes (Xie Yingxin, Wang Fengyu, Li Xiaozhen, Wu Maomao, & Wang Dapeng, 2013) Esto permite controlar los picos de demanda de energía a través de incentivos económicos o medidas coercitivas como el aumento del precio de la energía en horarios pico de demanda para trasladar esos consumos pico a horas valle y así optimizar el uso de la infraestructura eléctrica (Shen, 2015) En ese sentido se debe tener en cuenta que la respuesta de la demanda es un mecanismo con el cual se gestiona la demanda para disminuir los picos de energía en la línea base de consumo.

En esta sección, se profundiza en los diferentes mecanismos para incentivar la RD, y las características o atributos que estos deben tener para su correcto funcionamiento, en segundo lugar se discute la RD con almacenamiento lo cual es importante para reducir el pico de la curva de demanda, la inclusión de fuentes renovables de energía, y el desarrollo de las redes inteligentes. El almacenamiento de energía se divide en tres subtemas a saber: almacenamiento de energía térmico, donde se incluyen aires acondicionados, producción de aguas sanitarias y el precalentamiento o preenfriamiento de espacios. En segundo lugar está el almacenamiento de energía eléctrico, en este subtema se incluye el traslado de generación solar o fotovoltaica el cual se puede utilizar para autoconsumo o para la venta a la red y también se incluye el almacenamiento basado en baterías. Por último, el tercer subtema se refiere a los sistemas de gestión energético a nivel de comunidades o distritos térmicos y sus aplicaciones.

La última parte de esta sección se ilustra sobre las aplicaciones del almacenamiento de energía en programas RD, para conocer dichas aplicaciones se recurre a estudiar los casos de uso existentes en el mundo, proyectos piloto, o sistemas en operación comercial, algunos de los mercados que se estudian son: PJM, CAISO, ENERCOT, entre otros.

Finalmente, la tercera sección discute los temas relacionados con la línea base de consumo de energía, iniciando por el proceso a seguir para su obtención, luego de los criterios y supuestos que se deben tener en cuenta, también se ilustra acerca de los requerimientos de información necesarios, los cuales incluyen información de la línea base, información del evento y procesos especiales. La importancia de esta línea base de consumo radica en que esta permite mostrar de forma cuantitativa los consumos de energía de los usuarios y tipificarlos según los tipos de días que se tengan, bien sean días laborales, sábados, domingos y festivos. Además, la línea base de consumo también sirve para diferenciar los consumos de los usuarios en caso de que estos estén participando en los programas de RD, pues se puede calcular los consumos incluyendo RD y los consumos sin incluirla.

3.1. Mecanismos para incentivar la respuesta de la demanda

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE por sus siglas en inglés) propone dos tipos de mecanismos para incentivar programas de respuesta de la demanda, los programas basados en precios y los programas basados en incentivos, que dependen del periodo en que se realiza la planeación de los sistemas de potencia como se muestra en la Figura 2. Más adelante en esta sección se describen las principales características de estos mecanismos (DOE, 2016).

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

En la Tabla 4, se muestra un resumen de los programas RD existentes y su descripción.

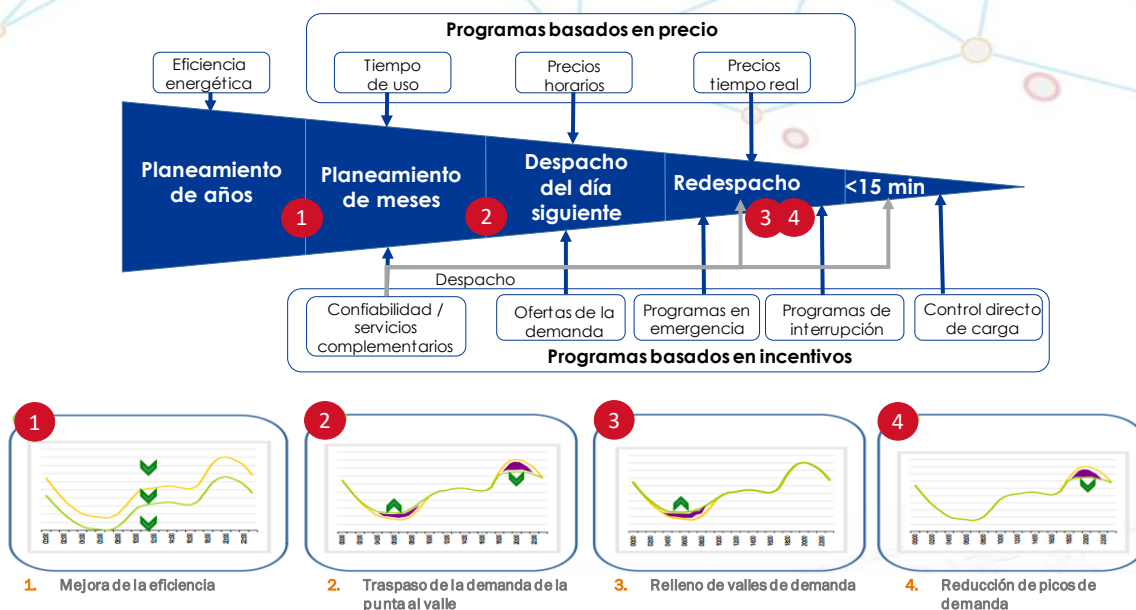


Figura 2 Línea base de políticas y regulación en demanda activa para Colombia

Fuente: adaptado de (DOE, 2016)

Tabla 4. Programas de respuesta de la demanda.

Fuente: Elaboración propia.

Tipo	Programa	Descripción
Precio	Autónomo (AT) (real time)	Información del precio de la energía en tiempo real (< 1 hora) y el usuario decide en que periodos de tiempo consume energía eléctrica.
	Cambio de Horario (CH) (time of use)	Se acuerda cambiar el uso de energía eléctrica de periodos picos del día a horas no pico y se ofrece menor precio de la energía o descuento (precios para diferentes periodos).
	Condición Crítica (CC) (Critical peak pricing)	Se define un alto precio para desincentivar el consumo durante el periodo pico.
Incentivos	Control Directo de Carga (CDC) (Direct load control)	Se acuerda la desconexión automática de carga durante algún evento programado a cambio de incentivos económicos en la factura del usuario.
	Carga Interrumpible/reducible (CIR) (Interruptible and curtailable)	Se acuerda la desconexión manual o de carga durante algún evento programado del usuario.
	Oferta mercado energía (ODE) (Demand bidding / buyback)	La oferta de demanda (valor, menor consumo) hace parte del despacho económico del sistema y se remunera la cantidad a precio de bolsa o a un precio acordado previamente.
	Oferta servicios complementarios (ODC) (Ancillary service market)	La oferta de demanda (valor, menor consumo) se ofrece al mercado de servicios complementarios (AGC) y se remunera la cantidad a precio de AGC.
	Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) (Reliability Market)	La oferta de demanda (valor, menor consumo) acordada entre un generador con compromisos de Oferta de Energía Firme (OEF) y la demanda, y el generador la ofrece al mercado de confiabilidad (carga por confiabilidad / ENFICC).
	Emergencia / Racionamiento (ER) (Emergency demand response)	Incentivo económico (pago / multa al precio de escases) a la demanda, a cambio de una desconexión en caso de presentarse en el recurso energético o emergencia del sistema eléctrico.
	Sistema distribuido de energía (SDE) (DER, EV)	Incentivos para el uso de FNCER (AGPE / GD), almacenamiento o vehículo eléctrico (proceso carga / descarga) para participar en respuesta a la demanda (inyección o consumo de potencia / energía).

De acuerdo a la actividad realizada por Colombia Inteligente en el 2018 en el cual se calculó el potencial de los programas RD en el país, se definieron diferentes atributos para los programas RD. Los atributos se refieren a las características particulares que se deben tener en cuenta cuando se desean aplicar los programas de RD, algunos de estos son: mercado, arquitectura del programa, incentivo y seguimiento, en la Tabla 5 se muestran los atributos que se deben tener en cuenta, adicional a esto en la Tabla 6 se muestran una aplicación de los atributos para los programas basados en precio y de igual manera en la Tabla 7 pero en programas basados en incentivos.

Tabla 5. Atributos para programas RD

Fuente: Realización propia

Atributo	Descripción
Descripción del programa	Explicación breve del programa
Incentivos del programa	Recompensas o castigos que se reciben por la participación en los programas
Mercado	Definición del tipo de usuarios a los que está dirigido el programa RD
Notificación – Arquitectura	Es la forma en que se debe avisar a los usuarios sobre el evento de RD y la antelación con que debe notificarse
Seguimiento	Monitoreo que se le hace al programa RD

Tabla 6. Atributos para los programas RD basados en precio

Fuente: (Colombia Inteligente, 2018a)

Programa	Autónomo (AT)(real time)	Cambio de horario (CH)(time of use)	Condición crítica (CC)(critical peak pricing)	Control directo de carga (CDC) (Direct Load Control)	Carga interruptible/reducible (CIR) (Interruptible and curtailable)
Mercado	- Residencial. - Comercial - Instituciones	- Residencial. - Comercial - Instituciones - Industrial	- Residencial. - Comercial - Instituciones - Industrial	- Residencial. - Comercial - Instituciones - Industrial	- Comercial - Industrial
Arquitectura	Señales de difusión (broadcast) dirigidas a cualquier recurso, esté o no disponible.	Señales conocidas con anterioridad por las partes (horas, periodos)	- Señales dirigidas a facilitadores o agregadores. - Señales dirigidas a recursos individuales del cliente.	Señales dirigidas a dispositivos físicos (termostatos, AC, etc)	- Señales dirigidas a facilitadores o agregadores. - Señales dirigidas a recursos individuales del cliente
Incentivo	Recompensa: Ahorros en la factura Penalización: Ninguna	Recompensa: Ahorros en la factura Penalización: Ninguna	Recompensa: Pago por evento. Pago por disponibilidad. Penalización Multa por evento no participado. Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados.	Recompensa: Pago por evento. Pago por disponibilidad. Penalización: Multa por evento no participado. Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados.	Recompensa: Pago por evento Pago por disponibilidad Penalización: Multa por evento no participado. Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados.
Seguimiento	1 hora Sin Monitoreo. - No se notifica disponibilidad	3 periodos (pico, intermedio, valle). - Sin monitoreo. - No se notifica disponibilidad	- Establecimiento de una línea base. - En condiciones críticas (# de eventos, duración de eventos). - Desviaciones respecto a línea base	- Según condiciones del sistema precios o emisiones. - Desconexión real Reporte de disponibilidad por el usuario.	- Según condiciones del sistema precios o emisiones. - Desconexión real Reporte de disponibilidad por el usuario.

Tabla 7. Atributos para los programas RD basados en incentivos
 Fuente: (Colombia Inteligente, 2018a)

Programa	Oferta mercado energía (ODE) (Demand bidding / buyback)	Oferta servicios complementarios (ODC) (Ancillary service market)	Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) (Reability market, ENFICC)	Emergencia/Racionamiento (ER) (Emergency demand response)	Sistema Distribuido de Energía (SDE) (DER, EV)
Mercado	- Residencial. - Comercial - Instituciones - Industrial	- Comercial - Industrial	- Comercial - Industrial	- Residencial. - Comercial - Instituciones - Industrial	- Residencial. - Comercial - Instituciones - Industrial
Arquitectura	- Señales dirigidas a facilitadores o agregadores - Señales dirigidas a recursos individuales del cliente	Señales dirigidas a dispositivos físicos (termostatos, AC, etc)	Señales conocidas con anterioridad por las partes (horas, periodos)	- Señales dirigidas a facilitadores o agregadores - Señales dirigidas a recursos individuales del cliente	- Señales dirigidas a facilitadores o agregadores - Señales dirigidas a recursos individuales del cliente
Incentivo	Recompensa Pago según oferta en el mercado Penalización Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	Recompensa Pago según oferta en el mercado Penalización Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	Recompensa Pago según contratos bilaterales (Generador-Participante)	Recompensa - Pago por evento - Pago por disponibilidad Penalización - Multa por evento no participado - Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	Recompensa - Pago por evento - Pago por disponibilidad Penalización - Multa por evento no participado - Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados
Seguimiento	- Según la oferta en el mercado - Establecimiento de una línea base - Desviaciones respecto a línea base - Reporte de disponibilidad por el participante	- Según la oferta en el mercado - Desconexión real - Reporte de disponibilidad por el participante	- Activación de anillos de seguridad del cargo por confiabilidad - Desconexión real - Reporte de disponibilidad en el contrato	- Establecimiento de una línea base - Activación dependiendo condiciones del sistema - Desconexión real	- Horario - Establecimiento de una línea base - Desviaciones respecto a la línea base

3.2. Respuesta de la demanda con almacenamiento de energía

La importancia del almacenamiento de energía en el sector eléctrico radica en tres factores principales: la reducción de las diferencias de la curva de demanda, la integración de las fuentes de energía renovables y el desarrollo de las redes inteligentes. En la actualidad, se están desarrollando sistemas de almacenamiento a gran y pequeña escala buscando que sean eficientes y económicos. De hecho, las tecnologías que actualmente existen, desarrolladas o en proceso de desarrollo, podrán integrarse de manera exitosa a la generación de electricidad, para aumentar la confiabilidad del sistema, o como parte integradora de mecanismos asociados a programas de Respuesta de la Demanda (RD).

Actualmente, existen una serie de tecnologías que están siendo usadas en sistemas de almacenamiento de energía, y que podrían acoplarse a mecanismos de respuesta de la demanda. Sin embargo, al día de hoy no existe una tecnología de uso masivo que logre la acumulación en masa de grandes cantidades de energía y que estén acoplados a programas RD, los existentes están siendo usados para acumulación de pequeñas cantidades de energía. La implementación de sistemas de almacenamiento, permite el aplanamiento de la curva de demanda, con lo que se consigue aumentar la calidad en el suministro y una mayor estabilidad, aumentando de esta manera, la eficiencia del proceso y facilitando la integración de las fuentes tradicionales de generación con las renovables (Martín, 2016).

Particularmente, en el caso de la energía eólica y solar, cuya generación es intermitente, debido a su dependencia con la disponibilidad de la fuente primaria, la conexión directa con la red podría ocasionar problemas de abastecimiento e incluso, daños en los equipos de la red eléctrica debido a las fluctuaciones de corriente (GRISEC- UPME, 2018).

Teniendo en cuenta la intermitencia, además de un concepto denominado “factor de planta o de disponibilidad” que hace referencia a la capacidad de determinada tecnología de proporcionar la potencia instalada en determinado momento, las fuentes renovables presentan retos para sustituir de forma importante las fuentes convencionales. Sin embargo, con el almacenamiento de energía se podría aumentar la disponibilidad de energía eléctrica con fuentes intermitentes y asegurar la confiabilidad de la energía para que pueda ser adicionada a la red como participante de un programa RD.

Las tecnologías de almacenamiento de energía entregan beneficios técnicos, económicos y ambientales a toda la cadena energética, en la generación, la transmisión, la distribución, y el consumo final. Estos beneficios tienen que ver con la reducción de costos en la producción de electricidad y en el consumo, reducción de emisiones y/o servir de herramienta para manejar la demanda.

Los beneficios (o usos) se detallan a continuación (Ibrahim, Ilinca, & Perron, 2008; Martín, 2016):

- Estabilizar la red de distribución y transmisión (eficiente, confiable y de mejor calidad).
- Permitir un uso más eficiente de la generación existente.
- Sirve como un amortiguador de precios, es decir, es un elemento para suministrar energía cuando los costos de electricidad son altos (las horas pico).
- Reduce o disminuye la necesidad de instalar nuevas generadoras.
- Integración con energías renovables, de fuentes solares y eólicas reduciendo la volatilidad de la salida y su variabilidad.
- Servicios complementarios. Seguimiento de la carga, para ayudar a mantener un balance continuo entre la generación y la demanda. Estos son el control de potencia reactiva/voltaje, el control de frecuencia, la reserva del sistema y la capacidad de partida automática.
- Puede evitar anomalías en la red. Esto debido a que, si se presenta una falla en una red eléctrica, la energía almacenada puede descargarse para suplir energía durante la falla. Durante períodos de congestión de una línea que conecta el sistema local con uno alejado, un sistema de almacenamiento local puede aportar la energía que se traía desde el sistema alejado, hasta que la línea se descongestione.
- Aplicaciones en movilidad eléctrica. Gestión y optimización de los procesos de carga y uso de la infraestructura de carga para la integración de los vehículos eléctricos.
- Establecimiento de CES (*Community Energy Storage*). Pequeños sistemas de almacenamiento de energía conectados a transformadores secundarios que sirven a unas cuantas casas o establecimientos comerciales pequeños. Los CES mejoran la confiabilidad del sistema, reducen la energía necesaria en horas pico, compensa la variabilidad de la generación renovable y proveen un sistema eléctrico de respaldo en caso de apagones.
- Otros: establecimiento de sistemas de calefacción o aire acondicionado en edificaciones.

Dificultades que enfrentan los sistemas de almacenamiento (EAC, 2018):

- La viabilidad económica y el atractivo de estas tecnologías para su adopción a gran escala, particularmente a nivel de usuario, se ve significativamente afectado por la disponibilidad de precios minorista de electricidad que varían en el tiempo u otros mecanismos para incentivar su adopción y uso.
- Incorporar capacidades de almacenamiento de energía dentro de los dispositivos eléctricos puede reducir la eficiencia energética del dispositivo. Esto se debe a las pérdidas de energía inherentes al almacenamiento de energía.

En general, las tecnologías de almacenamiento se pueden dividir en cuatro categorías, en función de las aplicaciones: Almacenamiento de alta potencia para nivelar la tensión en la red eléctrica, aplicaciones para el control de la calidad de la potencia, (ej. sistemas hidráulicos, químicos, térmicos o Aire comprimido), almacenamiento en redes de potencia media (MW), para zonas aisladas y para pequeñas localidades (ej. pilas y baterías, condensadores y superconductores, volantes de inercia) y almacenamiento de baja potencia en zonas aisladas o para consumidor final (kW) (ej. baterías, superconductores, volantes de inercia) (A. Garcia, 2017; Ibrahim et al., 2008).

En la Tabla 8 y en la Figura 3, se muestra la clasificación general del almacenamiento energético y sus características más relevantes (Martín, 2016).

Tabla 8. Aplicaciones del almacenamiento energético.
Fuente: Tomado de (Martín, 2016)

Categorías	Potencia de descarga	Tiempo de descarga	Almacenamiento de energía	Aplicaciones comunes
Almacenamiento masivo	10 – 1.000 MW	1 – 8 hrs	10 – 8.000 MWh	Nivelación de carga
Enlace de potencia	100 – 2.000 kW	Sec-min	50 – 8.000 kWh	Transmisión, neutralización de picos
Calidad de la energía	0,1 – 1 MW	1 – 30 sec	0,028 – 16,67 kWh	Energía de utilización final de calidad y fiable

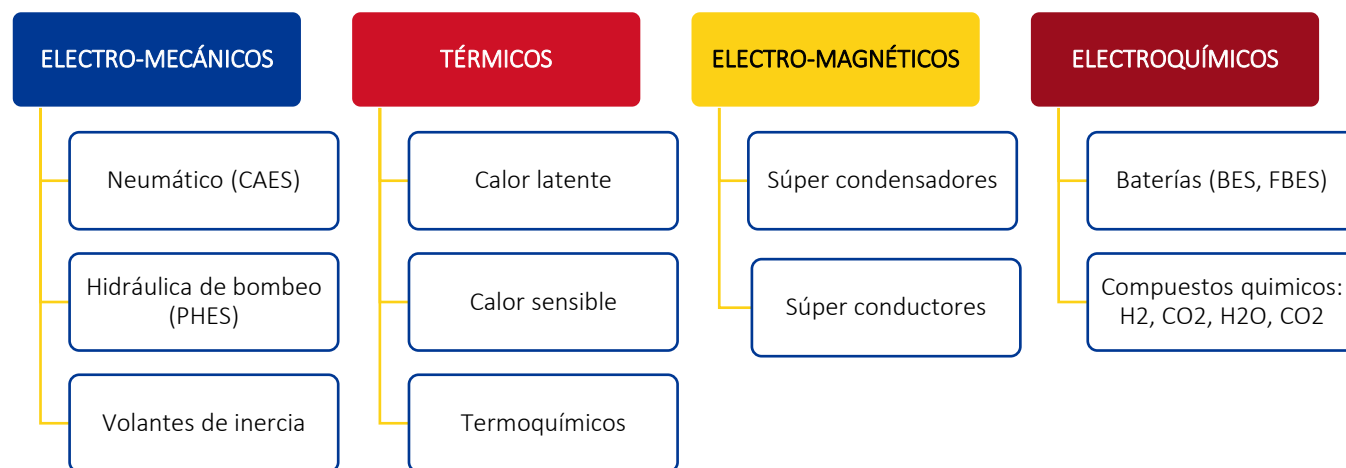


Figura 3. Tecnologías de almacenamiento de energía.
Fuente: Adaptado de (Cabeza, 2014; A. Garcia, 2017)

La selección de una u otra tecnología de almacenamiento debe tener en cuenta los siguientes parámetros (Connolly, 2010; Martín, 2016):

- **Factor energético:** Eficiencia del dispositivo de almacenamiento, Capacidad de potencia, vida útil del sistema (ciclos de carga y descarga), calidad de la energía, tiempo de respuesta (liberar la energía) y tiempo de almacenamiento.

- **Factor económico:** precio por KW de almacenamiento y transformación.
- **Factor social:** Repercusiones en las personas que van a usar la energía o están alrededor del sistema de almacenamiento.
- **Factor ambiental:** repercusiones al medio ambiente por construcción, instalación y/o uso.

Para ser altamente eficiente, una tecnología de almacenamiento necesita ser adaptada para cada tipo de aplicación, redes de media potencia en áreas aisladas, redes interconectadas con Generación Distribuida, entre otros (Ibrahim et al., 2008). Además, debe considerarse el origen de la energía eléctrica, recursos renovables o fósiles.

En general, en términos del costo beneficio de los sistemas de almacenamiento, cuantificar en dinero los beneficios que pueden aportar los sistemas de almacenamiento de energía es muy difícil, debido a que el valor de los mismos, presenta variabilidad dependiendo, por ejemplo, de las características del consumidor. Sin embargo, el uso de sistemas de almacenamiento de forma descentralizada (consumidor final), podría reducir la factura de energía hasta un 7% y la volatilidad del precio por encima de 60%, siendo mayor la penetrabilidad en el sector doméstico que en el comercial e industrial (Castagneto Gissey, Subkhankulova, Dodds, & Barrett, 2019). De tal forma que, los sistemas de almacenamiento se pueden acoplar a programas de respuesta a la demanda (RD), como los volantes de inercia, sistemas de aire comprimido, baterías, químicos y térmicos, en conjunto con controles automáticos de apagado/encendido de las cargas (Schibuola, Scarpa, & Tambani, 2015).

Ahora bien, la respuesta a la demanda normalmente involucra programas voluntarios y compensados que permiten que un sistema de energía fomente o controle directamente la reducción de carga según la necesidad, para mantener el equilibrio entre la generación y la demanda. El conjunto de almacenamiento y respuesta de la demanda (RD), toma mayor importancia y es más atractiva, cuando la generación de electricidad es a partir de sistemas de generación renovable, en especial de fuentes intermitentes, como la solar o la eólica. La red podría recibir cerca del 30% de la energía anual demandada, a partir de la generación renovable si se flexibiliza la operación de la red y se incluyen el almacenamiento de energía y la RD⁴ y se hace más atractivos si se combinan con tecnologías avanzadas de medición como AMI, que permiten monitoreo de información de consumo de los usuarios de forma continua y remota. Disponer de una tecnología que permita aplanar la curva de demanda eléctrica de forma competitiva, hace que los conceptos de punta y valle pierdan importancia, restando volatilidad a los precios de la energía, haciendo una modificación de los criterios de desarrollo de la generación, permitiendo una mayor penetración de las fuentes renovables, con la consecuente descarbonización del sistema y disminución de la dependencia energética de terceros países, así como el aumento de la generación distribuida, disminuyendo las necesidades de red para transporte y distribución de electricidad.

Un desafío para identificar las tecnologías de almacenamiento de energía es que a veces no existe una delimitación clara entre el almacenamiento de energía y otras tecnologías que pueden definirse como de RD. En USA, la Comisión Federal de regulación de (FERC), considera las tecnologías que no descargan electricidad a la red, como recursos de RD, lo que dificulta la clasificación de los recursos en este sentido, de tal manera, por ejemplo, un sistema de almacenamiento de hidrógeno que cambia entre inyectar energía eléctrica a la red y usar hidrógeno almacenado para otros fines (por ejemplo, combustible térmico de proceso directo), sería difícil de clasificar (EAC, 2018). La condición particular de los sistemas de almacenamiento de energía hace que estos puedan prestar servicios en varios de los eslabones de la cadena de suministro de los sistemas eléctricos actuales, entre ellas las de RD (CI, 2018), como se muestra en la Figura 4.

⁴ <https://greeningthegrid.org/integration-in-depth/demand-response-and-storage>

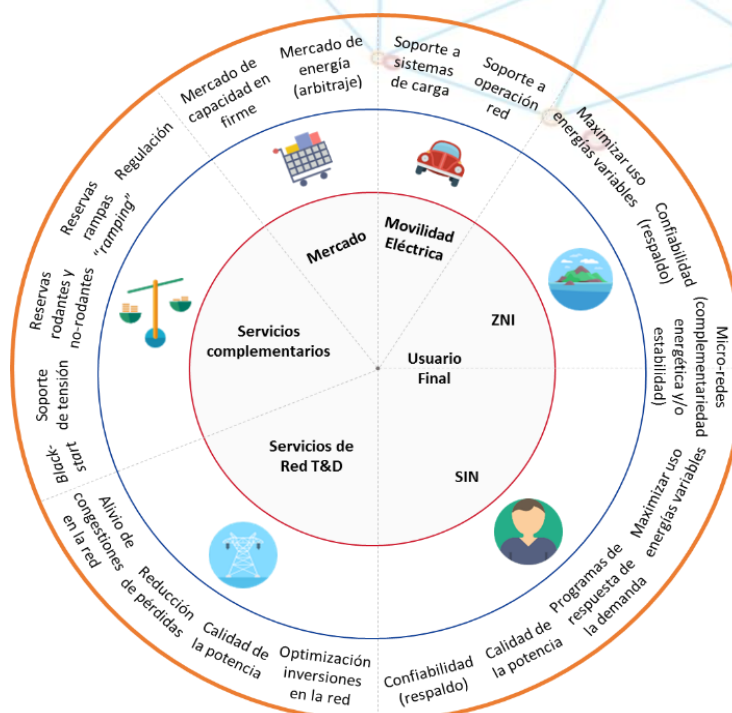


Figura 4. Servicios de almacenamiento de energía.
Fuente: Tomado de (CI, 2018)

A continuación, se muestran procesos de almacenamiento de energía que podrían integrarse a programas de respuesta de la demanda, las cuales se tienen aplicaciones tanto para procesos térmicos como eléctricos o la combinación de ambos (comunidades o distritos energéticos).

3.2.1. Almacenamiento de energía uso térmico

Este es un método de acumulación de energía que aprovecha el calor, bien sea aumentando o disminuyendo la temperatura de alguna sustancia; en esta sección se describen dos tipos de almacenamiento, uno usado para calentamiento, o enfriamiento en aguas sanitarias, y el otro en el precalentamiento o preenfriamiento de espacios, el cual se hace a través de unos ladrillos térmicos.

Aire acondicionado, calentamiento, enfriamiento y producción de agua sanitaria

En general, los sistemas de almacenamiento para uso en RD, aún no se han desarrollado sistemáticamente, debido en parte a la falta de información, confiabilidad comprobada y la falta de gestión, del lado de la demanda, para determinar la viabilidad económica de la instalación de almacenamiento térmico que demuestre la ventaja tanto para el usuario como para la compañía de energía (Arteconi, Hewitt, & Polonara, 2012). Cuando el calor necesario para adecuar los espacios o calentar agua sanitaria es producido a partir de electricidad, un sistema de almacenamiento se puede introducir para controlar la carga eléctrica y aplanar la curva de demanda. Estos sistemas se están usando en los mercados de Norte América y Europa, y en la producción de agua caliente sanitaria, los estudios muestran, sistemas acoplados a un proceso de generación térmica renovable, como la solar, los cuales almacenan energía térmica cuando hay picos de generación pudiendo entregarla a la red cuando el costo se ve favorecido o hay alta demanda de energía y por tanto a alto costo o no hay disponible energía renovable.

Sin embargo, para su aplicación en RD, los sistemas de almacenamiento parcial son más convenientes que los de almacenamiento total, debido a que estos últimos generan picos en periodos de la línea base y no permite nivelar las cargas debidas al enfriamiento, lo que hace que sean los sistemas con almacenamiento parcial los más convenientes para participar de RD (Yin, Black, Piette, & Schiess, 2015).

Sin embargo, una combinación con sistemas de distribución como radiadores o calentamiento del subsuelo permiten reducir la inercia térmica lo que permite usar sistema con almacenamiento total, dado que este sistema permite un buen control de temperatura, aun cuando la bomba se haya desconectado, hasta por 3 horas lo que reduce la factura si se opta por RD tipo ToU (Arteconi et al., 2012). De acuerdo con (M. Ali, Jokisalo, Siren, & Lehtonen, 2014), es posible optimizar la respuesta a la demanda, combinando control directo del calentamiento eléctrico de espacios e implementación de un almacenamiento parcial de energía, de acuerdo a la dinámica de precios, esto permite reducir costos al usuario sin sacrificar el confort y desplazar la demanda a horas en donde los precios de la energía son menores.

En la Figura 5 se muestran las herramientas utilizadas para el almacenamiento de calor tanto para ambientes como para agua sanitaria, para mayor profundidad en el tema referirse al documento PCI0119-Entregable03b_Caracterización programas AE RD.

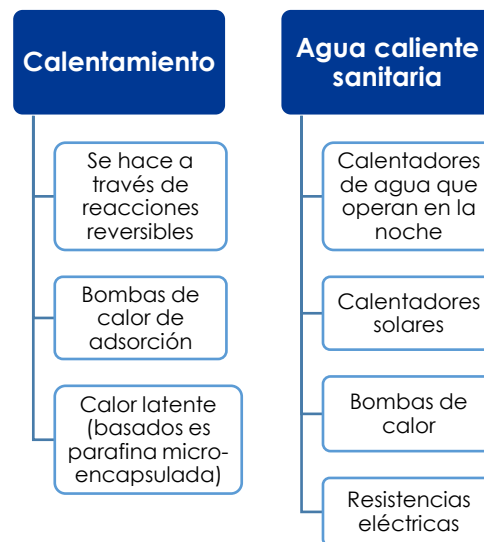


Figura 5. Formas de almacenamiento para calentadores de ambiente y de agua sanitaria.

Fuente: Elaboración propia

Precaentamiento o preenfriamiento de espacios

El precaentamiento, preenfriamiento o ventilación nocturna, de edificaciones o espacios mediante uso de almacenamiento térmico, se basa en medidas de control de gestión de la demanda de la energía basado en el uso de una masa térmica de los edificios o las viviendas, llamado también almacenamiento térmico estructural (Ramos, Moreno, Delgado, Domínguez, & Cabeza, 2019). Este sistema es aplicable tanto a edificaciones antiguas como nuevas, integrando sistemas de distribución de aire como de agua (Arteconi et al., 2012).

Durante los periodos de alta disponibilidad de electricidad, la energía se almacena en los ladrillos y cuando sea necesario su uso, se retira el calor del material usando un ventilador (por ejemplo), el cual mueve el calor desde el ladrillo al interior del espacio que requiere calefacción. Para garantizar el control de la temperatura se usa un sistema de monitoreo con sensores externos de temperatura que ajustan la potencia térmica liberada. Este sistema aplica tanto a sistemas de almacenamiento activo como pasivos. El caso activo es más atractivo para acoplarse a mecanismos RD de precios dado que es posible controlar la carga de enfriamiento y calentamiento (Arteconi et al., 2012). Existen dos configuraciones para sistema activo, pisos radiantes o de pared, por donde circula agua o aire caliente a través del material de almacenamiento o con resistencias eléctrica. En general, este sistema no podría aplicarse en edificaciones ya existentes, sin antes hacer modificaciones a la estructura, y su eficiencia aumenta en aquellos edificios con buen aislamiento (Ramos et al., 2019).

Los materiales térmicos más usados se muestran en la Figura 6 (Ramos et al., 2019; Reynders, Nuytten, & Saelens, 2013).

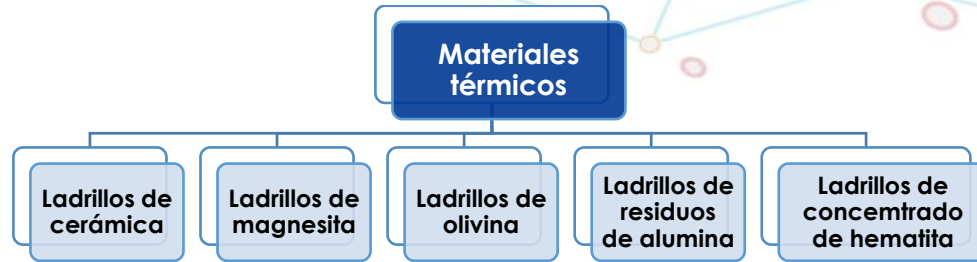


Figura 6. Tipos de materiales térmicos usados.
Fuente: Elaboración propia

3.2.2. Almacenamiento de energía uso eléctrico

La energía eléctrica no se puede almacenar como tal. En realidad es necesario transformarla en otros tipos, como la energía mecánica o la química, para las que es viable el almacenamiento. En esta sección se describe el almacenamiento que se deriva de la generación fotovoltaica, y el almacenamiento que se utiliza en los vehículos eléctricos. Las aplicaciones se focalizan en aquellas denominadas detrás del medidor (Figura 7).

POTENCIAL OPERACIONAL

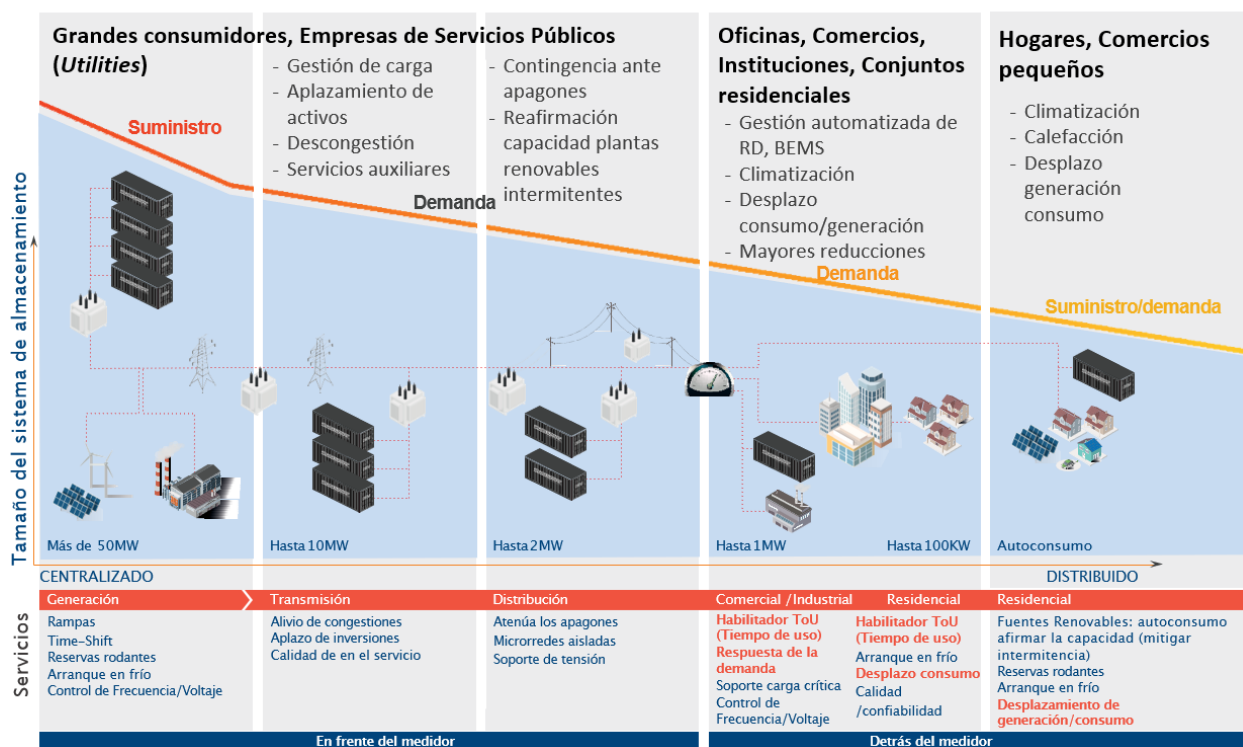


Figura 7. Diagrama proceso bio-energético Comunidad energética Jühnde.
Fuente: tomado de ("Jühnde, Germany – 100% Renewable Energy Atlas," 2011)

Traslado de la generación solar o fotovoltaica para autoconsumo o venta a la red

Todas las fuentes de generación de electricidad son intermitentes, en mayor o menor medida, pero por su naturaleza, la producción de energía renovable se mueve entre dos extremos, o genera demasiada o no lo suficiente para atender a la demanda. En la actualidad, la disponibilidad de recursos renovables es muy grande, particularmente eólica y solar, los cuales están siendo instalados en nodos de baja y media tensión (J. Ali, Massucco, & Silvestro, 2019).

Actualmente, los recursos de la energía solar y eólica, son usados principalmente como utilities de los usuarios. Esto debido a la incertidumbre que representa la fuente de generación que es intermitente, al depender de las condiciones ambientales (Sehar, Pipattanasomporn, & Rahman, 2016). Sistemas de almacenamiento acoplados a la generación de energía a partir de fuentes renovables de este tipo, podría resolver el problema y permitir disponer de energía estable para consumo propio o participación en la red (Robert, Sisodia, & Gopalan, 2018; Selvakumari & Babitha, 2015). En particular, en el caso de mercado de electricidad, basado en precio, favorece al usuario, contar con un sistema de generación de electricidad de autoconsumo con almacenamiento (Robert et al., 2018)

Alemania, uno de los mayores mercados de generación fotovoltaica, estableció subsidios, que permiten instalar almacenamiento con baterías convencionales en las redes fotovoltaicas convencionales. De esta manera la generación a partir de renovables reduce las fluctuaciones en la demanda y la oferta, asegurando mejor balance y en consecuencia confiabilidad y menor costo en infraestructura de distribución y pérdidas (Schibuola et al., 2015).

Por otra parte, en algunos mercados de Europa, muestran que si se concentra el consumo en horas donde la electricidad es barata o cuando se está operando el sistema de autogeneración para proveer el calor de las edificaciones usando bombas de calor acopladas a sistemas de almacenamiento, es posible ofrecer energía sobrante almacenada y participar en el mercado de energía para obtener beneficios, si estos se ofertan cuando la energía es más costosa (Schibuola et al., 2015).

Almacenamiento basado en baterías para vehículos eléctricos

Recientemente, el desarrollo y utilización de baterías como sistemas de almacenamiento, para satisfacer la demanda de electricidad ha recibido mayor atención. Este recurso acoplado a RD, generalmente se regula para que descargue energía a la red, en horas pico y cargue en horas valle (Yang, Zhang, Ma, Zhou, & Yang, 2019). La información disponible ubica al almacenamiento mediante baterías como sistemas de atenuación de las fluctuaciones de la generación a partir de fuentes renovables, para suministrar energía a microrredes aisladas, como medio de aumentar la confiabilidad de la red de distribución y también para participar de RD.

El empleo de baterías, en las ciudades, los centros de almacenamiento de energía distribuidos en edificaciones comerciales, del sector público y residencial, harían que la red fuera infinitamente más flexible y quizás incluso más confiable. En lugar de solo enviar energía desde grandes generadoras eléctricas centralizadas, un sistema de almacenamiento de electricidad, basado en baterías podrían suministrar energía más cerca de donde realmente se usa. Las baterías en edificaciones residenciales, comerciales o públicas o al lado de un transformador de servicios públicos podrían suministrar energía localmente, reduciendo la carga del sistema, si se usan baterías en las edificaciones con el fin de almacenar la energía para operar las bombas de calor (Schibuola et al., 2015). Sin embargo, las edificaciones con sistemas de calefacción basados en bombas de calor, requieren sistemas robustos de almacenamiento basados en baterías, en contraste con la que la baja reducción de los picos.

Aunque las regulaciones no están completamente desarrolladas en la UE en su conjunto, países como Alemania ya han desarrollado regulaciones para el uso comercial de estas tecnologías, motivadas por los beneficios que aportan al sistema eléctrico nacional y las conexiones con los países vecinos. Además, los pequeños sistemas de almacenamiento están diseñados para que las comunidades compartan la producción y la demanda de energía (Belzile, Kajl, Rousse, & Dutil, 2012).

Enel X, implementó un sistema de almacenamiento con baterías de iones de litio, por un total de 5 MW / 10 MWh en la multinacional Berry Global. Este sistema es uno de los más grandes de Ontario (Canadá) y permite a la empresa reducir su consumo energético en un porcentaje entre el 20% y el 30%⁵.

⁵ <https://www.enelx.com/es/news-and-media/news/2018/12/energia-almacenamiento-instalacion-sistema-berry-global>

Este sistema se suma a un proyecto de RD, en el cual, se hace gestión de un sistema de baterías a través de un sistema de optimización DER (*Distribution Energy Resource*), que permite hacer análisis de modelos de consumo, optimizando el funcionamiento del sistema de almacenamiento, para aumentar el ahorro económico y las prestaciones de la multinacional por la aplicación de un programa RD.

Con la energía almacenada en la batería, Berry Global podrá reducir su consumo energético al recibir la solicitud del operador, contribuyendo a la estabilidad de la red sin arriesgar en modo alguno sus procesos de producción. Desde el punto de vista de la red eléctrica y el almacenamiento, los vehículos eléctricos (VE) se consideran como una batería (normalmente) de Ión-Litio y pueden contribuir, en un futuro, al desarrollo de las Redes inteligentes. La introducción del vehículo eléctrico en las redes establece una oportunidad para aumentar la eficiencia del sistema actual (Martín, 2016). Por ejemplo, Tesla lleva tiempo invirtiendo en tecnología y producción de baterías para abastecer a sus autos eléctricos.

Ahora se ha pasado a almacenamiento a gran escala para proporcionar energía en lugares no interconectados o que la calidad de la energía no es confiable. Han puesto en marcha el conjunto de baterías de iones de litio más grande del mundo en *Hornsedale*, en el sur de Australia. A su vez, por ejemplo en España, se han comercializado vehículos eléctricos con medidores inteligentes (Bengtson, 2014).

La integración de almacenamiento con baterías con RD, se da gestionando la carga y descarga de las baterías, de esta manera, es posible conseguir un aplanamiento de la curva de demanda, reduciendo los picos de la demanda, aumentando la eficiencia del sistema y evitando el sobredimensionamiento de la red. La gestión de baterías en el hogar, permite la participación del usuario desde el lado de la demanda (Selvakumari & Babitha, 2015). Para el caso de los vehículos, si estos se cargan en las horas valle, donde el consumo de energía es mucho menor y quizás más económico, es posible producir excedentes de energía (energía que se pierde al no poder ser almacenada), que al almacenarlas, se pueden aportar a la red. Este sistema tiene la ventaja debido a que no es necesario contar con grandes instalaciones, sin embargo, es necesario que en la red eléctrica se implemente la medida bidireccional. Para el modo de carga rápida, se requiere una mayor infraestructura respecto al modo de carga lenta, dado que esta se podrá realizar en cada vivienda o garaje de tal manera que se pueda aplicar un mecanismo RD.

3.2.3. Ciudades inteligentes – Comunidades/Distritos

La evolución de una red de generación eléctrica centralizada a una más descentralizada, que permite mayor interacción del consumidor, es una red inteligente, estas funcionan con energías renovables o combustibles fósiles cuya tarea consiste en reunir a diferentes productores de energía (que actualmente se interconectan a la red nacional o autogeneradores) en los diferentes niveles energéticos y con una coordinación automática. La red inteligente aumenta la conectividad requiere automatización y un acoplamiento entre los diferentes actores (generadores, consumidores y los servicios de la red eléctrica) donde el almacenamiento de energía ofrece estabilidad a la oferta de generación y al consumo de energía lo que le permite funcionar, si se requiere, de manera independiente de la red central dado que contiene todos los elementos de una red centralizada.

En el mundo se han desarrollado más de 150 proyectos de ciudades inteligentes, que se han centrado más en la tecnología que en la ciudad. Y desde el 2014, se han financiado en la UE más de 12 proyectos que buscan resolver retos de las ciudades para garantizar una energía segura, asequible y limpia, una electro-movilidad inteligente y herramientas y servicios inteligentes, mostrando siempre su viabilidad económica para garantizar su potencial de escalabilidad en otras ciudades⁶ (ver Tabla 9).

⁶ <https://eu-smartcities.eu/projects/1972/description>

Tabla 9. Proyectos de ciudades inteligentes.

Fuente: elaboración propia a partir de ⁷

Proyecto	Características
GlowSmarter	Reúne a las ciudades y a la industria para integrar y demostrar "12 soluciones inteligentes para ciudades" en energía, infraestructura y transporte, con el fin de proporcionar a otras ciudades información valiosa sobre cómo funcionan en la práctica y oportunidades de replicación. Estocolmo, Cologne y Barcelona - han seleccionado cada una de ellas un emplazamiento en su ciudad donde se desplegarán las 12 soluciones inteligentes en los próximos cinco años. Las soluciones incluyen distritos térmicos a baja temperatura, logística inteligente de edificios, gestión inteligente de la electricidad (baterías para almacenamiento, bombas de calor para almacenamiento de calor, medidores inteligentes, medición de condiciones climáticas para predecir la demanda del almacenamiento), alumbrado público inteligente, recuperación del calor residual, recuperación inteligente de residuos, plataforma big data, movilidad urbana sustentable.
MAchUP	Es un proyecto Smart City financiado por la UE que incluye tres ciudades faro: Valencia (España), Dresden (Alemania) y Antalya (Turquía) y cuatro ciudades seguidoras: Ostend (Bélgica), Herzliya (Israel), Skopje (FYROM) and Kerava (Finlandia). El enfoque está en la intersección entre la energía eficiente y el transporte con entrada de la tecnología.
RUGGEDISED	Reúne tres ciudades faro: Rotterdam, Glasgow y Umeå y tres ciudades seguidoras: Brno, Gdansk y Parma para probar, implementar y acelerar el modelo de ciudad inteligente en toda Europa. En colaboración con empresas y centros de investigación, estas seis ciudades demostrarán cómo combinar las TIC, la movilidad electrónica y las soluciones energéticas. Redes térmicas conectadas a grandes edificios usando bombas de calor. Energía térmica de agua residual. Instalación de intercambiadores de calor bajo el pavimento de las vías para extraer calor o frío según la estación. Puntos de recarga de vehículos eléctricos. Sistemas inteligentes de iluminación. Paneles solares en sistema de transporte con baterías para almacenamiento. Medidores inteligentes y sistema de gestión.
Replicate	Hay tres ciudades principales (llamadas Smart City 'Faros'), que incluyen San Sebastián en España, Florencia en Italia y Bristol en Gran Bretaña. También hay otras ciudades "seguidoras" que estudiarán la posibilidad de reproducir las intervenciones en sus ciudades, como Essen (Alemania), Nilüfer (Turquía) y Lausana (Suiza). Además de esto, también hay una serie de ciudades "observadoras", como Guangzhou (China) y Bogotá (Colombia), así como redes internacionales que participarán en el aprendizaje y la difusión de los resultados. El proyecto cuenta con un Consorcio que consta de 38 socios. involucra tres áreas de interés: eficiencia energética, movilidad sostenible e infraestructuras TIC.
Sharing cities, Londres, Lisboa y Milan	El Royal Borough de Greenwich en Londres, Porta Romana/Vettabbia en Milán y el centro de Lisboa modernizarán edificios, introducirán servicios de movilidad eléctrica compartida e instalarán sistemas de gestión de la energía, postes de luz inteligentes y una plataforma de compartición urbana a través del compromiso con los ciudadanos.
Smile project	Proyecto que evalúa en tres pilotos insulares, Madeira (Portugal), Samsø (Dinamarca) y las islas Orkney (Reino Unido), la implementación de esquemas de miniredes inteligentes.

A su vez, se destacan aplicaciones en Bornholm (DK), en Gotland (SE), y el proyecto Vattenfall en Suiza (Schibuola et al., 2015). Por ejemplo, el programa **Horizont 2020** es uno de los más ambiciosos programas de la unión europea, el cual representa el instrumento financiero que aplica la "Unión por la innovación", que busca garantizar la competitividad global de Europa. El programa incluye varias secciones⁸, pero concentra mayores esfuerzos en los relacionados con: i) edificios con bajas emisiones de carbono, resistentes al cambio climático, ii) economía circular, iii) digitalizar y transformar la industria y los servicios, iv) aumentar la eficacia de la seguridad. En este sentido, el primer esfuerzo tiene como objetivos apoyar el Acuerdo de París, acelerar la transformación hacia la neutralidad de carbono a través de tecnologías limpias, mejorar la resiliencia al cambio climático en Europa y fuera de ella y contribuir a la planificación de políticas de mitigación y adaptación a largo plazo. Para cumplir estos objetivos, es necesario enfatizar en desafíos sociales que se deben llevar a cabo: energía eficiente, segura y limpia, y sistemas integrados de transporte inteligente y limpio.

Estos lineamientos prioritarios incluyen:

⁷ <https://eu-smartcities.eu/projects>

⁸ <https://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/en/h2020-sections>

- **Eficiencia energética:** Procesos y tecnologías que hagan un uso óptimo de la energía.
- **Tecnologías de bajo carbono:** Energía fotovoltaica, energía solar concentrada, energía eólica, energía oceánica, energía hidráulica, energía geotérmica, calefacción y refrigeración renovables, almacenamiento de energía, biocombustibles y combustibles alternativos, captura y almacenamiento de carbono. En la línea de almacenamiento, se da impulso al desarrollo de baterías de nueva generación (LCBAT 2020)⁹: i) baterías de flujo y ii) baterías avanzadas de ion litio y de estado sólido. Las primeras, consideradas las principales candidatas para el almacenamiento estacionario de energía a escala de red debido a su capacidad para almacenar grandes cantidades de energía eléctrica durante períodos prolongados y liberarla rápidamente cuando sea necesario, incluyendo sistemas híbridos que proporcionen múltiples servicios (por ejemplo, inercia artificial, regulación de frecuencia, balanceo de energías renovables, nivelación de carga, energía de respaldo y almacenamiento de energía a largo plazo) y las segundas para uso en transporte y sistemas de movilidad.
- **Ciudades y comunidades inteligentes.** Un lugar donde las redes y servicios tradicionales se hacen más eficientes con el uso de tecnologías digitales y de telecomunicaciones, para el beneficio de sus habitantes y empresas.

El uso óptimo de los lineamientos descritos requiere de la implementación de sistemas para la gestión de la energía tanto en edificaciones, viviendas o el conjunto de estos, de un modo que sea eficiente e inteligente para obtener múltiples beneficios. Los sistemas como comunidades o distritos energéticos mediante el uso de sistema para la gestión de la energía, por ejemplo tipo BEMS o HEMS, son métodos de control que permiten monitorear y controlar las necesidades energéticas de cualquier lugar de las industrias o en los hogares. Además de la administración de energía, el sistema puede controlar y monitorear una gran variedad de otros aspectos, independientemente de si es residencial o comercial. Ejemplos de estas funciones son la calefacción, la ventilación y el aire acondicionado (HVAC), la iluminación y algunos controles relacionados con la seguridad¹⁰, cuyo control facilita la gestión energética y con ellos RD (Bengtson, 2014). Por ejemplo, los HEMS se definen como herramientas de RD para aplicaciones residenciales, con el fin de cambiar o reducir la demanda de energía para mejorar el consumo de energía y el perfil de producción de un edificio en función de un consumidor al proporcionar horarios óptimos de operación. Existen múltiples estudios que han reportado resultados de uso de sistemas de gestión energética de edificios tipo HEMS (Huang, Tian, & Wang, 2015) pero en el sector residencial aún no es muy común su uso dado que se generan costos adicionales para la implementación de nuevas funcionalidades que permitan la gestión inteligente (Kohlhepp et al., 2019). A su vez, un BEMS puede monitorear y controlar muchos factores dentro de un edificio, o dentro de un grupo de edificios o infraestructura asociada a una industria. HVAC, iluminación, agua caliente sanitaria, suministro/distribución eléctrica, consumo de energía, etc. La (IEA, 2010) identifica tres objetivos principales de un BEMS: a) proporcionar un clima interior saludable y agradable; b) garantizar la seguridad del usuario y del propietario; y c) garantizar el funcionamiento de forma económica del edificio con respecto tanto a la energía como al personal.

La Tabla 10 presenta las ventajas y las desventajas del uso de BEMS.

Tabla 10. Ventajas y desventajas de la tecnología BEMS
Fuente: Adaptado de (IEA, 2010)

Ventaja	Desventaja
• Incremento en la eficiencia energética. • Mejora las condiciones ambientales. • Uso más eficiente de los recursos. • Mejora la seguridad contra incendios y otros procedimientos de emergencia. • Mejora los estándares de funcionamiento. • Mejora la gestión del edificio.	• Alto costo inicial de diseño e instalación. • Los costos de operación y mantenimiento son medio altos comparados con un sistema tradicional. • Necesita un operador calificado. • Requiere compromiso para mantener la eficiencia.

⁹ <https://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/en/h2020-section/smart-green-and-integrated-transport>

¹⁰ <https://www.climatechwiki.org/technology/jiqweb-bems>

A continuación, se caracterizan los componentes de una comunidad energética y el distrito térmico, así como algunas experiencias.

Comunidades energéticas

En el mundo, actualmente, se encuentran algunas comunidades energéticas operando. En Alemania en el año 2012, había 450 comunidades energéticas que operaban 150 redes de distribución aproximadamente. Para 2015, de 888 cooperativas de energías renovables, el 90% son de propiedad de personas naturales. Berlín y Hamburgo, son ejemplos del manejo local de las redes de distribución de la energía. El éxito de este proceso, se debe a varios factores como:

- Orientación hacia protección del medio ambiente y uso de renovables.
- Agrupación mediante cooperativas y otras formas de asociación a nivel local.
- Apoyo y liderazgo de los municipios.
- Establecimiento de primas de producción renovable desde 1991.

Horizont 2020 destaca los proyectos Smile, que ha simulado e iniciado tres pilotos de mini redes inteligentes en tres islas en Europa, Madeira (Portugal), Samsø (Dinamarca) y las islas Orkney (Reino Unido) y Catalyst, Low UP y COOL DH, que ha desarrollado tecnologías para la extracción de calor residual y su utilización.

Smile: inicio en 2017 y tiene como fecha prevista para finalizar en 2021. Este proyecto plantea la interacción de diversos sistemas de generación de electricidad y almacenamiento de energía, para cubrir la demanda de calor, frío, transporte eléctrico, y electricidad de una comunidad, en tres islas con topografías similares en Europa, pero con diferencias en política, regulación y mercados de energía. Las islas en las cuales se inicia la aplicación de este proyecto son Madeira en Portugal, Orkney en Reino Unido y Samsø en Dinamarca (H2020, 2017b).



*Figura 8. Islas proyecto Smile en Europa: Madeira, Orkney y Samsø.
Fuente: Tomado de (H2020, 2017a)*

Madeira es una isla, en la cual la energía requerida es producida por sí misma, pues no se encuentra interconectada a la red eléctrica de Portugal. Se implementará un sistema inteligente de control y automatización en la red existente para una mejor gestión de la energía, técnicas de gestión de la demanda (incluidos los mecanismos de mercado como la fijación dinámica de precios) y tecnologías de almacenamiento, basado en batería, adaptada al banco de 18 micro-generadores que actualmente existe, además la red de vehículos eléctricos existente en la isla se ampliará e integrará con el sistema de control mediante un software de carga inteligente.

En la isla Orkney se pretende la integración de un nuevo sistema de gestión de la demanda con la red de generación inteligente existente. Se adicionará sistema de gestión de energía térmica a partir de electricidad, carga de vehículos eléctricos y electrolizadores de hidrógeno. Previamente se hicieron pruebas con pilotos a pequeña escala para determinar la viabilidad de las estrategias como las tecnologías de control, los sistemas de comunicación y acuerdos comerciales para la integración con la red existente. Los servicios de respuesta de la demanda serán prestados por una nueva empresa local de energía, un consorcio de generadores locales y otras partes interesadas. La especificación del sistema y los parámetros de funcionamiento serán aprobados por el DSO, que también conservará la supervisión final del sistema, pero la gestión diaria correrá a cargo de la empresa local y sus contratistas.

Samso, es una pequeña isla que desde 1997, ganó premio como la comunidad de gestión energética auto sostenible. El 100% de energía es generada a partir de energía del viento y biomasa. Se harán pilotos a escala menor para evaluar la factibilidad, estos se instalarán en centros deportivos y uno de los puertos, la marina de Ballen. Por la fluctuación debido a la operación estacional de la marina, el proyecto buscará implementar un sistema integrado de energía que comprenda generación renovable (FV y eólica) ligada al almacenamiento de energía (batería y térmica), transporte con vehículos y bicicletas eléctricos, y almacenamiento de baterías en los propios barcos. Uno de los retos de hoy está relacionado con el pago real de los clientes por la energía entregada a los barcos, dado que hoy en día sólo pagan una especie de precio de conexión. En el futuro, el municipio desea cambiar el pago de una cuota fija a un pago diferenciado en el que el cliente pague por el consumo real y en el que los precios cambien a lo largo del día, lo que refleja la necesidad de flexibilidad en el consumo.

En la Figura 9, se muestra el esquema de simulación implementado para la puesta en marcha del proyecto smile.

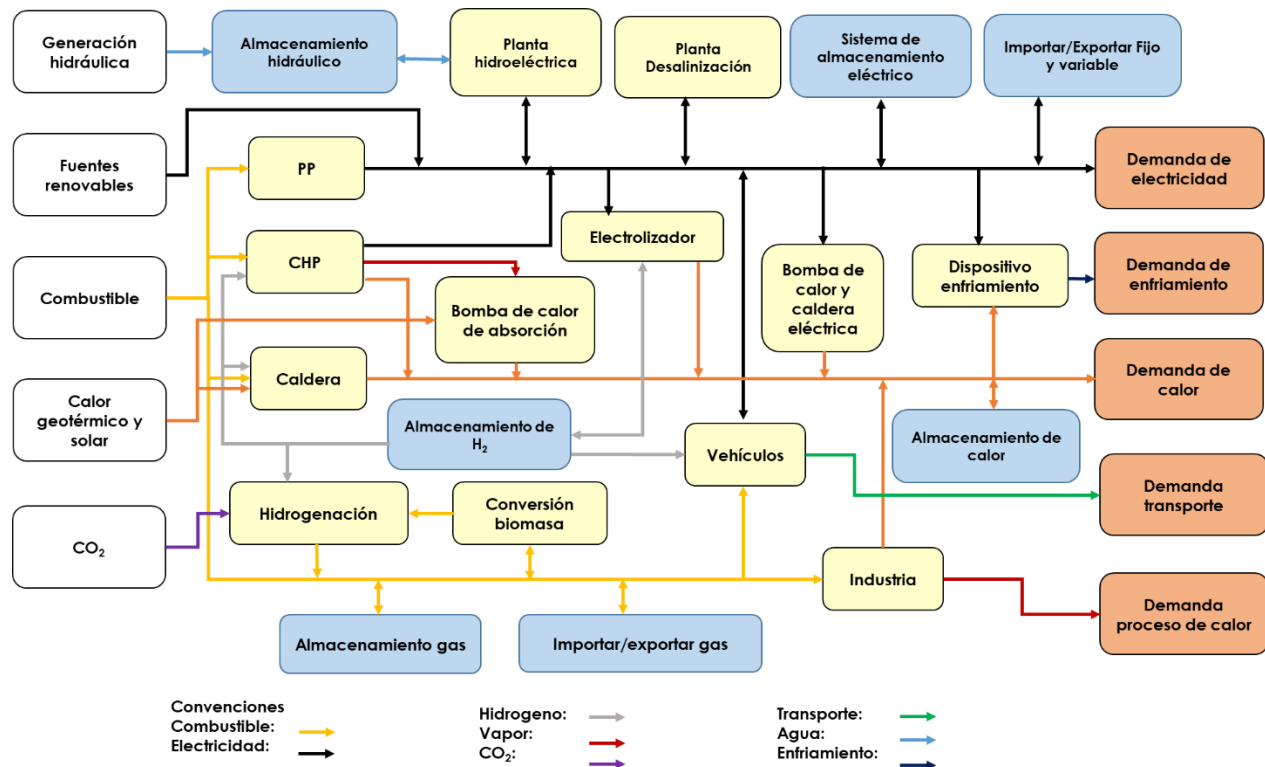


Figura 9. Esquema proyecto Smile.
Fuente: adaptado de (H2020, 2017a)

Catalyst: inicia en 2017, se origina con la idea de convertir los centros de datos en centros de energía multiportadora. Los centros de datos tienen un gran potencial como actores en el mercado del calor, dado que hay grandes cantidades de exceso de calor y la tecnología para transferirlo ya está disponible. En particular, pueden beneficiarse de los ingresos adicionales que genera el comercio de calor residual en las redes de calefacción y refrigeración de baja temperatura, y el uso del exceso de calor para la calefacción y refrigeración de las oficinas internas puede suponer una reducción significativa de los costes de adquisición de calor y gas ("Catalyst – Catalyst," 2018).

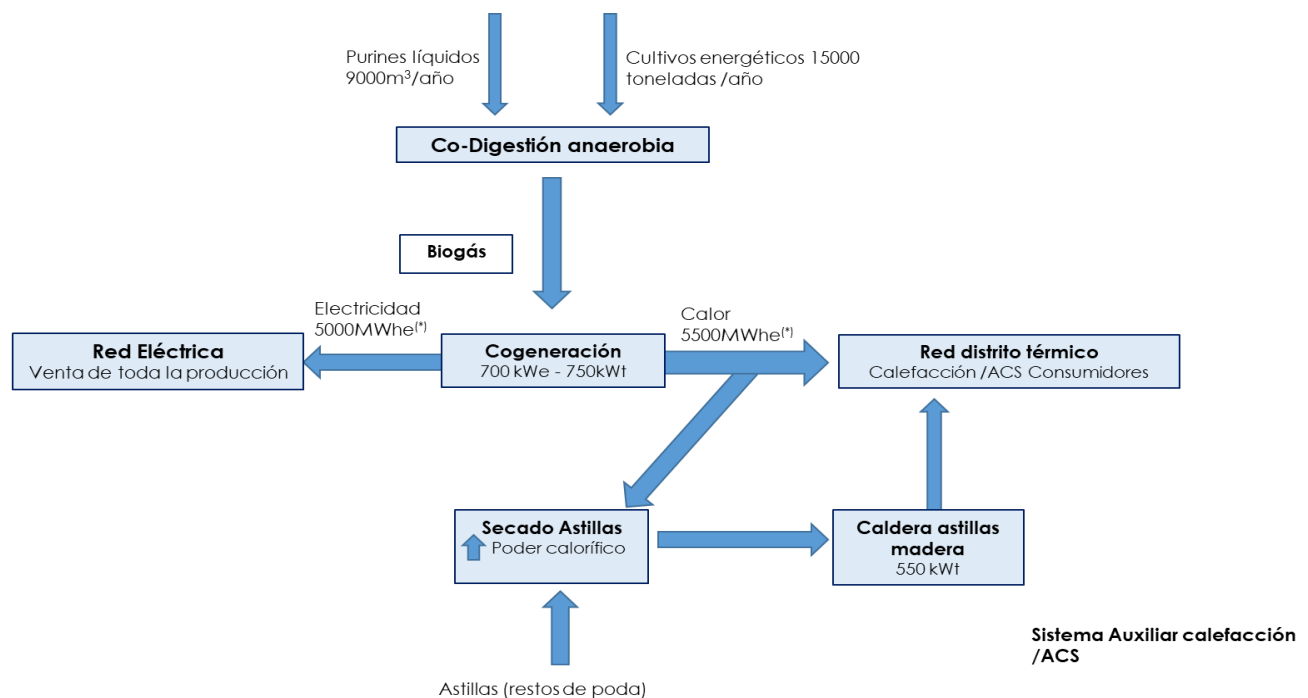
Low UP: estudia la aplicación de bombas de calor para extraer energía del agua residual, agua de mar. Esta se transforma en calor útil y se inyecta electricidad a la red. Ejemplo de esto es el sistema instalado en el puerto de Copenhague, que mediante una bomba de calor se obtiene electricidad y son el agua de mar y el agua residual la fuente de la energía (2/3) que se transforma en energía térmica útil con ayuda de un poco de electricidad (1/3) ("LowUP | Low valued energy sources UPgrading for buildings and industry uses," 2017). Existen dos proyectos piloto en Madrid y Sevilla.

COOL DH. El proyecto está introduciendo procesos y materiales innovadores a lo largo de todo el sistema energético por el lado de la oferta, la distribución y la demanda. Actualmente se están probando innovaciones de proyectos en dos zonas piloto de Dinamarca (Østerby) y Suecia (Brunnshög). El distrito de Brunnshög en Lund es un proyecto ambicioso que se desarrollará en su totalidad en 2050. Incluye el diseño, y construcción de sistemas de procesos de enfriamiento y recuperación de calor, para conectarlo a una red local construida con materiales no convencionales. el proceso de diseño inicio en 2017 y se espera entre en operación en 2019 para concluir a finales de 2021. La fuente de energía es renovable ("This is COOL DH | COOL DH," 2017).

A continuación, se describe de manera general, algunos ejemplos de comunidades energéticas que se encuentran en operación en la actualidad, en países como Alemania y Países Bajos.

1. Alemania:

Desde 2005, **Jühnde** se convierte en la primera comunidad bio-energética, en producir energía y calor a partir de sistemas renovables. Se genera electricidad y calor en una planta de biogás. La electricidad a partir del gas producto de la digestión anaeróbica de estiércol y residuos agrícolas y el calor liberado del proceso de combustión del gas. También se cuenta con un sistema de combustión de chips de madera como respaldo de la red de calor en invierno. La electricidad se inyecta a la red eléctrica y el calor a una red de calentamiento que conecta a toda la comunidad, 144 viviendas y pequeñas negocios, un total de 750 personas a partir de tuberías ("Bioenergiedorf Jühnde -Infos about Bioenergiedorf," 2006; "Jühnde, Germany – 100% Renewable Energy Atlas," 2011). El esquema básico se muestra en la Figura 10.



(¹) Producción anual

Figura 10. Diagrama proceso bio-energético Comunidad energética Jühnde.
Fuente: adaptado de ("Jühnde, Germany – 100% Renewable Energy Atlas," 2011)

La energía generada por el sistema se distribuye para consumo eléctrico, calentamiento de los hogares y movilidad. Para complementar las fuentes de generación, desde el 2011 se instalaron sistemas fotovoltaicos.

Bamberg, tiene como meta suplir el 100% de su energía a partir de renovables para el 2035. Un proyecto que inicio implementación a partir de 2017, usando como fuentes de energía, sistemas fotovoltaicos y eólicos, y su uso en sistemas de calentamiento, carga de vehículos y electricidad.

Feldheim, una población de 220 habitantes construyo en 2009, su propia microrred eléctrica para ser autosuficientes (Figura 11). Disponen de un parque eólico, una planta solar fotovoltaica, una planta de biogás y otra de biomasa. Disponen de un sistema de carga de vehículos eléctricos, con una reciente incorporación de una batería de 10 MWh. Dispone de una red térmica cuya fuente de calor es el generado en la planta de gas y biomasa y funcionan como una cooperativa.



Figura 11. Comunidad energética de Feldheim Alemania.
Fuente: tomado de (Ivancic, 2019)

Hannover, (Alemania): Proyecto de comunidad inteligente que tiene como fuente energética biocombustibles líquidos, biomasa sólida, residuos orgánicos y el sol. Para su transformación emplea tecnologías de bajo emisión de carbono como bombas de calor, sistemas de almacenamiento a gran escala y tecnologías de información y comunicación ("ACT2 Site Hannover | Smartcities Information System," 2018). En la Figura 12 se muestra el esquema de operación del proyecto Hannover.

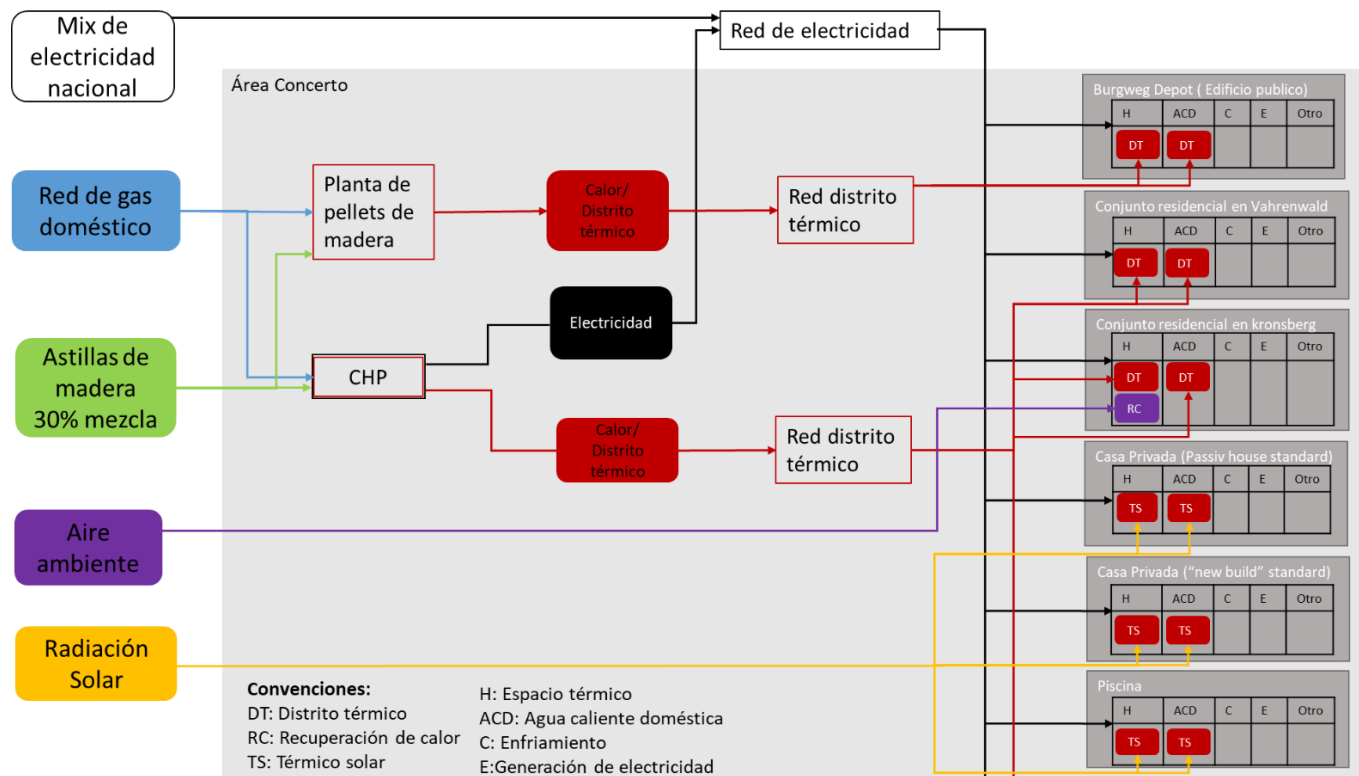


Figura 12. Esquema de operación ciudad inteligente Hannover.
Fuente: adaptado de ("ACT2 Site Hannover | Smartcities Information System," 2018)

De Ceuvel- Amsterdam. Una comunidad energética basada en energías renovables y una red inteligente privada, que hace uso de la tecnología Blockchain, la cual permite hacer transacciones entre usuarios de la comunidad. El sistema energético es 100% a partir de renovables y provee un sistema de carga de bicicletas eléctricas.



Figura 13. Comunidad energética de Ceuvel, Países Bajos.
Fuente: tomado de (Ivancic, 2019)

Schoonschip- Amsterdam. Sistema que inició operación en 2018. Es una zona de casas flotantes, definida como una comunidad energética experimental, que conforma una micro red privada detrás del contador. Está provisto de paneles solares, almacenamiento con baterías, colectores solares, almacenamiento térmico, bomba de calor y dispositivos adicionales para gestionar la red inteligente.



Figura 14. Comunidad energética de Schoonschip, Países Bajos.
Fuente: tomado de (Ivancic, 2019)

Aruba y Bonaire. Aruba, Actualmente genera 15% a partir de renovables, principalmente viento y residuos en una planta de generación de biogás. Para 2020 su meta es generar 100% de la energía demandada. Bonaire comenzó transición energética en 2004. La fuente de generación es a partir de una planta híbrida diésel y eólica. En 2010 entra en operación el parque eólico más grande del mundo, 11 MW que cubre cerca del 33% de la demanda anual. Este sistema tiene un respaldo de baterías de 6 MW. Cuando el viento se reduce, la batería proporciona 3 MW por dos minutos, lo que da el tiempo suficiente para entrar en operación la planta diésel de 14 MW de capacidad, que podría operar usando combustible pesado o ligero y biodiesel.

En la Tabla 11, se muestra un resumen con los proyectos de comunidades inteligentes en el mundo.

Tabla 11. Proyectos comunidades inteligentes Horizont 2020.

Fuente: Elaboración propia a partir de ("100% Renewable Energy Atlas – Practical Steps Towards a Sustainable World," 2019; "LowUP | Low valued energy sources UPgrading for buildings and industry uses," 2017)

Comunidad energética	Descripción	Estado
Aller-leine-tal, Alemania	Sistema de generación eólica, planta de cogeneración de biogás, parque solar fotovoltaico y pequeña hidroeléctrica fluvial para electricidad. Energía geotérmica, biomasa y distrito térmico para calefacción.	Operando
Alhein, Alemania	Sistema fotovoltaico y térmico solar, generación de biogás e hidroeléctrica.	Implementación
Bamberg, Alemania	Produce energía a partir de sistemas eólicos y solares, estaciones modulares de calentamiento, sistemas de calentamiento a partir de madera y estaciones de carga de vehículos eléctricos. Este proyecto atenderá con electricidad y calor a 210.000 habitantes.	Implementación
Aspen, USA	Fuentes de energía hidroeléctrica, eólica y gas de vertedero.	Operando
Beaverton, USA	Alimentan a la red de electricidad proveniente de parque eólico. Provee 100% de la energía a los edificios públicos, iluminación pública y suministro de agua.	Operando
Brunico, Italia	Esta comunidad de 1500 familias, produce su energía con tecnología solar térmica y fotovoltaica, una pequeña hidroeléctrica, una planta de biomasa y biogás, y una red de calentamiento. El agua caliente se bombea usando radiadores y pisos radiantes. Produce más electricidad y calor del que consume. Políticas energéticas garantizan la inyección a la red de cualquier cantidad de energía, diferenciando el costo según la tecnología.	Operando
Bamiyan, Afganistán	Una mini red fotovoltaica a gran escala generando 1MW para más de 3500 empresas, hogares y edificios gubernamentales.	Operando
Sevilla, España	Proyecto Low UP recuperación de calor residual a partir de energía solar para calentar los espacios de una oficina. Emplea un sistema híbrido, con colectores solares que generan calor y electricidad, y una bomba de calor de respaldo cuando hay ausencia de sol. Tecnología de piso radiante a baja temperatura. Cuenta entonces con un sistema de recuperación de calor y de almacenamiento.	Implementación

Distritos térmicos

Algunas estadísticas señalan que para 2017, en Europa fueron reportados alrededor de 6000 distritos de calentamiento, que proporcionaban entre el 11 y 12% del total de las necesidades de calor, frente a 115 distritos de enfriamiento (Buffa, Cozzini, D'Antoni, Baratieri, & Fedrizzi, 2019). Estos corresponden con sistemas tradicionales que cuentan con una unidad centralizada de potencia que alimenta agua caliente o vapor a un sistema de tuberías que distribuye el calor a las áreas urbanas.

A continuación se señalan cuatro casos de estudio de implementación exitosa y competitiva de soluciones de calefacción y refrigeración a nivel de organizaciones en ciudades seleccionadas, usando las tecnologías de energías renovables como la solar térmica, la biomasa, el biogás y la bomba de calor en el contexto de los diferentes factores locales en toda Europa, y cuáles son los impactos de su despliegue en las comunidades locales (Demeersman Jaganjacová, 2019; Dobre & Georgiev, 2019; Georgiev, 2019; Simonelli & Zarra, 2019).

Caso 1. Proyecto de uso de Biogás en Trebon, Republica Checa. Este proyecto hace uso de una planta antigua de biogás a partir de residuos agrícolas, construida en 1974 y una adicional que genera gas a partir del estiércol de cerdo. La materia prima es provista de las granjas cercanas a la planta.



Figura 15. Planta de biogás en Trebon.

Fuente: tomado de (Demeersman Jaganjacová, 2019)

La planta genera electricidad y calor a partir de un sistema CHP. La energía generada en la planta más pequeña se distribuye así, el calor para su propio funcionamiento, principalmente en el biodigestor y la electricidad es inyectada a la red. En el caso de la planta mayor, el calor es usado para suplir las necesidades de calentamiento de la población de Trebon y la electricidad inyectada a la red.

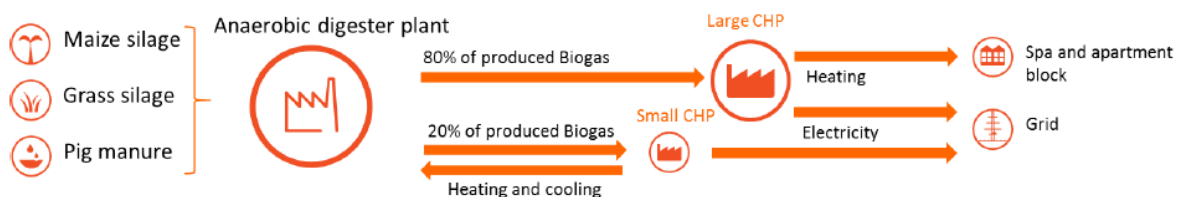


Figura 16. Distribución energía producida en la planta de gas Trebon.

Fuente: tomado de (Demeersman Jaganjacová, 2019)

El proyecto opera desde 2009, evita la generación de cerca de 9400 ton CO₂/año y produce alrededor de 8 GWh/año de electricidad, de la cual consume 90% del biogás generado en la producción de electricidad. Se espera que tenga una vida útil de 20 años. Son dueños de la planta, granjeros que se unieron y se constituyeron como una empresa de generación de energía a partir de los residuos propios de sus actividades.

Caso 2. Proyecto de uso de bombas de calor en Arnhem, Países Bajos. En este proyecto fueron renovadas 96 viviendas (400 habitantes) en un distrito de la ciudad referida. Las renovaciones incluyeron el aislamiento de las viviendas, instalación de paneles solares en los techos de las viviendas y bombas de calor aire agua.



Figura 17. Distrito térmico en Arnhem, Países Bajos
Fuente: tomado de (Simonelli & Zarra, 2019)

Este sistema instalado en 2015, permite proveer a cada vivienda de electricidad, calefacción, ventilación y agua caliente. El sistema de calentamiento a partir de bombas de calor de tamaño medio aire- agua, el cual cuenta con un sistema de distribución hidráulica, radiadores de pared y un sistema de almacenamiento de agua caliente. La bomba de calor requiere la electricidad para operar el compresor. Este sistema evita el uso de gas natural para calentamiento hasta 2050, lo que reduce las emisiones de CO₂ hasta en 283.000 kg.

Caso 3. Uso de biomasa en sistemas CHP en Turku, Finlandia. Finlandia es un país con temperaturas que oscilan entre -30°C en invierno y +30°C en verano, lo que tiene un impacto considerable en el uso de energía del país. Los distritos térmicos son la manera más generalizada de proveer calentamiento en la mayoría de los centros urbanos y ciudades del país. Teniendo en cuenta que la electricidad y el consumo de energía para estas aplicaciones es la responsable del 43% de las emisiones de CO₂ en el mundo, este proyecto que inició operación en 2017, produce calor y electricidad a partir de biomasa de madera, reduce 400000 ton/año. Es una planta que cuenta con sistema de generación de calor a partir de una caldera de lecho fluidizado circulante, capaz de usar variados combustibles y una turbina a gas. Genera electricidad y calor que se distribuyen como se muestra en la Figura 18.

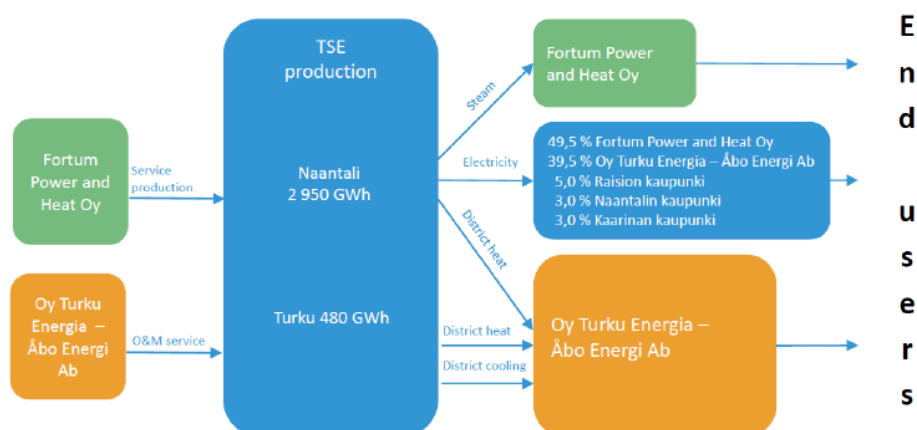


Figura 18. Distribución energía generada en planta Turku.
Fuente: Tomado de (Dobre & Georgiev, 2019)

Caso 4. Uso de energía solar en Silkeborg, Dinamarca. Es la planta térmica solar más grande del mundo. Tiene la capacidad para proveer calentamiento a 22000 usuarios.



Figura 19. Planta de energía térmica solar en Turku, Silkeborg, Denmark.
Fuente: tomado de (Georgiev, 2019)

Esta planta proporciona el 20% de la energía térmica que requiere el distrito a través de una red de calentamiento. Cuenta con tanques de almacenamiento de agua caliente para uso cuando la demanda es superior a la producción. Usa tecnología de colectores solares que calientan el agua que circula por el distrito térmico compuesto por una red de tuberías. La planta comenzó operación en 2016 y se estima que lo haga por 25 años más. Tiene una fuente adicional de calor que es gas natural reduce alrededor de 15000 ton CO₂/año. El material de los colectores solares puede ser reciclado una vez termine la vida útil de los mismos.

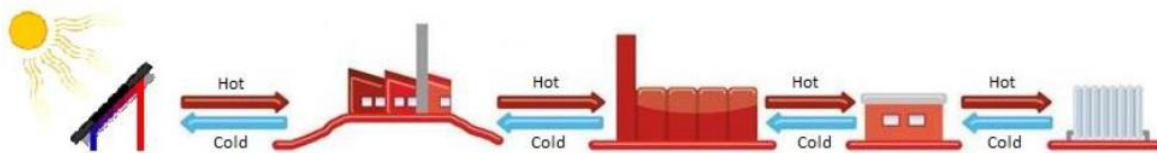


Figura 20. Distribución energía producida en la planta de calentamiento térmico solar.
Fuente: tomado de (Georgiev, 2019)

Distritos térmicos de 5ta generación (5GDHC, por sus siglas en ingles). Existe una serie de distritos térmicos llamados hoy de 5ta generación, en los cuales Alemania y Suiza son pioneros. En estos sistemas, se puede usar las líneas de conducción de agua caliente y vapor para hacer conducción también de agua fría. Es una tecnología aún en estudio, en la cual en Europa ya existen proyectos piloto. La idea de esta tecnología es usar las mismas tuberías para proveer el agua necesaria para calor o para frío de manera estacional, así, se provee de agua caliente en invierno y agua fría en verano (Buffa et al., 2019). En estos sistemas se espera que el consumidor/prosumidor tenga un papel activo, y no como actualmente es, donde hay una operación centralizada de la generación, almacenamiento y distribución del fluido térmico, buscando la maximización del beneficio a partir de la demanda, el mercado eléctrico y las pérdidas de calor del sistema. Se pretende tener unidades descentralizadas en donde el intercambio de energía se haga por el precio en el mercado.

El concepto de 5GDHC, derivan del uso de tecnologías de extracción de calor subterráneo como de los sistemas de transporte de agua caliente usando bombas de calor. El primero usado básicamente de manera individual en viviendas y el segundo en instalaciones donde es necesario fluido frío y caliente como centros comerciales. Este sistema propone el uso de sistemas de tuberías de redes de calentamiento ya existente, reduciendo la temperatura de la línea para circular fluido frío de retorno. Este concepto permite hablar de distritos térmicos de multinivel (MLDH). La Figura 21 muestra el número de proyectos piloto existentes por país.

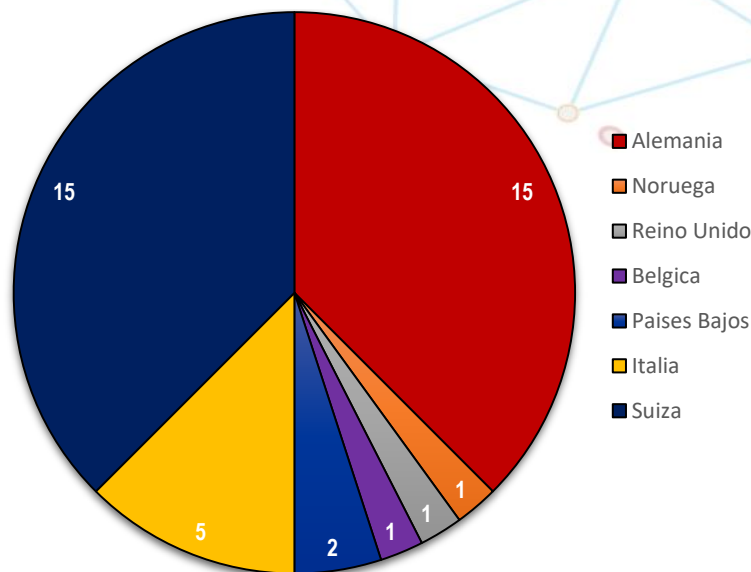


Figura 21. Proyectos piloto de 5GDHC en Europa.
 Fuente: tomado de (Buffa et al., 2019)

Se identifican tres conceptos de proceso: i) no regenerativo en la cual, el calor es suplido a la HP desde diferentes fuentes sin regeneración de la fuente; ii) regeneración clase A, en donde por transferencia de masa, la fuente de calor proviene de un carrier como los sistemas de almacenamiento térmico acuífero (ATES) y iii) regenerativo tipo B, en donde por transferencia de calor, ocurre la regeneración de la fuente de calor. Aplicado a la restauración de las propiedades termo-físicas del material de intercambio como el hielo o Borehole. Agua a diferente temperatura según la fuente están siendo estudiadas como medio en distritos térmicos. Es el caso del agua de mar, agua subterránea o agua de ríos. La universidad de Bergen en Noruega está evaluando un piloto de agua de mar como fuente térmica, a partir de una planta amoniaco-agua. En Alemania, en localidad de Ohrberg, el agua del río Weser, provee la energía térmica para 82 viviendas. A continuación, la Figura 22 presenta los proyectos por tipo de fuente que están siendo implementado en Europa.

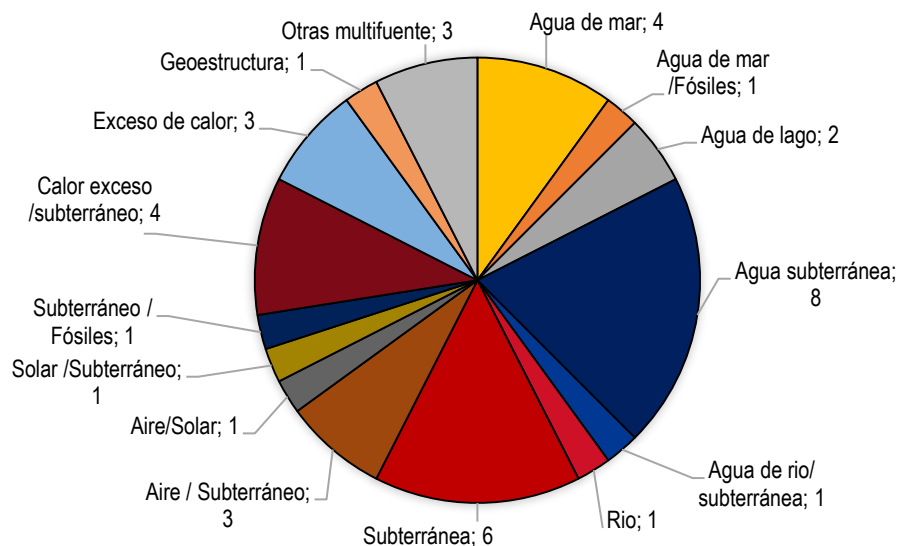


Figura 22. Casos de estudio de 5GDHC por fuente de energía.
 Fuente: tomado de (Buffa et al., 2019)

En (Buffa et al., 2019) es posible consultar todos los proyectos del tipo distrito térmico con sistemas 5GDHC, que han sido detectados en el mundo.

Programa distritos térmicos en Colombia. Pionero en latino américa, se seleccionaron 5 ciudades Medellín, Cartagena, Cali, Bogotá y Bucaramanga ("Proyecto Distritos Térmicos Colombia, pionero en la región - Distrito energético," 2016). Se comenzó con estudios de zonas potenciales articulando las empresas prestadoras de servicios públicos, asesoría de expertos internacionales y encuestas a usuarios. Como resultado, se seleccionaron las siguientes zonas en cada ciudad, centro administrativo nacional-CAN en Bogotá, cabecera en Bucaramanga, Centro en Cali, Bocagrande en Cartagena y Alpujarra en Medellín. Inició en primera fase en 2016, con el distrito térmico de la Alpujarra en Medellín, como caso demostrativo. Su mayor influencia se encuentra en materia de climatización. Nace con la idea de reducir las emisiones de GEI. Este proyecto fue la aplicación de más de 100 años de experiencia adquirida por Suiza, con 150 proyectos de distritos térmicos para abastecimiento de calor y de frío, que empieza a replicar en Colombia y debido al éxito de implementación de la primera fase, se aprobó una segunda fase, con el fin de promover los distritos térmicos como estrategia para mitigar el cambio climático, reducir GEI y cumplir con metas de eficiencia energética. La primera fase del proyecto culmina con la entrega oficial de Suiza a Colombia del Distrito Térmico del Centro Administrativo La Alpujarra a EPM Medellín. La segunda fase tendrá nuevos aliados como el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y la Asociación Colombiana de Acondicionamiento del Aire y de la Refrigeración (Acaire) y durará 4 años a partir del 2019 (MME, 2019).

3.2.4. Almacenamiento de energía en programas RD

En este apartado, se muestra el análisis de casos de estudio, relacionado con la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía a programas RD, proyectos piloto o sistemas en operación comercial. Estos implican el uso de almacenamiento y RD para equilibrar la producción de energía. La Tabla 12 se enumera los proyectos piloto presentados en algunas regiones, mostrando su nivel de avance y sus principales características (Bengtson, 2014).

Tabla 12. Proyectos piloto acoplados RD y almacenamiento.

Fuente: Adaptado de (Bengtson, 2014)

Nombre	País	Estado	Tecnología generación	RD
Night wind	Holanda	Demostración	Eólico	Almacenamiento de frío
	Alemania	Demostración	Renovable y cogeneración	Desplazamiento de carga
	Austria	Investigación	Eólico	Todos
Green VPP	Austria	Investigación	Renovable	Todos
VPP y DSM	Austria	Investigación	Eólico	Calentamiento, enfriamiento, secado y lavado
Viselio	Italia	Investigación	Solar	Almacenamiento de calor y planta de biomasa
Renewable buffering on minor islands	Italia	Investigación	Renovable	Almacenamiento de hidrógeno o agua desalinizada
EU Deep Task force 1	Europa	Demostración	Eólico	Todos y generadores locales
solar cities	Australia	Pruebas de campo	Fotovoltaica	Eficiencia energética
Accionar solar building	España	Existe	Fotovoltaica	Eficiencia energética en un edificio
Antondegí	España	Existe	Solar, eólico, biomasa	Eficiencia energética
Sarriguren	España	Existe	Solar, eólico, biomasa	Eficiencia energética

El almacenamiento térmico es ampliamente reconocido como un medio para integrar las energías renovables en la red del lado de la generación de electricidad, sin embargo, del lado de la demanda, también es posible su integración. En particular este tipo de almacenamiento, es muy útil en uso residencial (Kohlhepp et al., 2019). Actualmente son comerciales, las tecnologías de almacenamiento térmico subterráneo (UTES), el almacenamiento térmico en agua, en desarrollo y difusión los sistemas de sales fundidas, el almacenamiento de hielo y en investigación y desarrollo los sistemas termoquímicos (IEA, 2014).

De un total de 1.374 proyectos de aplicación de almacenamiento a nivel mundial, 204 son de almacenamiento térmico (DOE, 2019a), sin embargo, este solo representa el 2% de la capacidad instalada total dado que los equipos de almacenamiento térmico están comercialmente disponibles para edificios comerciales, habitacionales e institucionales (Belzile et al., 2012). La Figura 23 muestra las aplicaciones en el sector residencial y terciario que puede ser intervenido por sistemas de almacenamiento térmico para potenciar RD.

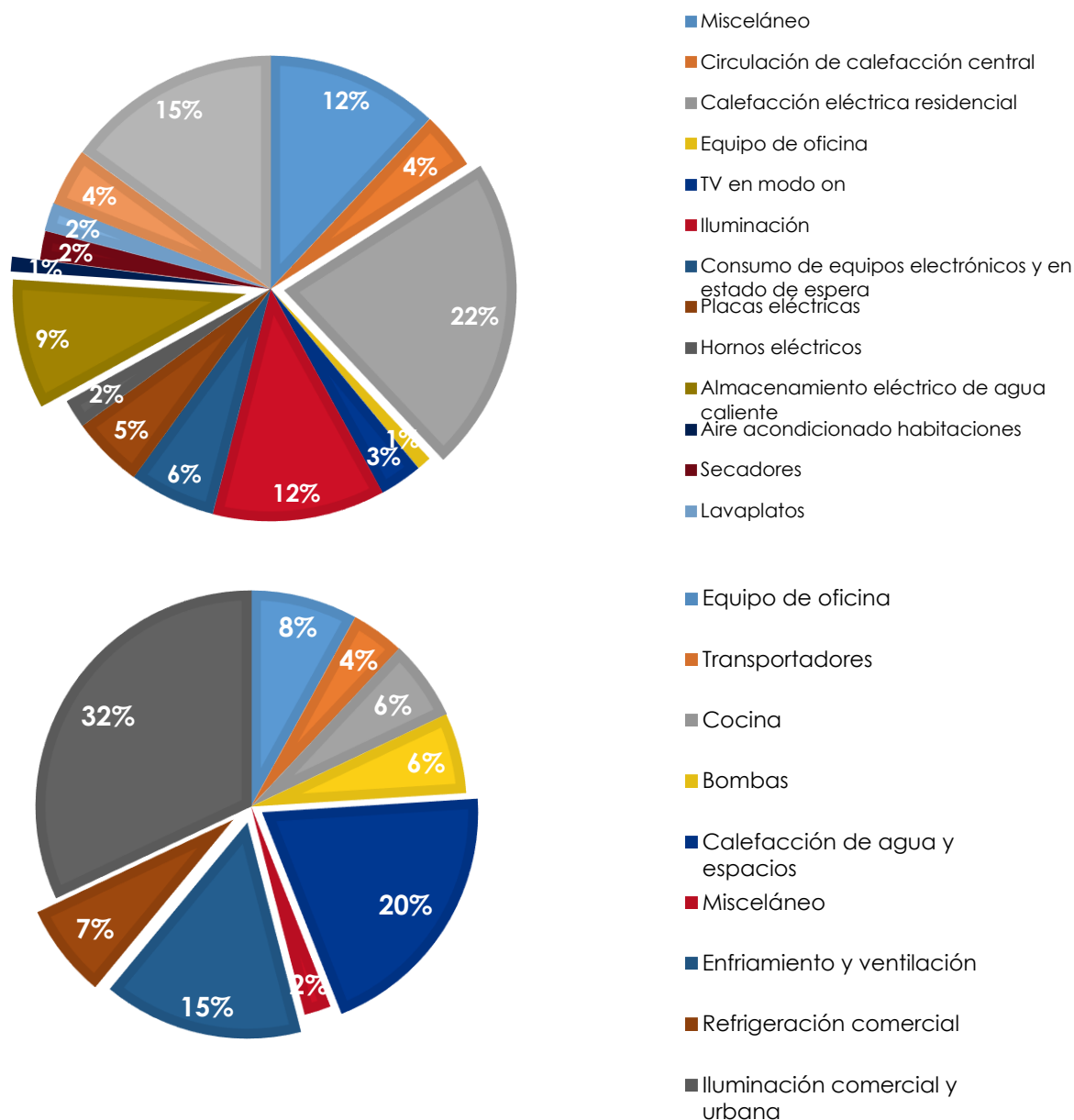


Figura 23. Aplicaciones donde se puede potenciar el almacenamiento térmico con RD.

Arriba: sector residencial. Abajo: sector terciario

Fuente: Tomado de (Arteconi et al., 2012)

El almacenamiento de energía proporciona un mayor valor en escenarios con una mayor penetración de energías renovable debido a la mayor necesidad de reservas operativas y mayores oportunidades de arbitraje energético a través del almacenamiento de electricidad de bajo costo y con los mecanismos de RD, permiten la adición de energía a la red, con el consecuente reducción de costos o recepción de incentivos económicos si se usa la energía almacenada para reducir la demanda de la red o se oferta el excedente en el mercado a precios de hora pico (Wagner, 2013).

Se espera que a 2040, las tecnologías de almacenamiento de energía representarán casi el 70 por ciento de la inversión global y proporcionarán el 40 por ciento de la electricidad mundial. Facilita la integración con sistemas de almacenamiento y RD, la reducción de costos que ha venido experimentando la tecnología de baterías, 40% desde 2010 (DOE, 2019b). Las tecnologías de almacenamiento de energía son clave en la descarbonización del sector energético y en la transición a una nueva configuración de generación de energía. En este sentido, la combinación de las tecnologías de almacenamiento eléctrico por bombeo y con baterías, para gestión de energía de alta y baja potencia, comercialmente disponibles, pueden ser acopladas a mecanismos RD, y energías renovables. Los costos de las baterías de ion litio se están reduciendo a una tasa significativa, de US\$ 1.200/kWh en 2012 a US\$ 700/kWh en 2017. BNEF predice que el costo caerá aún más de US\$ 700/kWh en 2016 a US\$ 300/kWh en 2030 (DOE, 2019b). Esta caída significativa en los precios favorecerá las inversiones en esta tecnología y permitirá la producción en masa de baterías para una amplia gama de aplicaciones, permitiendo masificar también las energías renovables conectas a la red o en configuración de microrredes en sistemas de autogeneración y gestión de demanda (Roberts, Bruce, & MacGill, 2019).

Para que las energías renovables y los sistemas de almacenamiento puedan conectarse a la red, es necesario que esta tenga el carácter bidireccional lo que permitiría tener las condiciones necesarias para integrar la generación de electricidad, el almacenamiento y la RD. Así, los sistemas de almacenamiento pueden recargarse cuando haya electricidad disponible por renovables y pueda ser entregada a la red en horas pico.

Por otra parte, los vehículos se pueden considerar como almacenadores de energía cuando se encuentren estacionados y por lo tanto contribuyan a la mejora del factor de carga del sistema eléctrico en su conjunto. Para el acople de sistemas de almacenamiento y mecanismos RD que impliquen suministro a la red de energía sobrante se tienen una serie de desventajas e inconvenientes. En primer lugar, el costo y capacidad de las sistemas, las limitaciones de tamaño y prestaciones de los vehículos eléctricos, el tiempo de recarga de las baterías, la ausencia de puntos de recarga o de cambio de baterías, y los cambios que deberían producirse en el sistema eléctrico. A su vez, las estructuras del mercado pueden limitar la capacidad de cualquier nuevo participante, incluida la RD, y el almacenamiento de energía.

Actualmente en la base de datos sobre almacenamiento mundial de energía (DOE), se encuentran registrados 1.395 proyectos de AE operacionales y en construcción con más de 177.000 MW de capacidad instalada (DOE, 2019a), donde el mayor número de proyectos utilizan tecnología electroquímica (782), sin embargo, representan tan solo cerca del 2% en términos de potencia nominal instalada (2.247 MW). La tecnología que presenta un mayor estado de madurez tecnológica es el almacenamiento hidráulico por bombeo, la cual presenta registro de proyectos desde 1929, y constituye la mayor capacidad instalada en AE en el momento (170.479 MW representados por 324 proyectos). En la Figura 24 se puede observar la distribución por tecnología y la capacidad instalada en los proyectos registrados en la DOE, donde los países que tienen una mayor número de proyectos son: Estados Unidos (560), China (97) y Japón (85) (DOE, 2019a).

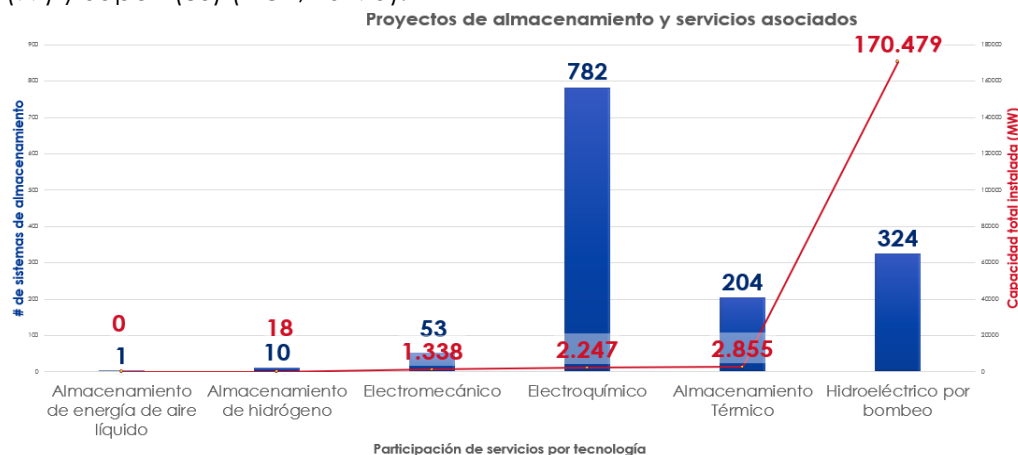


Figura 24 Proyectos de AE instalados a nivel global
Fuente: Adaptado de (DOE, 2019a)

Estados Unidos es el país que ha avanzado más en el desarrollo de proyectos y políticas en materia de almacenamiento de energía, definiendo esquemas de participación de estos recursos en los diferentes mercados, el fortalecimiento de esquemas de demanda activa y como tecnologías habilitadoras para empoderar a los usuarios en la participación de programas de respuesta de la demanda. A continuación, se describe como interactúan los programas de RD¹¹ en los diferentes servicios apalancados por sistemas de AE en las tres regiones líderes en sistemas de AE: la interconexión PJM¹², California y Texas (DOE, 2019a; EIA, 2018).

A su vez, se destacan las siguientes experiencias:

New York BQDM – programa RD con horas específicas: La meta explícita de este programa fue evitar la inversión de una subestación en Brooklyn, Nueva York. En el que se destaca que las horas del programa también estaban alineadas con las horas de generación térmica.

- Disponibilidad: 2 periodos en que pueden participar los clientes, 4:00 pm – 8:00 pm y 8:00 pm - 12:00 am, desde el 1 de mayo hasta el 30 septiembre (días hábiles).
- Pago: tasa fija por disponibilidad y una tasa fija por energía.
- Despacho del programa: 5 - 10 por año.
- Clientes: pueden participar con reducciones de carga, almacenamiento, o generación permitida.
- Criterio de participación: clientes tenían que asegurar el cumplimiento de un límite de emisiones.

Massachusetts Clean Peak Standard: pago por reducciones de carga en horas de alta generación térmica.

- Recursos de almacenamiento tienen que almacenar energía en horas específicas de alta producción de unidades renovables.
- Recursos de reducción de carga tienen que reducir en las horas de demanda pico del estado de Massachusetts (hay 4 estaciones, pero las que tienen más valor son en el verano del 15 mayo al 14 septiembre de 3:00 pm a 7:00 pm y en el invierno del 1 diciembre al 28 de febrero de 4:00 pm a 8:00 pm).
- Usualmente los recursos tienen que suministrar energía (en forma de reducciones) que limitaría este programa al almacenamiento; pero hay una propuesta para que obteniendo recursos de reserva, solo tengan que estar disponible y compitiendo con recursos térmicos que estén prestando reservas.
- La meta del programa es obtener 1,5% de las ventas totales en el Estado por estos recursos hasta el 2021, y el 48% hasta el 2051.

Cabe destacar que la disponibilidad de los recursos RD, como recursos de último recurso o que participan en los mercados de reserva operativa/fría, pueden mejorar la eficiencia de unidades térmicas, porque si hay otro suministro de reserva (como RD), los unidades prendidas no tienen que operar en un nivel no óptimo para suministrar los requerimientos de reserva operativa del sistema y con lo que se reduciría emisiones. Los tipos de contratos *Capacity & Operating Reserves Demand Response* son mediante subastas específicamente para recursos RD, subasta de recursos de potencia incluyendo RD y mercados de reserva en que puedan participar recursos RD.

Por otra parte, en Brasil se está planteando un esquema para que el uso de recursos RD sea más ágil con el fin de satisfacer las necesidades del sistema con duraciones de solo unas horas. Sin programas RD, estas necesidades se tienen que alcanzar con recursos de generación con tiempos de activación y apagado muy largos (arranque-parada). En este caso, aunque las necesidades son cortas, hoy en día se generan emisiones por un periodo más largo por no tener recursos flexibles.

¹¹ <https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/demand-response/dem-res-adv-metering.asp>

¹² Red eléctrica de Pennsylvania -New Jersey-Maryland

En la Tabla 13 se puede observar una comparación entre las diferentes casos analizados.

Tabla 13. Programas RD y almacenamiento.

Fuente: Elaboración propia

Participación RD	PJM	CAISO	ERCOT	ALEMANIA	FRANCIA
Modo de participación	Mercados de energía, capacidad y servicios complementarios	Mercados de energía diario e intradiario y servicios complementarios	Mercados de energía diario e intradiario y servicios complementarios	Ofertas en mercado diario e intradiario. Mercado de balance	Ofertas en mercados de energía y capacidad
Productos por ofertar	Reducción de carga y servicios complementarios, opciones tarifarias	Reducción de carga y servicios complementarios, opciones tarifarias	Reducción de carga y servicios complementarios, opciones tarifarias Programas de confiabilidad	Reducción de carga y servicios complementarios	Reducción de carga y servicios complementarios por medio de NEBEF
Servicios auxiliares	Regulación de frecuencia Reservas	Regulación de frecuencia Reservas operativas Reservas de capacidad	Regulación de frecuencia Reservas operativas Reservas de emergencia	Control primario y secundario de frecuencia Reservas rápidas Cargas interrumpibles Reservas de capacidad	Control primario y secundario de frecuencia Reservas rápidas y complementarias Licitaciones Mecanismo de capacidad
Agregadores	Empresas de Servicios Públicos Independientes	Empresas de Servicios Públicos Independientes Comunitarios	Públicos y privados: Clase I Clase II	Independientes con acuerdo bilateral con los BRP	Agregadores ofertan RD en todos los mercados
Oferta mínima	0,1 MW	0,1 MW	0,1 MW	1 MW mercados de energía 1-5 MW mercados de balance 10 MW para reservas de capacidad	0.1 MW mercados de energía 1 MW control primario y secundario 10 MW reservas
Principales requisitos	Recurso de reducción/desconexión por eventos críticos o a solicitud En estados de emergencia	Dispositivos de control remoto de carga Límites de demanda establecida por cada compañía Reducción o desconexión desde 15 minutos hasta 6 horas	Reducción o desconexión mínima 15 minutos Límites establecidos por cada REP	Reducción o desconexión desde 15 minutos hasta 12 horas	Control primario y secundario: activación automática Reservas: activación manual

Interconexión PJM

La interconexión PJM es el operador de la red de transmisión regional (*Regional Transmission Organization - RTO*) que desde 1998 opera el mercado de electricidad de esa región y está regulada por la Comisión Federal Reguladora de Energía (*Federal Energy Regulatory Commission - FERC*) quien también autoriza a PJM para administrar la confiabilidad de la red de transmisión, así como el mercado de electricidad dentro de sus áreas de control (Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia and the District of Columbia.). A continuación, se muestra como está estructurado el mercado, sus sistemas de almacenamiento de energía y las sinergias que presenta con programas de respuesta de la demanda (Figura 25).

En el mercado de capacidad de PJM, actualmente, los mecanismos de respuesta de demanda pueden participar mediante dos diferentes opciones: **1-** Mediante el compromiso de reducir su demanda durante eventos críticos y determinados durante el año, y **2-** Mediante el compromiso de reducir su demanda cuando se le solicite, en cualquier momento a lo largo de todo el año. A partir del periodo de entrega 2020/2021 se habilitará sólo una opción de participación en el mercado de capacidad, la cual se ha denominado “Capacity Performance” basado en la reducción de carga requerida por PJM durante los eventos críticos a lo largo del año, pero sin limitaciones de cantidad o duración.

La integración de la Respuesta a la Demanda en los Mercados de PJM reconoce la importancia de la respuesta de la demanda para un mercado en pleno funcionamiento, así como el efecto de la respuesta de la demanda sobre la fiabilidad de la red, por lo que se han desarrollado normas para permitir que los Recursos de Respuesta de la Demanda participen en los distintos mercados de PJM bajo la dirección y control de los Proveedores de Servicios de Reducción (*Curtail Service Providers – CSP*). Bajo este escenario, en PJM existen estados de emergencia o pre-emergencia en las cuales se permite la activación de recursos de RD que permita reducir la carga del sistema durante condiciones de emergencia, los cuales reciben pagos de la siguiente manera:

- Los recursos de RD en la opción de carga de emergencia de solo energía se definen como recursos de RD que reciben sólo un pago por reducciones de energía.
- Los recursos de RD en respuesta a situaciones de emergencia o pre – emergencia reciben pagos por reducciones de energía y por capacidad.
- Los recursos de RD en la opción de carga de emergencia o de pre – emergencia de solo capacidad sólo un pago de capacidad por reducción.

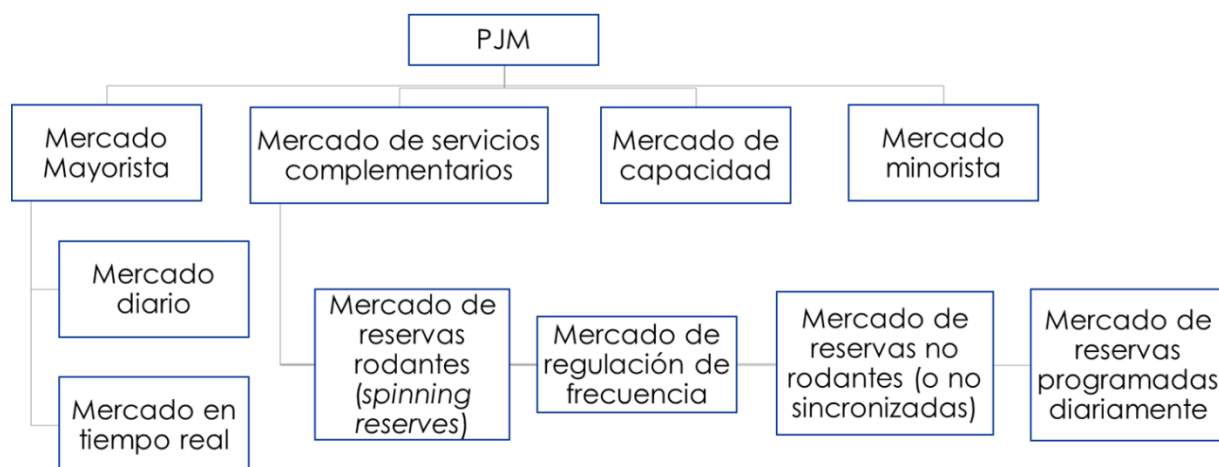


Figura 25 Servicios del operador PJM
Fuente: elaboración propia

Los recursos de Respuesta de la Demanda igualmente se encuentran habilitados para participar en los despachos económicos de PJM en los diferentes mercados de servicios auxiliares mediante su reducción de consumo y recibir pagos por dicha reducción o atender a señales de la activación de algún evento de RD.

Mediante el ahorro de costos en el mercado minorista, existen muchos incentivos que aplican los distribuidores para promover la gestión de la energía de parte de los usuarios, como lo son la tarifas TOU, los precios marginales localizados, descuentos e incentivos ante la gestión, entre otros, por lo tanto, los pequeños usuarios tienden a participar en estos en mayor medida para lograr disminuir su cuenta de servicios, sin correr grandes riesgos. Por otro lado, en el mercado mayorista, el CSP ofrece la cantidad de demanda que puede reducir a partir de sus capacidades pronosticadas dependientes de los usuarios agregados. La distribución de los pagos entre el CSP y los usuarios es objeto de un acuerdo común entre las partes.

El almacenamiento de energía en el operador independiente PJM ha sido utilizado para apoyar la expansión de las fuentes variables de energía (*Variable Energy Resources – VER*), principalmente las de carácter renovable como solar y mejorar las capacidades de la red eléctrica. En la Figura 26 (DOE, 2019a) se muestra los sistemas de almacenamiento de energía operacionales que se encuentran en PJM; en total son 70 que representan una capacidad de almacenamiento de 5.825 MW (DOE, 2019a). Estas tecnologías de almacenamiento pueden participar tanto en los mercados de energía como en el mercado de servicios auxiliares y el mercado de capacidad, gracias a la aprobación del FERC de la **Orden 841** referente a la participación de los dispositivos de almacenamiento a gran escala (*utility-scale*) y detrás del medidor (*behind-the-meter*) en los mercados de energía.

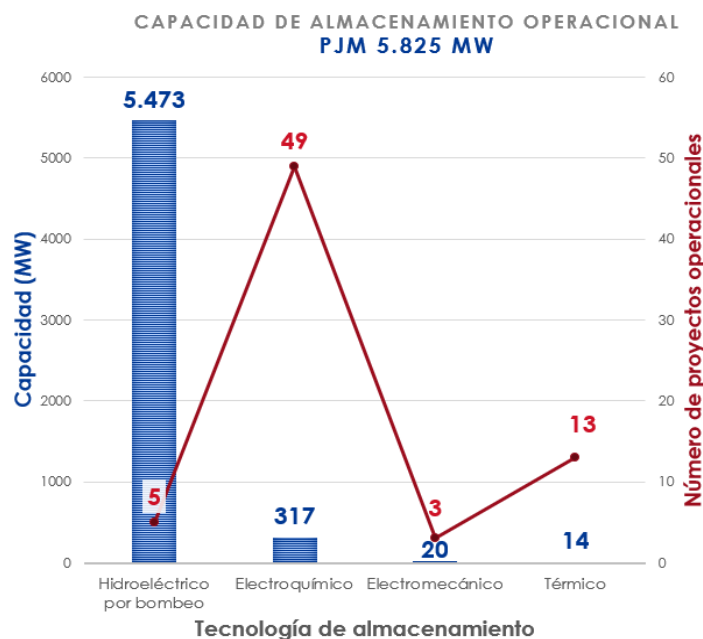


Figura 26 Sistemas de almacenamiento de energía operacionales en PJM

Fuente: Adaptado de (DOE, 2019a)

En PJM se han implementado los siguientes tipos de almacenamientos de energía:

- **Electroquímico - Almacenamiento en baterías:** Se inició un programa piloto con un sistema de baterías de 1MW instalado por AES Energy Storage en el campus de enseñanza de PJM, luego, se inició el despliegue de las tecnologías, como el sistema de 32MW que se instaló en conjunto con la granja eólica de 98 MW, a finales del 2017, la capacidad de baterías instaladas al sistema de PJM es de alrededor de 300MW
- **Electromecánico - Almacenamiento con volante de inercia:** Esta tecnología involucra el uso de un volante de inercia para almacenar energía extraída de la red mediante un motor que acelera la volante, cuando la red necesita el servicio de regulación, la volante provee la energía mediante un generador para producir la electricidad necesaria, mientras la volante disminuye su velocidad, actualmente, alrededor de 20MW se han conectado a la red en diferentes proyectos en Beacon, Pensilvania.
- **Electromecánico - Almacenamiento de Aire Comprimido:** El sistema de almacenamiento mediante aire comprimido se ha comprometido en un método de almacenamiento promisorio; de igual manera que el almacenamiento hidro bombeado, utiliza momentos de hora valles para bombear y comprimir aire en ciertas áreas y luego el aire se libera cuando se necesita la regulación, esta liberación de aire se hace a través de una turbina de combustión con gas natural, incrementando la eficiencia del generador.
- **Térmico:** se encuentran varios proyectos que están siendo evaluados y avanzando en su implementación, para gestionar los consumos de la factura en cuanto a las necesidades de climatización y aire acondicionado, así como evaluar la habilidad de respuesta en servicios como la regulación de frecuencia y control de carga.

- **Electroquímico - Vehículos Eléctricos:** El almacenamiento en las baterías de los vehículos eléctricos y los vehículos eléctricos híbridos *plug-in* conectados a la red se ha evaluado como un método de almacenamiento de carga durante horas de no pico, mientras se gestiona su carga en momentos de alta demanda. PJM y la Universidad de Delaware, se encuentran actualmente evaluando un proyecto para proveer regulación de frecuencia en el mercado de PJM, a través de los vehículos eléctricos (V2G Project) (PJM, 2018).

Las tecnologías de almacenamiento de energía pueden conectarse a cualquier nivel del transporte de la electricidad (transmisión y distribución), ofrecer una amplia variedad de servicios como se muestra en la Figura 27, cumpliendo todos los requisitos que las otras tecnologías de generación requieren para su conexión a la red para prestar un servicio confiable, seguro y eficiente. Debido al despliegue de las fuentes variables de energía renovables, también se han incrementado las tecnologías de almacenamiento detrás del medidor (*behind-the-meter*), reduciendo la carga neta del sistema y actuando como mecanismos de respuesta de demanda del lado de la demanda, estos pueden participar también en el mercado de servicios complementarios y los otros mercados, mientras cumplan con un valor mínimo de participación que se establece en 100kW (PJM, 2019a). La mayor parte de la capacidad de almacenamiento (5.473 MW por sistema en promedio) representada por los sistemas de bombeo reversible, se enfocan en el desplazamiento de consumo de energía que implica cargar el sistema de almacenamiento bombeando agua durante periodos de precios bajos y descargar el agua almacenada para generar energía durante periodos de mayor demanda o precios altos, logrando así aplanar la curva de demanda. El mayor número de sistemas de AE son los electroquímicos (25) y a pesar de que son sistemas relativamente pequeños en comparación con los sistemas de hidrobombeo (185 MW en promedio) participan en un amplio número de servicios auxiliares, de arbitraje (compra y venta de energía), desplazamiento de consumos, entre otros.

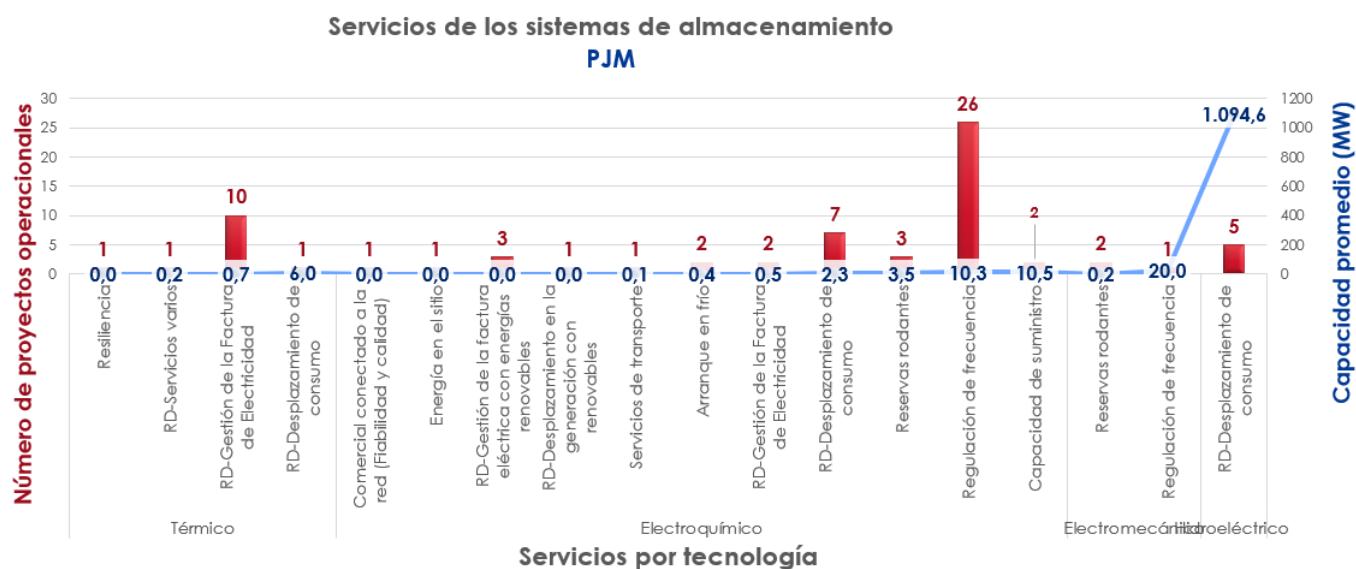


Figura 27 Servicios prestados por los sistemas de almacenamiento de energía en PJM

Fuente: Elaboración propia a partir de (DOE, 2019a; EIA, 2018)

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 el operador PJM para participar en los distintos tipos de mercados que administra, mercados de capacidad, servicios complementarios y de energía. PJM permite la participación de mecanismos de respuesta de la demanda de los usuarios a lo largo de todo su mercado, a través de las empresas de servicios públicos o mediante Proveedores de Servicios de Reducción - 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.

La respuesta de demanda puede participar mediante varios tipos de mecanismos en el mercado de energía:

- Ahorro de costos en la compra de electricidad al comercializador. Cuando los precios marginales localizados son altos, la demanda puede participar en el mercado *day-ahead* o en el mercado de tiempo real, haciendo ofertas de cantidad de energía a desconectar. En el mercado *day-ahead*, si las ofertas son aceptadas, reciben el pago de acuerdo con los precios de cierre del mercado. En el caso del mercado en tiempo real, reciben el resultado del precio resultante, por reducir voluntariamente su demanda en periodos críticos.
- Participación como un recurso ofertado para desconexión en el mercado de capacidad. En este caso, la demanda puede ofertar recursos a través de los CSP, con tres años de anticipación a la fecha de ejecución, y recibir los pagos correspondientes.
- Participación en la oferta de reducción de demanda, en los mercados de reservas sincronizadas, regulación de frecuencia, y reservas programadas en el mercado *Day-Ahead*.

En la Figura 28 se muestran las principales sinergias entre los sistemas de almacenamiento de energía y los programas de respuesta de la demanda, donde destaca que la mayor cantidad y capacidad de sistemas de AE están enfocados al desplazamiento de consumo de energía y a la gestión de la factura de energía eléctrica para reducir su costo. Los sistemas de AE que más servicios de RD ofrecen en PJM son los electroquímicos, baterías de litio, plomo ácido, sodio y azufre en su mayoría; concentrados principalmente en permitir a los usuarios gestionar su consumo de energía y responder de forma rápida a los cambios en los precios de energía en tiempo real desplazando así su consumo a horas donde la energía sea más económica.

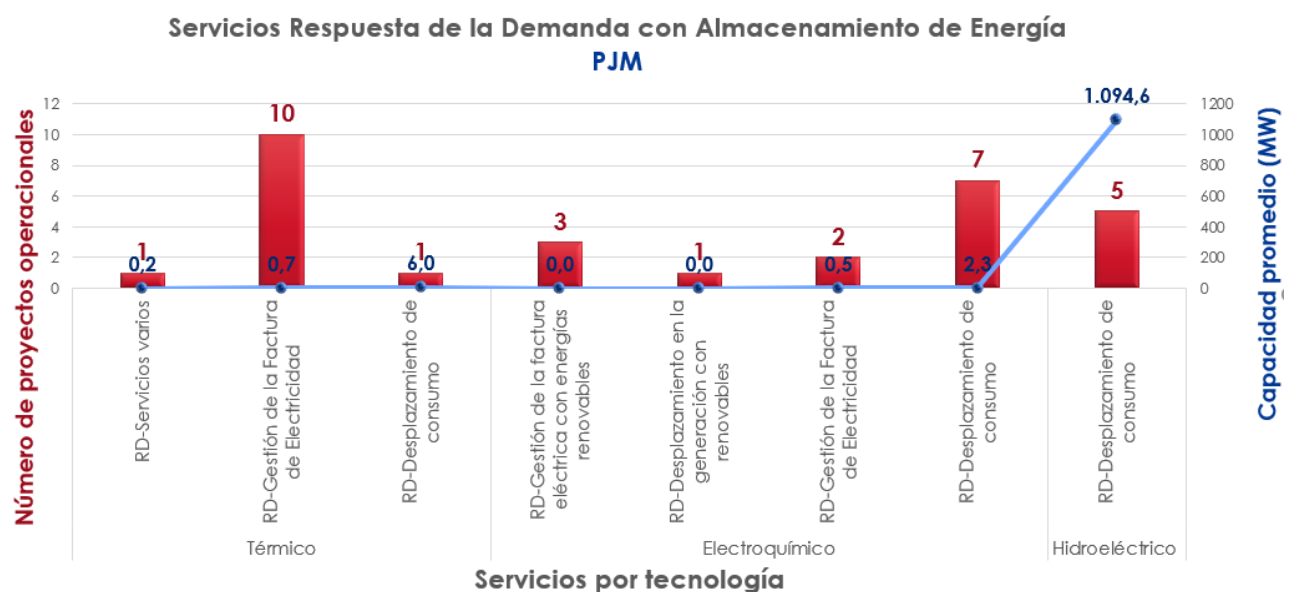


Figura 28 Participación de servicios de AE y RD en PJM
Fuente: Elaboración propia a partir de (DOE, 2019a; EIA, 2018)

Algunos sistemas de baterías hacen parte de proyectos de recursos energéticos distribuidos para maximizar la eficiencia y confiabilidad, y el uso por parte de los consumidores de programas de respuesta a la demanda para reducir el consumo de energía, los costos de demanda máxima y las emisiones de combustibles fósiles (SmartGrid, 2015). También ofrecen en el mercado servicios de regulación de frecuencia, alivio de restricciones (especialmente durante los picos en verano) y ofrecer energía de respaldo de emergencia a los usuarios durante interrupciones en el suministro de energía.

Los sistemas de AE térmico utilizados en conjunto con programas de RD son principalmente en el almacenamiento de hielo y agua refrigerada, con una capacidad instalada promedio de 254 kW.

Son utilizados a manera de distrito térmico para reducir los costos de la factura de energía, mediante la optimización en el consumo de energía enfriando o congelando el agua de los sistemas de almacenamiento durante las horas en las que la energía es de bajo costo y luego utilizando este hielo o agua congelada para satisfacer las necesidades de climatización de los usuarios durante los periodos de mayor demanda, mayor costo de la energía o en respuesta a un evento de RD. Los sistemas de AE hidroeléctrica por bombeo presentes en PJM que representan el porcentaje mayoritario de la capacidad total instalada de AE en PJM (cerca del 94%) son utilizadas principalmente para proporcionar servicios de regulación de energía y de reservas rodantes durante horas pico mediante la generación de energía durante las horas pico (el agua fluye hacia abajo), especialmente en las tardes de verano y luego en las horas valle o en la noche a medida que la demanda disminuye, se bombea y almacena nuevamente el agua en la parte superior (PJM, 2019b).

California (CAISO)

En California la industria eléctrica se compone de empresas de servicios públicos, dueños de generadores privados y agencias estatales y federales. El Operador del Sistema Independiente de California (*California Independent System Operator - CAISO*) se encarga de garantizar el transporte óptimo, seguro y confiable de electricidad en la red de transporte eléctrico. Como operador imparcial de la red, no tiene interés económico alguno en ningún segmento individual, garantizando un acceso equitativo y transparente a la red de transmisión y al mercado de transacciones.

Según la normativa del operador del sistema californiano CAISO, los mecanismos de respuesta de demanda (RD) pueden postularse para participar en el mercado de energía (*day-ahead* o de tiempo real) o al mercado de servicios auxiliares, operando bajo el modelo de agregador de recursos de energía distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) o mediante las *utilities*. Dicho agregador debe 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. En Diciembre de 2014, la CPUC solicitó mediante la decisión **D.14-12-024** a las compañías californianas de energía el diseño e implementación de un mecanismo de subasta para la Respuesta de la demanda (DRAM, por sus siglas en inglés *Demand Response Auction Mechanism*), el cual se ha extendido hasta 2019 mediante la decisión **D.16-06-029**, autorizando un presupuesto de más de US\$130 Millones. Para el mercado minorista en 2015 por medio de la decisión **D.15.07-001** se inicia la implementación de la tarifa mínima de cobro¹³ y se realizan requerimientos enfocados al cobro horario (tarifas horarias Time of Use - TOU) para los usuarios residenciales. En la Figura 29 se muestra la estructura del mercado de California.

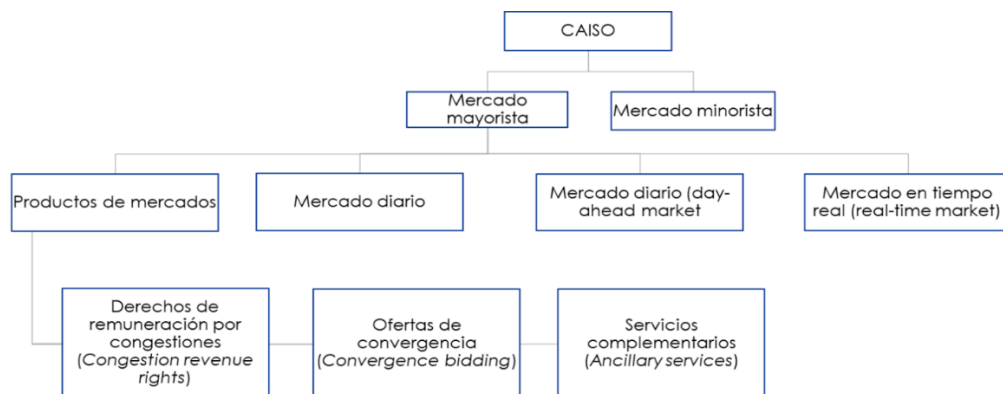


Figura 29 Estructura del mercado de California
Fuente: Elaboración propia

¹³ La tarifa mínima de cobro se refiere al cobro mínimo que una entidad prestadora de servicio eléctrico (*utility*) puede cobrarle a un usuario por prestarle el servicio. Este cobro se hace a aquellos usuarios cuyo consumo está por debajo de la cantidad requerida para que su costo cubra los gastos de distribución y cobro. Actualmente, el valor de la tarifa mínima se encuentra en el rango entre US\$ 5-10.

<http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=12187>

Las empresas que atienden la demanda final (*Load Serving Entities – LSE*), en particular PG&E Corporation, Southern California Edison –SCE, San Diego Gas & Electric –SDG&E Corporation y la Sacramento Municipal Utility District (SMUD) tienen planes base para el cobro de tarifas TOU y *Tiered Rate Plans*, adicionalmente se ofrece un plan de tarifa especial para los usuarios con vehículos eléctricos (el cual incluye un medidor y plan tarifario para el cargador del carro distintos del medidor y plan tarifario de la vivienda).

El usuario puede elegir el plan de tarifa que mejor se acomode a sus necesidades, lo que se define como planes *Opt-in*, o de opción de entrada. Estas tarifas varían con la temporada en la cual se encuentra (i.e., tarifas diferentes en verano e invierno); sin embargo, la CPUC ha establecido la obligación para las LSE de aplicar tarifas TOU a todos los usuarios residenciales a partir del 2019, de manera obligatoria (CPUC, 2019).

En cuanto al almacenamiento actualmente California tiene cerca de 4.200 MW instalados de almacenamiento de energía funcionales, de los cuales 2.987 MW, representados por 147 proyectos de almacenamiento, se encuentran en CAISO como se muestra en la Figura 30, reflejando la mayor capacidad en almacenamiento de agua por bombeo, seguida del almacenamiento electroquímico, térmico y electromecánico, sin embargo de los 147 en total de sistemas de almacenamiento de energía operacionales en CAISO, 106 (72%) son sistemas electroquímicos (baterías).

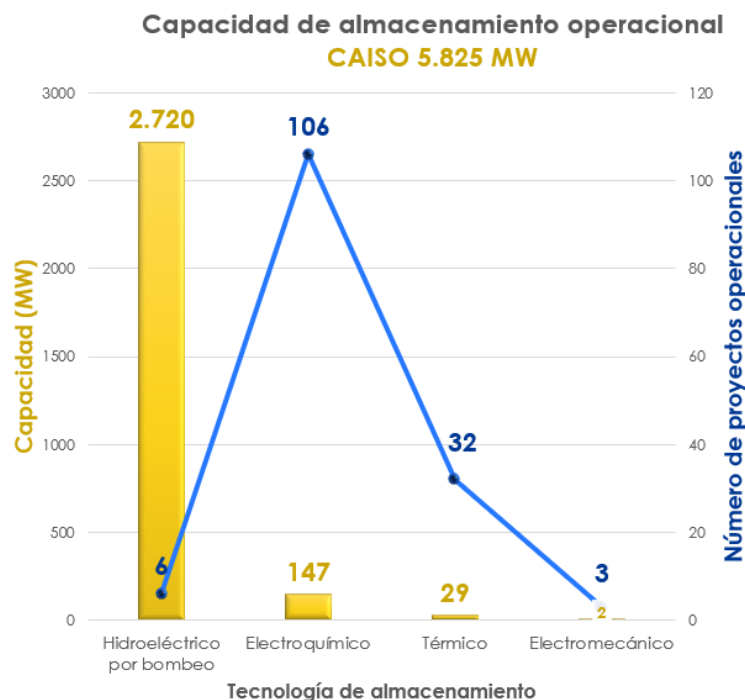


Figura 30 Sistemas de almacenamiento de energía operacionales en CAISO

Fuente: Elaboración propia a partir de (DOE, 2019a; EIA, 2018)

California ha venido incentivado el uso del AE desde 2009 mediante el programa “*Self-Generation Incentive Program (SGIP)*” que es un programa para incentivar generación distribuida, a través de la decisión del senado californiano **SB412/Chapter 182** donde se modificó el alcance del programa para permitir la inclusión del almacenamiento de energía avanzado *stand-alone* y BTM¹⁴, y que espera pagar USD\$448 millones en incentivos a los sistemas de AE entre 2017-2019 y US\$ 800 millones hasta el 2023. Gracias a estos programas de incentivos, básicamente subsidios a la inversión con un límite máximo del costo inicial, a finales del 2017 se habían instalado 123 MW de AE en instalaciones BTM, toda vez que

¹⁴ Según CPUC, las tecnologías de almacenamiento avanzado incluye: Almacenamiento térmico con hielo, baterías, electrolitos recargables, almacenamiento de energía de una instalación fotovoltaica, *capturing the wind*, entre otros: <http://www.energy.ca.gov/research/energystorage/tour/>

CPUC decidió designar el 80% de los fondos del SGIP a proyectos de almacenamiento con niveles de 36¢/Wh - 50¢/Wh (GTM, 2018).

El almacenamiento de energía de California se centra en gran medida en los servicios de energía, con un conjunto de aplicaciones más variado en comparación con PJM. Los sistemas de almacenamiento hidráulico por bombeo, a pesar de ser los que se encuentran en menor cantidad, son los de mayor capacidad (453,3 MW en promedio), y son utilizados principalmente para desplazar el consumo mediante el arbitraje de precios a gran escala (*utility*) mediante la generación de energía durante horas de alta demanda o precios altos.

Los sistemas de AE electroquímico son los más versátiles, dado que ofrecen una amplia variedad de servicios, potenciando en gran medida la RD de forma que permite a sus usuarios gestionar sus consumos de energía en horarios cuando la energía es más económica, para reducir costes en su factura; los sistemas de AE térmicos por su parte, en CAISO son utilizados mayormente para satisfacer las necesidades propias de los usuarios de aire acondicionado (ver Figura 31).

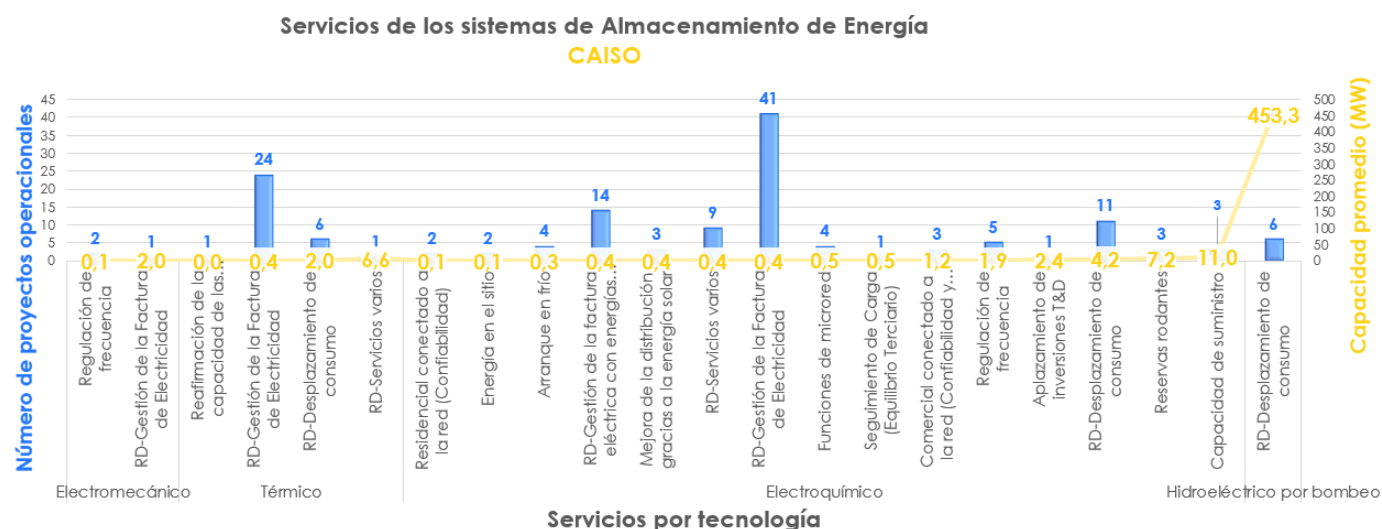


Figura 31 Servicios prestados por los sistemas de almacenamiento de energía en CAISO

Fuente: Elaboración propia a partir de (DOE, 2019a; EIA, 2018)

Con la intención de permitir a los dispositivos de almacenamiento de energía participar en los mercados energéticos, de capacidad y de servicios auxiliares, por medio de la Orden 841 (regulación **RM16-23-000**), la FERC en el 2018, ordena RTOs e ISOs establecer mecanismos para remover las barreras que impiden el despliegue de las tecnologías de almacenamiento. En los requerimientos expedidos se solicita a las ISO/RTO revisar los esquemas tarifarios para establecer un modelo de participación de modo tal que se reconozca las características físicas y operacionales de los sistemas de almacenamiento y las facilidades que prestan al mercado eléctrico.

Dicha reglamentación expone los requerimientos necesarios para que los recursos de almacenamiento eléctrico participen en los mercados, tales como (FERC, 2018):

- 1- Asegurar que el recurso es elegible para proveer toda la capacidad, energía y servicios auxiliares en su capacidad técnica.
- 2- Asegurar que el almacenamiento pueda ser despachado a través del mercado mayorista, permitiendo ofertar precios en los mercados *day-ahead* y de tiempo real.
- 3- Tener en cuenta las características físicas y operativas de los recursos de almacenamiento a través de parámetros de oferta u otros.
- 4- Establecer el tamaño mínimo de participación en los mercados (Mercados operados por los RTO o ISO) que no excedan los 100kW; adicionalmente, la regulación requiere que los recursos de almacenamiento revendan la energía extraída de la red en los mercados mayoristas al precio marginal local.

Entre los aspectos más importantes de la Orden 841 se encuentra el hecho de que se permita que los recursos de AE puedan ser despachados bajo distintos modos de operación, carga, descarga y operación continua, y además como recurso de reserva no operativa, y que estén en capacidad de fijar el precio marginal del despacho, tanto por parte de vendedores como compradores.

Otro de los aspectos centrales de la Orden 841 es dejar a los agentes gestionar por su cuenta y riesgo el estado de carga del AE, asumiendo posibles penalizaciones por incumplimientos en el despacho, dado que este punto ha sido una barrera al momento de buscar la optimización de los ingresos de recursos de AE para que puedan participar en distintos servicios y mercados. La remuneración se deberá hacer con los precios marginales localizados (LMP) del sistema.

La creciente integración de generación con fuentes renovables no convencionales en California, con el objetivo de reducir los costos de generación, desplazar generación con combustibles fósiles y limitar las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), han dado lugar al desarrollo de programas de respuesta de la demanda, tarifas por tiempo de uso y almacenamientos de energía en California, en conjunto con la interconexión con otros ISO/RTO. El objetivo común en todos estos programas es el de introducir mayor flexibilidad en la operación del sistema tanto desde la oferta como desde la demanda, que a su vez permitan incrementar la participación de fuentes variables de energía renovable (VRE).

La mayor flexibilidad en la demanda, a través de programas de Respuesta de Demanda (RD), y de la oferta, mediante sistemas de almacenamiento, permiten limitar los problemas de cortes en la generación con VRE, y el efecto de *Duck Curve*¹⁵ en el perfil horario de demanda diaria.

En el diseño de políticas de RD las tres grandes empresas prestadoras de servicios públicos de energía y gas en California han permitido el ingreso de DER a prestar sus servicios en el mercado de energía y servicios complementarios. Los usuarios 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 esquemas de RD se pueden clasificar de manera general en dos tipos: incentivos basados en pagos de precios en periodos críticos, e incentivos basados en pagos por desconexión y desplazamiento de demanda, algunos de los mecanismos más usados se muestran a continuación:

- **Precio máximo por día (Peak Day Pricing - PDP):** Es un programa de incentivo basado en pagos y reducción de pagos. Se ofrecen una tarifa de electricidad menor durante una temporada, a cambio de una tarifa mayor durante los días picos, estas tarifas de días picos se limita a aquellos días de mayor temperatura del verano o de menor temperatura en invierno, con el fin desincentivar el consumo durante los días de mayor demanda.
- **Programa de Ofertas de Capacidad (Capacity Bidding Program - CBP):** Es un programa manejado bajo la figura de agregador, basado en los pagos por desconexión. El CBP se basa en eventos de desconexión notificados previamente al agregador, el agregador debe notificar a los usuarios del evento de desconexión y desconectar la carga requerida; la capacidad de desconexión de cada agregador debe ofertarse bien sea a través del *day-ahead market* o *real-time market* de manera mensual. Los precios del CBP son aprobados por CPUC, la *utility* paga al agregador por la capacidad ofertada (Pago por capacidad) y durante cada evento se paga por la energía desconectada (Pago por energía); posteriormente, el agregador paga al usuario a partir del acuerdo al que se haya llegado. En caso tal de que no se logre la desconexión exigida dentro del rango ofertado por el agregador, el agregador recibe una penalización que él mismo traslada a sus usuarios.

¹⁵ La “*Duck Curve*” se refiere a la forma de la curva de demanda neta horaria en las redes debido a la gran cantidad generación distribuida de energía con fuentes variables de energías renovables, en especial SFV, durante el día. California ISO: *What the duck curve tells us about managing a green grid*, 2016.

<https://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewablesFastFacts.pdf>

- **Precios Críticos de Punta (Critical Peak Pricing – CPP):** Es un programa basado en pagos por reducción, donde durante una serie de días específicos, la tarifa de electricidad aumenta de manera considerable, y durante las horas pico aumenta en una mayor medida, a cambio de este aumento, durante el resto de los días se ofrece una tarifa menor de electricidad, de forma tal que se desincentiva el consumo durante los momentos de consumos pico críticos del sistema.

La comisión CPUC a través de la decisión **16-09-056** prohíbe la participación de recursos que utilicen generadores con combustibles fósiles o plantas de ciclo combinado que solo generen calor o electricidad (mas no ambas) en la participación de programas RD (BIP, CBP, DRAM y los piloto de suministro); sin embargo, estos recursos aún pueden participar de otros programas de RD como tarifas de tiempo de uso y precios de punta picos, entre otros. Los recursos que incluyan sistemas de AE (no vinculada a un recurso fósil) no se ven afectados por esta decisión.

De igual manera, la comisión establece que cada IOU debe establecer las reglas de participación para cada uno de los programas de RD, dentro de las cuales se debe establecer, la aplicabilidad del programa, las definiciones claras de los términos, los términos generales de participación, el tipo de remuneración y pagos por participar, capacidad mínima de participación, entre otras directrices mínimas necesarias para la correcta participación en el programa. Las compañías SDG&E®, SCE y PG&E respectivamente han publicado las reglas de participación: **Regla 32, Regla 24 y Regla 24**, a través de las cuales establecen los términos de participación en los programas.

Los esquemas de RD mencionados antes se basan en el concepto de precios dinámicos y precios en tiempo real que pueden ser trasladados a los usuarios sobre la base de una decisión del usuario (*Opt-in*). Sin embargo, las tarifas en California como en otros estados incluyen estructuras de precios binomios, con cargos por energía y por demanda máxima de potencia, y esquemas de precios estáticos por tiempo de uso. Las tarifas por tiempo de uso constituyen un programa inicial de RD, el cual debe estar asociado a la introducción de sistemas de medición inteligente.

Para los sistemas de almacenamiento hidráulico por bombeo pueden participar bajo programas de RD y ofrecer su disponibilidad en los mercados, sin embargo, se hace la aclaración de que estos sistemas actúan como “demanda” cuando utilizan energía para bombear agua a los yacimientos de agua superiores y actúan como “generación” al descargar el agua, generando energía, a los depósitos inferiores (CAISO, 2014).

En el 2013, la Comisión CPUC, en aras de continuar avanzando en la instalación de tecnologías de almacenamiento, por medio de la decisión **D.10-03-040**, se establece los Agregadores Comunitarios Elegidos por la Comunidad (*community choice aggregators - CCA¹⁶*) y las Empresas Proveedoras de energía (*electric service provider - ESP*) deben contratar el 1% de la carga pico del 2020 mediante AE.

En la Figura 32 se muestran las principales sinergias con los programas RD.

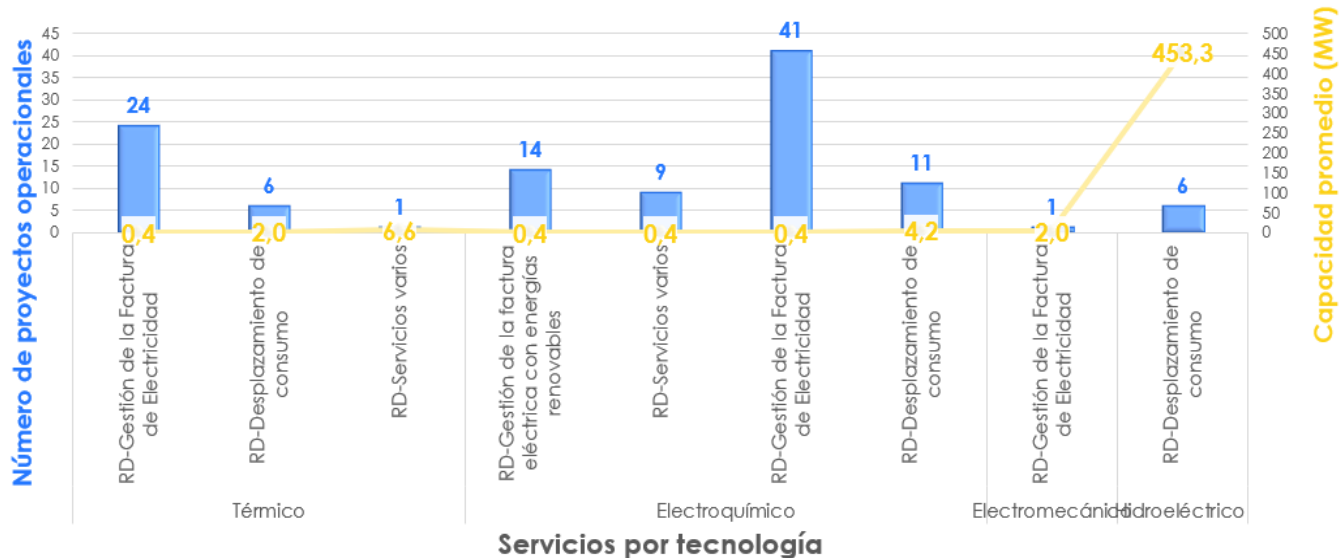
Texas

Texas es un estado federal en el cual existen cuatro redes de transporte, donde la red más grande es la RTO independiente del Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (*The Electric Reliability Council of Texas – ERCOT*), la cual cubre un 90% de la demanda del estado y cerca del 75% del área geográfica de Texas (ERCOT, 2019a). ERCOT opera un mercado mayorista competitivo de energía y servicios complementarios diario y en tiempo real (*day-ahead* y *real-time*). A través de ERCOT se realizan también las liquidaciones financieras de energía y servicios complementarios obtenidos en cualquiera de los mercados que ERCOT ejecuta. ERCOT no es regulado por la FERC, dado se encuentra interconectado al resto del país, es regulado por la Entidad de Fiabilidad de Texas (*Texas Reliability Entity – TRE*) y por la Comisión de Empresas de Servicios Públicos de Texas (*Public Utility Commission of Texas – PUCT*).

¹⁶ Este servicio permite a las ciudades, condados o cualquier grupo de ellos, agregar la carga eléctrica de los usuarios finales de servicios públicos dentro de sus áreas de servicio con el fin de adquirir y satisfacer sus necesidades de energía eléctrica. En línea: https://www.pge.com/tariffs/tm2/pdf/ELEC_RULES_22.pdf

Servicios Respuesta de la Demanda con Almacenamiento de Energía

CAISO



Servicios por tecnología

Figura 32 Participación de servicios de AE y RD en CAISO
Fuente: Elaboración propia a partir de (DOE, 2019a; EIA, 2018)

En la Figura 33 se muestra la estructura del mercado de Texas.

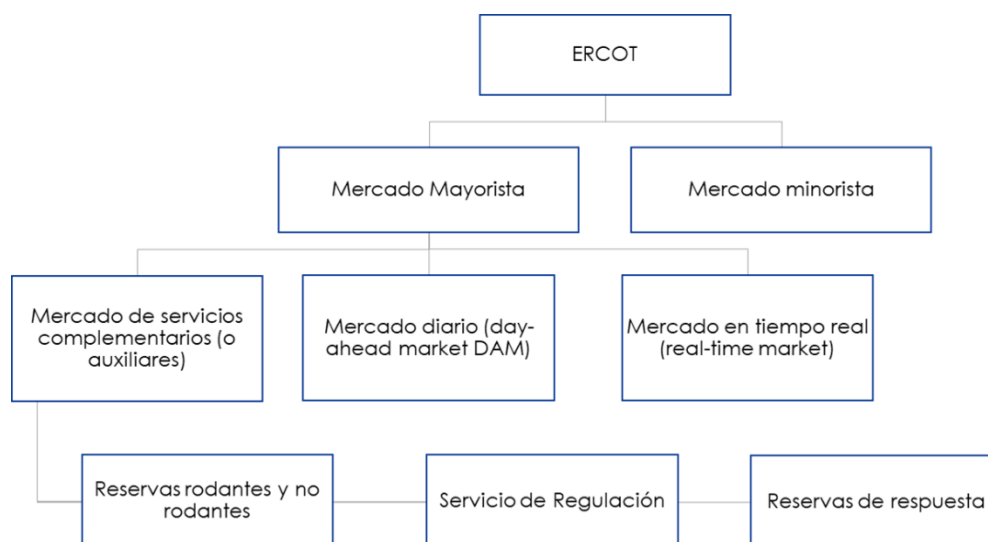


Figura 33 Estructura del mercado de Texas
Fuente: Elaboración propia

En Texas la agregación de demanda y generación tanto al nivel mayorista como en los servicios complementarios está abierta al mercado. En Texas los agregadores se dividen en 2 clases (PUC, 2000):

Agregadores Clase I: que agregan al menos 2 o más usuarios diferentes a corporaciones y subdivisiones políticas y de municipalidades en 1 sola unidad para negociar con un REP la compra de la electricidad.

Agregadores Clase II: divididos a su vez en subclases A (privados que agregan a entidades públicas), B (entidades políticas que agregan a entidades públicas), C (Municipios o alcaldías que agregan a los ciudadanos que deseen participar en los programas.) y D (privados contratados por entidades públicas para agregar ciudadanos participantes). A partir del 1 de julio de 2003 se ha prohibido a los agregadores afiliados con los REP la participación y deben terminar todas las relaciones que existen entre los REP y los agregadores.

Los recursos de RD pueden participar de diferentes maneras en los mercados administrados por ERCOT, bien sea mediante la capacidad de proveer recortes de energía mediante el mercado en tiempo real o reservas mediante el mercado de servicios complementarios en el mercado day-ahead, este modelo es denominado recursos de carga (*load resources - LR*). Una segunda forma de participar en el mercado es mediante los programas de confiabilidad despachados por ERCOT.

Los usuarios del mercado minorista que estén en la capacidad de cambiar su carga en respuesta a una señal o instrucción (Respuesta de la Demanda), cumpliendo con los requisitos técnicos de desempeño establecidos para los diferentes servicios, pueden calificar para convertirse en Recursos de Carga (*Load Resources - LR*). Los *LR*s calificados pueden participar en el mercado de energía en tiempo real de ERCOT y/o pueden proporcionar reservas operativas en los mercados de servicios auxiliares de ERCOT. En los mercados ERCOT, el valor de la reducción de carga de un recurso de carga es igual al de un aumento en la generación por una planta generadora.

Los Recursos de Carga en el SCED presentan ofertas para comprar energía "hasta" su nivel especificado, y son instruidos por ERCOT para reducir la carga si los precios del mercado mayorista son iguales o superiores a ese nivel. Los recursos de carga programados o seleccionados en los mercados de servicios auxiliares diarios de ERCOT son elegibles para recibir un pago de capacidad independientemente de si están realmente restringidos. Todos los Recursos de Carga deben registrarse ante ERCOT como una Entidad de Recursos y debe estar representado en los mercados de ERCOT por una Entidad de Programación Calificada (PUCT, 2016).

Con respecto a los recursos de almacenamiento de energía en Texas, estos han aumentado considerablemente, para una variedad de aplicaciones de red y de clientes principalmente en la región operada por ERCOT. Los sistemas de almacenamiento térmico son los predominantes en términos de capacidad instalada en ERCOT (111 MW) para desplazar la demanda de refrigeración de los sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado fuera del período de máxima demanda del día. Al cargar un sistema de almacenamiento de agua fría o de hielo durante la noche, aprovechando así los precios de la energía fuera de las horas punta y reducir cualquier cargo de demanda máxima (ver Figura 34).

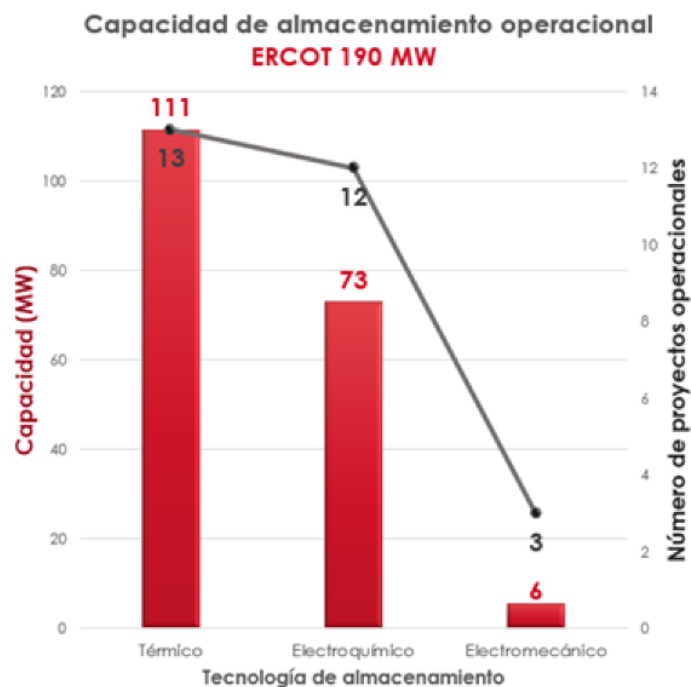


Figura 34 Sistemas de almacenamiento de energía operacionales en ERCOT

Fuente: Elaboración propia a partir de (DOE, 2019a; EIA, 2018)

La Comisión de Empresas de Servicios Públicos de Texas (PUCT) tiene un proyecto abierto para revisar el uso de tecnologías no tradicionales en los servicios de entrega de energía eléctrica, y las problemáticas relacionadas con los recursos de almacenamiento de energía eléctrica son uno de los puntos clave del **proyecto No. 48023**.

En el Informe 2019 sobre el Alcance de la Competencia en los Mercados Eléctricos en Texas a la Legislatura de Texas, la PUCT solicitó a la Legislatura una aclaración sobre la propiedad y el despliegue de la electricidad proveniente de los dispositivos de almacenamiento de baterías (ERCOT, 2019b).

Teniendo en cuenta que la FERC emitió la **Orden 841**, la cual requiere que los otros Operadores Independientes de Sistemas (ISOs) proporcionen más oportunidades para que los almacenamientos de energía eléctrica participen en los mercados de energía, Servicios Auxiliares y capacidad. Dado que ERCOT no está bajo la jurisdicción de la FERC para asuntos del mercado mayorista, ERCOT no está obligado a cumplir con esta decisión. Sin embargo, ERCOT está monitoreando los cambios que están siendo considerados e implementados por las otras ISOs para ayudar a informar sus propios procesos futuros relacionados con la integración de los recursos de almacenamiento eléctrico.

Los recursos de RD pueden participar de diferentes maneras en los mercados administrados por ERCOT, bien sea mediante la capacidad de proveer recortes de energía mediante el mercado en tiempo real o reservas mediante el mercado de servicios complementarios en el mercado day-ahead, este modelo es denominado recursos de carga (*load resources - LR*). Una segunda forma de participar en el mercado es mediante los programas de confiabilidad despachados por ERCOT, referente a los servicios complementarios, los cuales incluyen Servicios de Respuesta de Emergencia (*Emergency Response Services - ERS*) y los programas de gestión de carga administrados por las TDSP¹⁷. Adicionalmente, los recursos de RD pueden utilizar las señales de precio para ajustar su consumo y reducir así el consumo de energía durante las horas pico o reducir el cargo por transmisión en horas específicas.

De igual forma, los sistemas de almacenamiento avanzados conectados a la red de transmisión y distribución (*utility-scale storage*) gestionada por ERCOT pueden participar en el mercado mayorista administrado por el mismo, bien sea mediante la venta de energía en alguno de sus mercados (mercado day-ahead o real-time) o en el mercado de servicios auxiliares. Un recurso de almacenamiento puede ser tratado como una carga de almacenamiento mayorista (*wholesale storage load*). El concepto de carga de almacenamiento mayorista se define en la regla de mercado **NPRR4661** como: "[...] Energía que es medida de manera separada de todos los otros activos y es usada para cargar un sistema con la tecnología suficiente para almacenar dicha energía y liberar dicha energía en un tiempo posterior para generar energía eléctrica" (PUCT, 2016).

Durante el 2017, varios participantes empezaron a incursionar en los mercados de servicios complementarios mediante servicios de regulación de respuesta rápida (FRRS) usando recursos de almacenamiento de energía. Estos recursos de almacenamiento (AE) se registran como recursos de generación, cuando están entregando energía a la red y como recurso de carga controlable (CLR) cuando está extrayendo energía de la red. En el 2017, se registró 6 CLR con ERCOT para prestar servicios de regulación rápida hacia abajo (FRRSDN), la cual está limitada a 35 MW por hora (PUCT, 2016).

Los sistemas de AE térmicos se enfocan en desplazar la energía eléctrica de las unidades de refrigeración y de los circuitos de refrigeración correspondientes de las horas punta (diurnas) a las horas valle (nocturnas). También operan a modo de distrito térmico en conjunto con sistemas de cogeneración, satisfaciendo las necesidades de climatización mediante AE en agua refrigerada o hielo, lo que les permite disminuir la generación de energía eléctrica cuando la temperatura ambiente sube y así poder vender una mayor cantidad de energía eléctrica cuando la demanda aumenta.

¹⁷ La compañía local de tendido de cables responsable por los postes y cableado que transmiten y suministran electricidad. Los TDSP son responsables del mantenimiento y reparación de estos postes y cables.

Por su parte, la mayoría de los recursos electroquímicos (baterías) existentes se utilizan para habilitar la RD en el desplazo de bloques de energía en la demanda o en la generación con fuentes variables de energía, en las horas de mayor demanda (o generación) a las horas en que más se necesita de este soporte de carga.

Igualmente están en la capacidad de participar en la oferta de Servicios Auxiliares mediante la regulación de frecuencia y reservas operativas que se adquieren para responder a la variabilidad en la carga y/o en la salida de la generación (ver Figura 35).

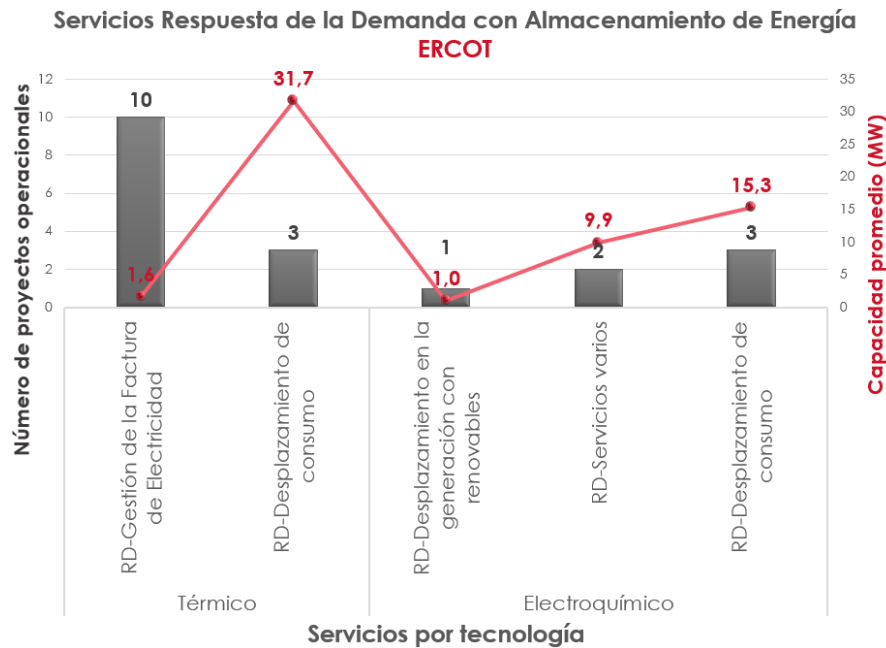


Figura 35 Participación de servicios de AE y RD en ERCOT
Fuente: Elaboración propia a partir de (DOE, 2019a; EIA, 2018)

Alemania

La regulación del mercado alemán crea barreras significativas a la mayoría de los tipos de programas de Respuesta a la Demanda, incluyendo tanto los proporcionados por los minoristas como por los agregadores independientes. Sin embargo, el gobierno es consciente de estas barreras y se está sometiendo a una revisión regulatoria para facilitar el cambio. A continuación, se describe la participación de la RD en los diferentes mercados de Alemania.

Mercado Mayorista

Gracias a la legislación de la UE en materia de energía adoptada a lo largo de los años, los mercados de la electricidad de la UE han experimentado importantes cambios, que han supuesto el paso de un entorno regulado dominado por unas pocas empresas cuasi monopolísticas evolucionando a un mercado basado en la desagregación del suministro, la generación y las redes, en el acceso al mercado de terceros y en garantizar la competencia en los mercados mayorista y minorista. El mercado mayorista abarca los mercados de compensación en tiempo real con mercados intradiarios de 15 y 30 minutos hasta los contratos a largo plazo. Diferentes entidades son responsables de la generación de electricidad, así como de la operación del sistema de transmisión y distribución, donde los Operadores del Sistema de Transmisión (*Transmission System Operators* - TSO) los operadores del sistema de distribución (*distribution system operators* - DSO). Están obligados a proporcionar acceso de terceros a sus redes. En Alemania, la energía eléctrica se negocia en el Mercado Europeo de Energía EEX (*European Energy Exchange EEX*) de Leipzig (mercado a plazo, sólo futuros financieros) y en el EPEX SPOT de París (mercado diario e intradiario) y OTC (*Over The Counter*) (mercado a plazo y diario) (Bertoldi, Zancanella, & Boza-Kiss, 2016).

La RD puede participar en el mercado ayudando a balancear la generación y la demanda, por medio de las Entidades Responsables por el Balance (*Balance Responsible Parties* - BRP) ofertando reducciones normalmente en periodos de quince minutos. Similarmente los TSO ordenan a los operadores aumentar la generación o reducir la demanda para mantener el balance del sistema por medio de los servicios auxiliares.

Mercado Minorista

Los actores del mercado minorista son los proveedores, que ofrecen contratos de electricidad bajo la supervisión y aprobación de la Agencia Federal de Redes (*Bundesnetzagentur* - BNetzA) y la Oficina Federal de Cárteles (*Bundeskartellamt*), y los consumidores, que tienen derecho a elegir a su proveedor.

Con el plan de alcanzar el 35% del suministro de electricidad renovable para 2020 y la eliminación gradual de la energía nuclear para 2022 anunciada en 2011, el sistema energético alemán ha comenzado a integrar cada vez más la generación descentralizada de energía (eólica, solar, biomasa y biogás) y ha aumentado sus necesidades de flexibilidad descentralizada. Se espera que en los próximos años se produzcan con mayor frecuencia situaciones en las que la generación variable a partir de plantas eólicas y solares abastezca a una gran mayoría de la demanda total de la red.

A pesar de que no se tiene una base de datos centralizada que recopile en su totalidad la información de los sistemas de AE instalados y activos en Alemania, se estima que Alemania es el mayor mercado de ventas de sistemas de almacenamiento de baterías del mundo, con más de 100.000 sistemas ya instalados. Según los análisis de la consultora Delta-EE, en Europa, los sistemas de AE detrás del medidor son la fuerza dominante de los sistemas de AE, en pro del plan de descarbonizar la matriz energética del país los sistemas de almacenamiento electroquímico vía baterías han tenido un gran auge, particularmente vinculados a sistemas de autogeneración de energía de carácter renovable, brindando a sus usuarios la posibilidad de aumentar la autonomía de sus sistemas y reduciendo el nivel de intermitencia en la generación de energía inherente (EES, 2018).

En Alemania los mercados diarios e intradiarios están abiertos para que los usuarios que trabajan con su distribuidor minorista de electricidad actuando como una Entidad Responsable por el Balance (BRP - *balancing responsible parties*) a través de una respuesta a la demanda implícita y explícita. Sin embargo, en la actualidad los agregadores independientes de RD no están en la capacidad de participar, sólo los minoristas pueden aprovechar estas oportunidades de mercado. El agregador-BRP requiere de un acuerdo con el minorista-BRP antes de ofrecer flexibilidad de consumo al mercado, lo que ocasiona que la agregación independiente de terceros sea algo difícil en Alemania, debido a barreras reglamentarias que requieren que estos agregadores independientes cuenten con una autorización bilateral de múltiples partes (incluido el distribuidor minorista-BRP, potencial competidor) antes de poder ofertar recursos de RD en el mercado.

Los mercados mayoristas diarios e intradiarios no están explícitamente cerrados a la Respuesta de Demanda en Alemania, es decir, no existe una regulación específica que prohíba la participación de la Respuesta de Demanda, sin embargo, existen otras razones que impiden que la RD actúe en los mercados mayoristas, por ejemplo, la falta de procesos estandarizados, el diseño de tarifas de red que disuaden a los consumidores de participar y los bajos precios de mercado. Por su parte, los agregadores independientes no pueden ofertar recursos de RD en los mercados, dado que no se dispone de un marco claro que establezca las interacciones entre los distribuidores minoristas y otros agentes del mercado; bajo el esquema de los recursos de energía distribuidos (solar, eólicos, etc.) pueden seleccionar una BRP para que oferte su generación en los mercados (SEDC, 2017a).

En aras de promover la participación y facilitar el acceso de la RD a varios mercados, en los últimos años se ha reducido los requisitos de oferta mínimos de participación, dado que a excepción de las reservas de capacidad, los límites mínimos para ofertar RD no exceden los 5 MW, lo que ha permitido una reducción de precios y un aumento en las ofertas (SEDC, 2017b). En principio, la RD y los agregadores están autorizados para participar y ofertar en los mercados mayoristas y de balance alemanes los principales actores en el mercado que proporcionan la RD incluyen una amplia gama de agregadores y centrales eléctricas virtuales, así como algunos servicios públicos municipales.

Los tipos de usuarios que participan en los mercados incluyen principalmente a los grandes consumidores industriales (que utilizan más de 100.000 kWh/a).

Similarmente, los requisitos de participación en algunos servicios complementarios que requieren de extensos periodos de tiempo en los cuales deben estar disponibles para operar hasta por 12 horas, como por ejemplo las reservas, los recursos de RD se respaldan en sistemas de AE para poder cumplir con los requisitos exigidos.

En las tablas Tabla 14 y Tabla 15 se muestra las principales características y requisitos de participación de la RD en los diferentes mercados.

Tabla 14 Participación de RD en el mercado de energía en Alemania

Fuente: Elaboración propia a partir de: (SEDC, 2017a)

Mercado de Energía					
Tipo de Mercado	Acceso y participación de la carga	RD con agregador	Generación Agregador	Cantidad Contratada	Mínimo Ofertable
Diario	EPEX SPOT y OTC	por medio de BRP	Si	235 TWh (2016)	1 MW por 1 hora
Intradiario	EPEX SPOT	por medio de BRP	Si	41 TWh (2016)	1 MW por 1 hora y 15 minutos

Tabla 15 Participación de RD en el mercado de balance y complementarios en Alemania

Fuente: Elaboración propia a partir de (REGELLEISTUNG, 2019; SEDC, 2017b)

Mercado de balance y servicios complementarios						
Tipo de Servicio	Participación RD	RD con agregador	Generación Agregador	Cantidad Contratada (2016)	Mínimo Ofertable	Principales requisitos
FCR (control primario)	Si	Si	Si	830 MW	1 MW	Activación automática, Sostenida Máx. por una semana
aFRR (control secundario)	Si	Si	Si	1.976 MW	1 – 5 MW	Activación automática, Sostenida Máx. 12 horas entre semana y hasta 60 horas en fines de semana
mFRR (reservas rápidas)	Si	Si	Si	1.907 MW	1 – 5 MW	Activación automática por orden de mérito, Sostenida Máx. 4 horas
Cargas interrumpibles - AbLaV ¹⁸	Si	Si	Solamente en el programa RD	750 MW	5 MW	Activación automática, desconexión entre 1 y 32 cuartos de hora
Otros servicios complementarios ¹⁹	No	No	No	8.300 MW	N/R	N/R
Mecanismos de capacidad ²⁰	No	No	No	7.000 MW	10 MW	Activos conectados mínimo a 110 kV. Duración y frecuencia ilimitados

¹⁸ Verordnung für abschaltbare Lasten: Disposiciones sobre cargas que se pueden desconectar

¹⁹ Control de voltaje y re despachos (reservas de invierno)

²⁰ Reservas de capacidad

Francia

A continuación, se describen los principales mercados de electricidad en Francia.

Mercado Mayorista

Por medio del mecanismo NEBEF ("*Notification d'Echange de Blocs d'Effacement*", por sus siglas en francés) introducido en el 2013 permite que los actores del mercado eléctrico puedan ofertar reducción de carga eléctrica mediante mecanismos RD en el mercado de energía directamente. Los actores del mercado informan a la Red de Transporte de Electricidad RTE (*Réseau de Transport d'Électricité*) la disponibilidad del RD programada y pueden reagendarse a lo largo del día. Al final la RTE verifica la cantidad de carga disminuida por los participantes. Por su parte el Mecanismo de Capacidad, que comenzó en enero de 2017, está abierto a la Respuesta a la Demanda y se basa en un "mercado descentralizado", en el que los participantes del mercado se contratan directamente entre sí. En el mercado mayorista participan: Generadores venden, proveedores que venden la energía a los usuarios finales, comercializadores compran o venden para asegurar la liquidez del mercado y operadores de Demanda Activa (o reducción de carga). Las ofertas que se hacen en el mercado diario deben tener ofertas mínimas de 0.1MW presentadas en bloques horarios para cada día, sin embargo, los recursos de respuesta de demanda (RD) pueden ofrecer sus productos en bloques de 30 minutos para cada día. El mercado se cierra a la 01:00 pm y las notificaciones de despacho se envían 01:30 pm para los mecanismos de RD y 04:30 pm para los generadores.

Por su parte, el **mercado de balance o capacidad** se basa en una estructura de mercado descentralizada con la obligación de que el minorista (*retailer*) compre certificados de capacidad hasta su nivel máximo de demanda. Los servicios auxiliares y de balance del sistema son contratados directamente por RTE—sin ninguna participación en un mercado *per se*. RTE envía los requerimientos a los ASP (*Proveedor de servicios auxiliares*) contratados a partir de ofertas seleccionadas por RTE y estos deben cumplir el requerimiento establecido según lo acordado para la correcta operación del sistema de transmisión y el balance del sistema.

Limitados a la agregación de recursos, la RD puede participar de los siguientes mercados (SEDC, 2017a):

- Mercado mayorista: Ofertas directas a través del mecanismo NEBEF.
- Servicios auxiliares: pueden participar como reservas de contención de frecuencia y como Reservas de Restauración de Frecuencia Automática (mediante los generadores).
- Mecanismo de balance: Las reservas de restauración de frecuencia manual (mFRR) y las reservas de reemplazo (RR) están abiertas a la Respuesta a la Demanda.
- Sistemas de distribución: Como parte de las "Soluciones de Demanda Activa", existen proyectos piloto por la empresa Enedis²¹, buscan demostrar la capacidad de la RD para el alivio de congestiones y flexibilización de la red.

Mercado Minorista

En el mercado minorista se permite la libre participación de diferentes compañías proveedoras de electricidad (*retailer o supplier*), y habilitando a los usuarios la libre elección de su comercializador; bajo este esquema los usuarios pueden elegir entre dos ofertas:

- Productos del mercado: donde los precios se establecen por los proveedores;
- Tarifas reguladas: propuestas por el gobierno y propuestas por los operadores, que deben ser aprobadas por la Comisión de Regulación de Energía - CRE.

Con el ánimo de promover herramientas que permitan a los consumidores de energía tomar un rol más activo en la cadena, los sistemas de generación de energía procedente de fuentes renovables se promueven a través de (RES LEGAL EUROPE, 2019):

²¹ ENEDIS. Redes inteligentes. Consultado 17 septiembre 2019. Disponible en línea: <https://www.enedis.fr/smart-grids-reseaux-intelligents>

- Tarifa de suministro (*Feed-in tariff*): la energía generada a partir de las fuentes renovables debe ser comprada por las empresas a un precio superior al del mercado.
- Tarifa premium (*Premium tariff*): Algunos productores de energías renovables pueden beneficiarse de una tarifa premium por encima del precio de venta que obtienen en el mercado de la electricidad, con el fin de cubrir los costes de sus instalaciones y garantizar su rentabilidad (el llamado "mecanismo de compensación").
- Licitaciones para la definición del nivel de la tarifa premium: El gobierno francés convoca licitaciones para la construcción de plantas de energía renovable con el fin de alcanzar la capacidad objetivo fijada por el plan plurianual de inversiones (*Programmation Pluriannuelle des Investissements PPI*).
- Beneficios fiscales: Las personas que invierten en instalaciones de energías renovables pueden acogerse a un crédito fiscal sobre la renta (*Crédit d'Impôt*).

A la fecha, Francia cuenta con más de 5.800 MW instalados en sistemas de almacenamiento de energía, donde al igual que los casos anteriores, la mayor capacidad se encuentra concentrada en los sistemas de AE hidroeléctrica por bombeo, los sistemas de AE electroquímico han ido aumentando su participación, pero en general aún son muy incipientes en el país, sin embargo la información recabada por el Departamento de Energía de Estados Unidos sobre los proyectos de AE en Europa, no pretende ser exhaustiva sino ilustrativa, dado que la mayoría de sistemas no se encuentran reportados en su base de datos (ver Figura 36) (DOE, 2019a).

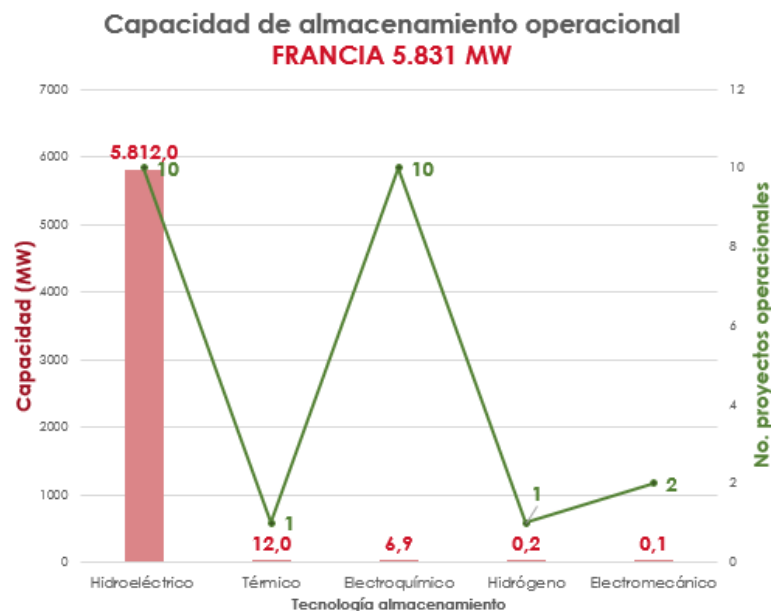


Figura 36 Sistemas de almacenamiento de energía operacionales en Francia
Fuente: Elaboración propia a partir de (DOE, 2019)

Cuenta con un novedoso sistema de AE por medio de celdas de hidrogeno conectado a un sistema de generación solar, consiste en un aparato de electrólisis que, durante horas de baja demanda, produce hidrógeno y oxígeno a partir de moléculas de agua; esta energía se distribuye a través de una celda de combustible, que recombina el hidrógeno y el oxígeno en agua, produciendo electricidad, de modo que por la noche durante las horas de consumo importante, mientras que los paneles fotovoltaicos están inactivos. Este aparato también produce calor que puede ser almacenado para varios usos secundarios (Corsica, 2012).

Destacan proyectos que buscan integrar los sistemas de AE con recursos distribuidos del lado de la demanda como el "Nice Grid Project" que tiene como objetivo desarrollar una red inteligente que integre de manera efectiva una alta proporción de paneles solares, baterías de almacenamiento de energía y contadores inteligentes, en el cual la red de distribución está gestionada por un administrador del sistema de energía (*NEM - Network Energy Manager*) que identifica las limitaciones de la red con un día de antelación y solicita flexibilidad para mitigarlas.

Las baterías comunitarias o en red proporcionan mayores flexibilidades en cuanto a las ofertas que pueden hacer al mercado y son administradas por un agregador de baterías de red (*Network Battery Aggregator* - NBA) encargados de disponer de los recursos y las ofertas de la comunidad (Nice Grid, 2017). Para participar como proveedor dentro del mecanismo NEBEF, el operador de Respuesta a la Demanda debe firmar un contrato con el operador del sistema de transmisión - TSO. Todos los principales mercados de electricidad están abiertos a la RD al igual que a los agregadores, además, el establecimiento del mecanismo de capacidad podría proporcionar una fuente de estabilidad de la inversión a largo plazo para la respuesta a la demanda.

A continuación se elucida la participación de los programas de RD en los mercados de energía (Tabla 16), balance y servicios complementarios (Tabla 17) en Francia, donde gracias al NEBEF la participación de la demanda en los mercados ha ido en aumento recientemente (SEDC, 2017a). La RD puede participar en el mercado de capacidad en conjunto con los generadores, siempre y cuando el proveedor de RD pueda demostrar su capacidad de activar los programas de RD y corroborar que puede ofertar la capacidad que indique.

Tabla 16 Participación de RD en el mercado de energía en Francia

Fuente: Elaboración propia a partir de: (SEDC, 2017a)

Mercado de Energía					
Tipo de Mercado	Acceso y participación de la carga	RD con agregador	Generación Agregador	Cantidad Contratada	Mínimo Ofertable
Diario	EPEX SPOT por medio de NEBEF	EPEX SPOT por medio de NEBEF	Si	10 GWh (2016)	0,1 MW
Intradiario	EPEX SPOT por medio de NEBEF	EPEX SPOT por medio de NEBEF	Si	N/R	0,1 MW

Tabla 17 Participación de RD en el mercado de balance y complementarios en Francia

Fuente: Elaboración propia a partir de: (SEDC, 2017a)

Mercado de balance y servicios complementarios						
Tipo de Servicio	Participación RD	RD con agregador	Generación Agregador	Cantidad Contratada (2016)	Mínimo Ofertable	Principales requisitos
FCR (control primario)	Si	Si	Si	600 - 700 MW	1 MW	Activación automática mediante productos simétricos ²²
aFRR (control secundario)	Si	Ofertas libres	Si	600 - 1000 MW	1 MW	Activación automática mediante productos simétricos
mFRR (reservas rápidas)	Si	Si	Si	Max 1.000 MW	10 MW	Activación manual por orden de mérito
RR (reservas complementarias)	Si	Si	Si	Max 500 MW	10 MW	Activación manual por orden de mérito
DSR (RD llamado a licitaciones)	Si	Si	No	750 - 1.400 MW (2017)	1 MW	Activación manual por orden de mérito
Mecanismo de Capacidad	Si	Si	Si	89,7 GW	N/R	Ofertas libres

²² Un producto de balance en el que el usuario puede solicitar cambios en la demanda en ambas direcciones, es decir, aumento de la demanda y reducción de la demanda.

3.3. Metodología de cálculo de línea base de consumo

Una Línea Base de Consumo (LBC) se trata de una estimación de curvas de demanda que caracterizan de forma cuantitativa el consumo de los usuarios. La realización de estas curvas combinan una gran variedad de metodologías matemáticas y estadísticas, tales como: promedio, regresión, aprendizaje automático, grupo de control, y consumo anterior a un evento RD “real time”, estas metodologías se utilizan con el fin de que se ajusten al comportamiento de la demanda.

Cabe resaltar que el cálculo de la línea base de consumos es importante en los programas RD dado que permite representar el consumo de los usuarios ante un evento RD y comparar este consumo con el que se tendría en un día que no tenga este tipo de evento; además tipifica los consumos según los tipos de días que se tengan, bien sean días laborales, sábados, domingos y festivos.

Una de las características de una LBC es que esta debe ser calculada de forma precisa, para evitar sesgos, dado que esta será utilizada para comparar el patrón de consumo si no se hubiese materializado el evento con el patrón de consumo que se da cuando se materializa el evento.

En la literatura se tienen varias metodologías para el cálculo de la línea base en la *Tabla 18* se pueden observar algunas de ella (ENERNOC, 2011):

Tabla 18. Metodologías para el cálculo de la línea base de consumo
Fuente: Realización propia

Nombre	Metodología
Línea base tipo I	Esta metodología genera una línea base que utiliza datos históricos del usuario, bien sea consumo de energía o datos climáticos, y la resultante es una línea de perfil que cambia hora a hora.
Carga máxima	Esta metodología utiliza los datos individuales que se obtienen del último evento de RD, con el fin de generar un nivel constante de energía para que en el caso de que exista un nuevo evento el usuario no sobrepase esta línea nueva línea base.
Antes del medidor – Después del medidor	En esta metodología se usan los datos de carga reales que se obtienen del periodo de tiempo inmediatamente anterior a un evento RD.
Línea base tipo II	Esta metodología se basa en un muestreo estadístico que se emplea para un grupo de clientes en el que no todos tienen un medidor individual
Generación	La línea base establecida en esta metodología es cero y esta se compara con las lecturas de los generadores de emergencia detrás del medidor. Es importante resaltar que esta metodología solo aplica para la generación in situ.

En esta sección, se mostrarán cuáles son los criterios que se deben tener en cuenta a la hora de construir una LBC describiendo sus principales características. Para la construcción de una LBC se debe tener en cuenta los siguientes criterios:

- **Calidad:** Calidad de la información para obtener la línea base de consumo, ventana de observación, medición directa, variables ambientales, confiabilidad de la fuente, entre otros.
- **Exactitud:** Cuando un usuario participe en un programa RD, este debe recibir el beneficio justo que esté acorde a los aportes que se realicen al programa.
- **Integridad:** En caso de que haya un consumo irregular de cualquier tipo, este no debe influir en el cálculo de la LBC, por lo que se debe evitar el uso de datos atípicos, resguardando la confiabilidad de la LBC.
- **Simplicidad:** Los cálculos de la LBC deben ser lo suficientemente simples, para que cualquier persona interesada pueda estimarlos.
- **Alineación (sesgo):** Una LBC debe estar alineada con los objetivos que tengan los programas, y así evitar resultados indeseados para las partes involucradas en los programas RD.

3.3.1. Proceso línea base de consumo

El proceso de una línea base de consumo consta de tres pasos: Selección de datos, estimación y ajuste de resultados, la combinación de estos depende de los consumos que hagan los usuarios, de su ubicación geográfica y el impacto del clima en ellos. El agrupamiento de estos debe representar de la forma más exacta posible el esquema de consumo del usuario.

En la Figura 37 se puede observar el diagrama de flujo del proceso para la construcción de una LBC.

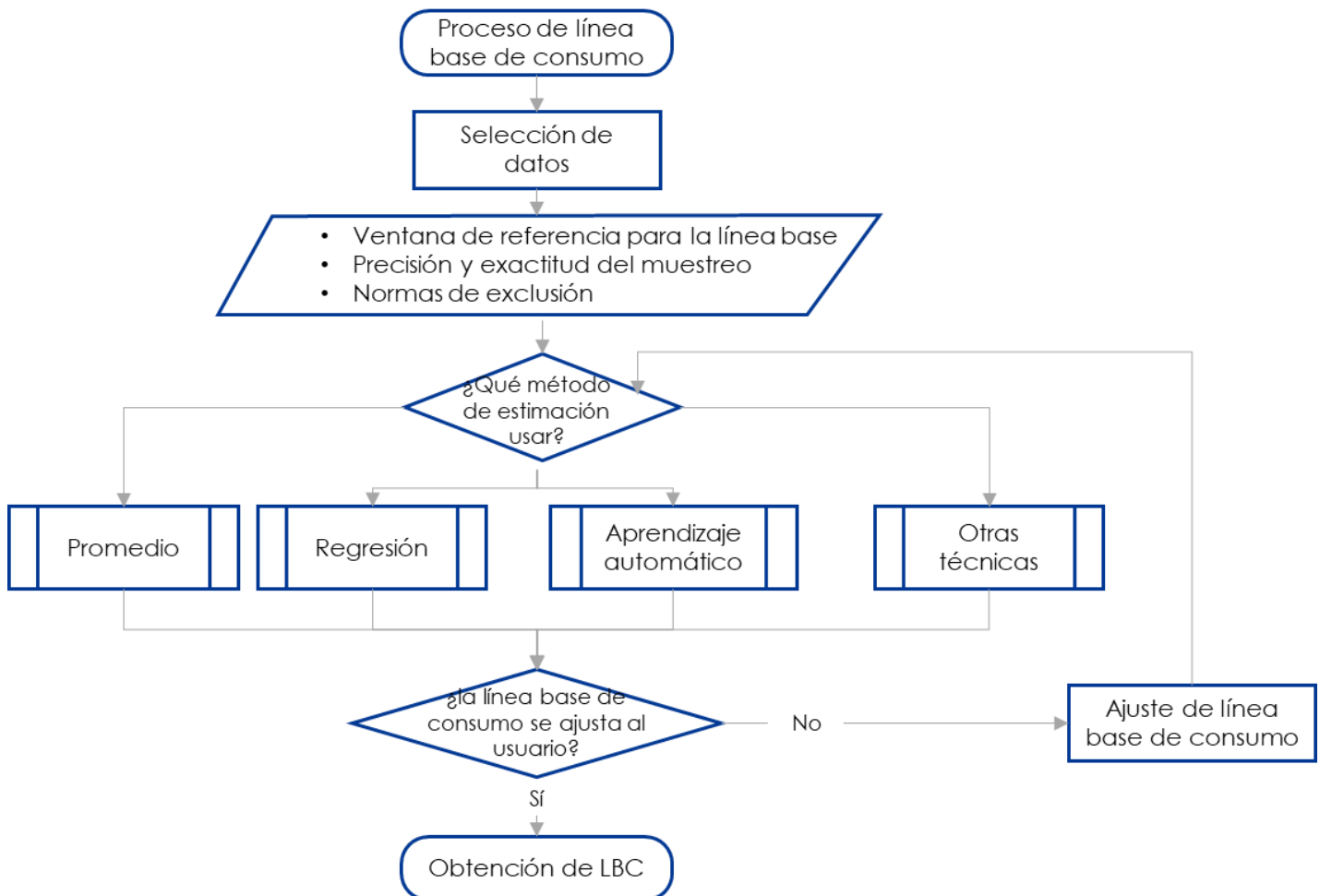


Figura 37. Diagrama de flujo línea base de consumo

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se describen los diferentes pasos para la construcción de la línea base de consumo, resaltando que se pueden tener variaciones al proceso descrito dependiendo de las características y criterios definidos en el programa de respuesta de la demanda.

Selección de datos: En esta instancia se debe definir el intervalo de captura de los para generar la ventana de referencia, teniendo en cuenta el intervalo de medición de los datos, el tipo de día, esta selección puede ir desde pocos días, hasta varios meses, tal como se puede observar en la Tabla 19 (se compara la selección de datos de diferentes protocolos). Para la selección de datos se recomienda establecer un intervalo lo suficientemente amplio con el fin de reducir la volatilidad en el cálculo de la LBC dado que se puede diferenciar los días característicos del consumo de energía en el país.

Tabla 19. Criterios línea base de consumo
 Fuente: Adaptado de (ISO/RTO Council, 2018)

Protocolo LBC	Selección de datos			Tipo de cálculo
	Ventana de referencia LBC	Selección final	Días excluidos (además de los días de eventos anteriores)	
PJM-Base1	45 días calendario anteriores al evento, ampliados hasta 15 días adicionales para reemplazar los días excluidos	<u>Eventos entre semana:</u> Máximo 4 a 5 días de calificación más recientes. <u>Eventos de fin de semana/días festivos:</u> Máximo 2 a 3 días de calificación más recientes,	<u>Eventos entre semana:</u> fines de semana, festivos y días de bajo consumo. <u>Eventos de fin de semana/días festivos:</u> días de semana, días de bajo consumo	Promedio
CAISO Estándar LBC	Últimos 10 días	10	<u>Eventos entre semana:</u> fines de semana, festivos, <u>Eventos de fin de semana/días festivos:</u> días de semana	Promedio
ERCOT Mediana 8 o 10	Últimos 10 días	8	Días de altos y bajos consumos	Promedio
Mediana 4 o 6	Últimos 6 días	4		
NYISO-Base1	<u>Días de semana:</u> 10 días laborales recientes a partir de 2 días antes del día del evento, <u>Fines de semana:</u> 3 días recientes de fin de semana (sábado o domingo), Sin exclusiones por días festivos o días de eventos	<u>Días de semana:</u> 5 a 10 días de alto consumo <u>Fines de semana:</u> 2 a 3 días de alto consumo	Días de bajo consumo	Promedio
ISO-NE-Type1-WSA-Symmetric	Línea Base del día anterior y datos reales del día actual	$0,9 * \text{LBC día anterior} + 0,1 * \text{carga medida del día actual}$		Promedio
PJM Emergencia cambios de carga "GLD" día comparación (no sensible al clima)	El día laboral más cercano (antes o después del evento)	1 día	días del evento y los días festivos	Aprendizaje automático
PJM Emergencia cambios de carga "GLD" día comparación (sensible al clima)	Índice de temperatura y humedad (THI siglas en ingles)	1 día de acuerdo al THI	días del evento y los días festivos	Aprendizaje automático
ERCOT- Matching Day Pair	Año anterior	10 pares de días similares	Días de eventos	Aprendizaje automático
PJM Emergencia cambios de carga "GLD" mismo día	día del evento	Horas antes y después del evento		promedio
ERCOT Emergencia de energía	Horas antes	hora antes del evento		Plan (promedio)
ERCOT-Regression	Año anterior	365 días clasificados		Regresión
ERCOT-Nearest 20	20 días similares previos al evento	20 días		Regresión

Método de estimación: Se trata de elegir el método para calcular la línea base que más se ajuste al perfil de consumo de los usuarios, se puede elegir entre los siguientes:

- **Promedio:** Esta es una técnica simple, en la cual tanto usuarios como los encargados de analizar los eventos pueden calcularla; una de las características de este tipo de cálculo es que promueve la integridad y la exactitud, Esta técnica es utilizada en programas de Nueva York y California.
- **Regresión:** El uso de esta técnica requiere de herramientas estadísticas sofisticadas las cuales permiten un grado más alto de exactitud en el cálculo de la curva, evitando así las oportunidades de manipular la LBC. Como consecuencia de utilizar esta técnica es que se viola el criterio de simplicidad, al mismo tiempo también se ve afectado el cálculo de la LBC antes de la terminación del evento; afectando así el interés de los participantes de los programas RD.
- **Aprendizaje automático:** Este tipo de cálculo también se conoce como *Machine Learning* y consiste en hallar correlaciones entre los consumos de los usuarios que participen de programas RD y las variables externas, Al igual que el tipo de cálculo anterior, se presenta como consecuencia un desinterés por parte de los interesados en los programas RD debido a su complejidad en la realización de los cálculos.
- **Otras técnicas:** Además de los algoritmos tradicionales para el cálculo de la línea base, es posible obtener resultados aceptables utilizando diferentes combinaciones de procesos matemáticos y heurísticos, en los cuales se incluyen autodeclaraciones por los usuarios y metas de reducción impuestas por algún agente basadas en el comportamiento histórico del usuario.

Ajuste de resultados: En este paso se modifica el resultado del cálculo de la LBC para alinearlo con el consumo real del usuario, este se realiza con el fin de disminuir la influencia de variables fortuitas que pueden llegar a afectar la medición.

En la Figura 38, se observa un ejemplo grafico del cálculo de una Línea Base de Consumo, en ella se contemplan los principales componentes anteriormente mencionados.

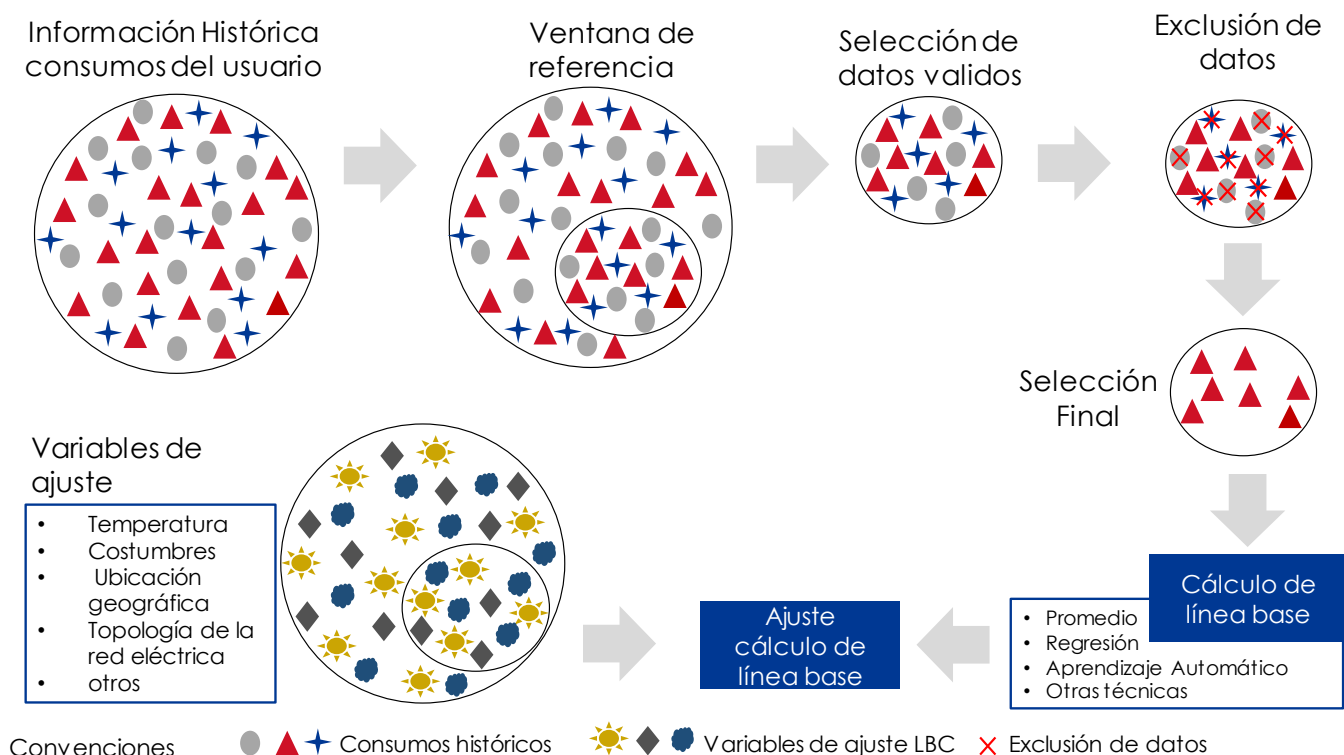


Figura 38 Ejemplo gráfico cálculo LBC.

Fuente: Elaboración propia.

La información histórica de los consumos de los usuarios tendrá la resolución necesaria para el cálculo (horaria, mensual, diaria) según sea lo requerido; la estimación de la LBC requiere la selección de la ventana de referencia y posteriormente se debe precisar las normas de exclusión para que los datos que resulten atípicos, y obtener la selección final de datos que permita el cálculo de una LBC, seleccionando uno de los métodos de estimación anteriormente mencionados, una vez calculada la LBC se requerirá de un ajuste el cual se realiza con diferentes variables tales como: temperatura, costumbres, ubicación geográfica, topología de la red eléctrica, entre otras. Este ajuste permite que la LBC se alinee con el comportamiento real de los usuarios.

3.3.2. Criterios y supuestos

Antes de construir una línea base de consumo es importante tener claro las fases que comprenden un evento de respuesta de la demanda, en la Figura 39 se puede observar los plazos y las tres fases de reducción de un programa RD.

- **Fase 1 (período de rampa):** Es el tiempo de despliegue del programa, es decir; cuando los usuarios comienzan la reducción del consumo que se pacta en el programa RD.
- **Fase 2 (período sostenido de respuesta):** Máximo tiempo de reducción donde se espera que los usuarios hayan limitado su consumo en las cantidades acordadas y lo mantengan durante el tiempo de duración del evento.
- **Fase 3 (período de recuperación):** es el período donde los usuarios comienzan a reanudar sus consumos después de la notificación de que el evento ha terminado.

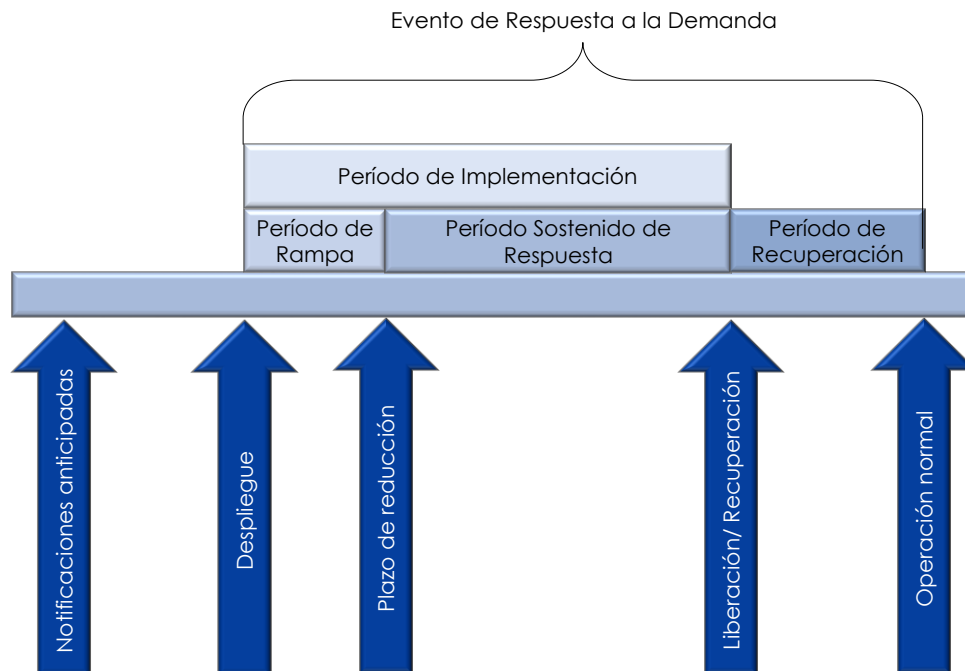


Figura 39. Activación de un programa RD
Fuente: Adaptado de (Rossetto, 2018)

Por ejemplo, en la Figura 40, se presentan tres ejemplos gráficos de la activación de los programas RD en diferentes mercados de energía.

- Despacho del día anterior.
- Despacho intradiario.
- Mercado de regulación secundaria de frecuencia (AGC).

En el primero, se observa el despacho del día anterior, donde la notificación se da desde el día antes de requerir la reducción de demanda, en este se indica el periodo de implementación del programa RD con sus respectivos tiempos de duración, el periodo de rampa de reducción es típicamente de 30 minutos. En el segundo, se observa el despacho intradiario donde se presentan los ejemplos de las reservas de 30 y 10 minutos, en este tipo de mercado la activación del programa RD se da en periodos muy reducidos por lo que el despliegue y la notificación se dan simultáneamente. Por último, el ejemplo del mercado de regulación secundaria de frecuencia (AGC), en este tipo de mercado la notificación se da desde el día anterior lo cual le indica al recurso que debe estar disponible durante los periodos establecidos para realizar una variación en su consumo de forma instantánea, ya sea disminuyendo o aumentándolo, por lo que el evento de respuesta de la demanda estará compuesto por el total de las participaciones de dicho recurso en el día del evento.

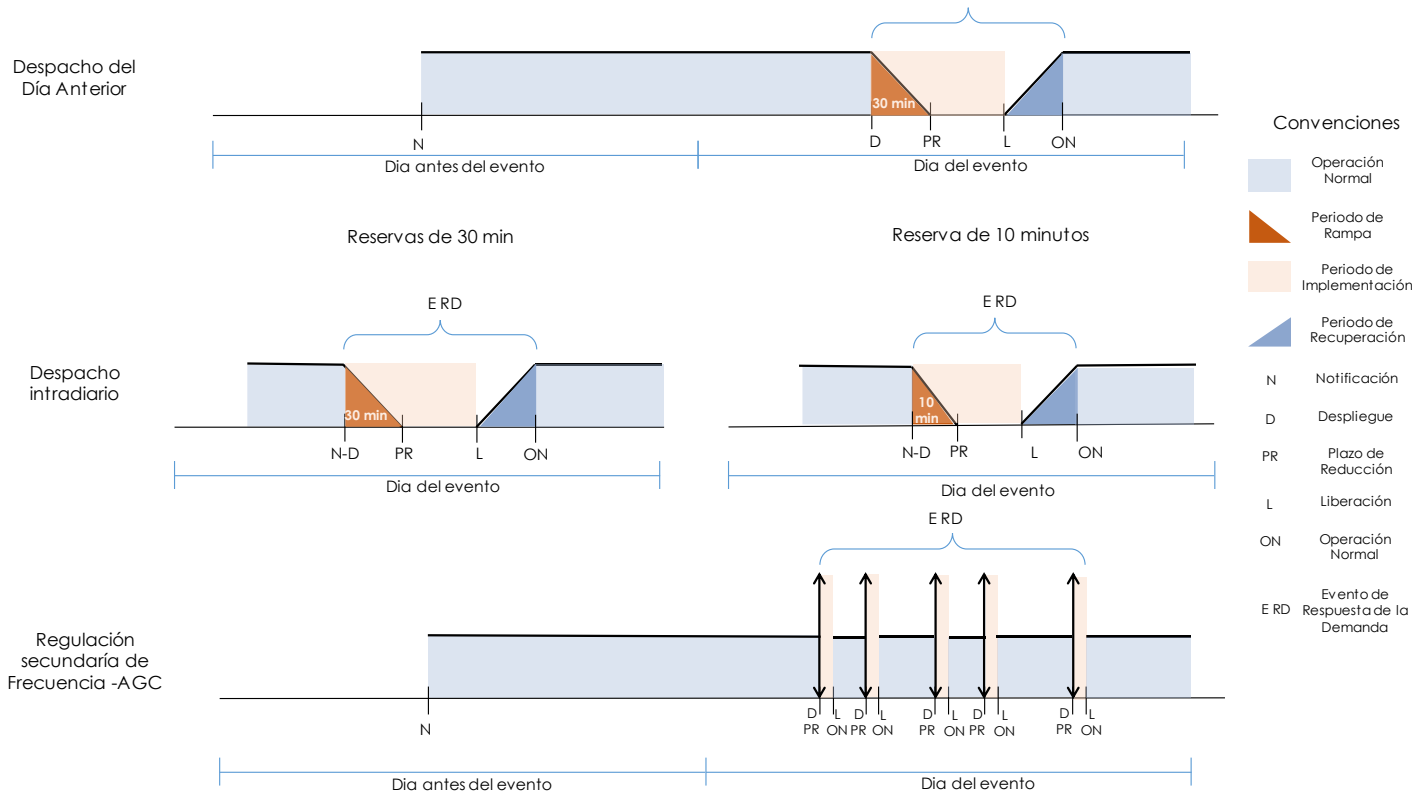


Figura 40 Activación programas RD en diferentes mercados.
Fuente: Elaboración propia.

Cuando se construye una línea base cabe resaltar que no todos los programas RD necesitan el cálculo de estas, por ejemplo para el programa de tarifa intradiaria no es necesario calcular una LBC, dado que no se trata de un programa de participación sujeto a la reducción/desplazamiento en términos de MW/MWh, sino por medio de señales de precios.

3.3.3. Requerimiento de información

La LBC requiere cierta información de entrada para su construcción, con base en la Figura 41 se describen los requerimientos de información entrada para su creación son:

Información de la línea base consumo	Información del evento	Procesos especiales
• Ventana de referencia para la LBC • Tipo de cálculo • Precisión y exactitud del muestreo • Normas de exclusión • Ajustes de la línea base • Ventana de ajuste	• Uso de AMI en tiempo real • Uso de AMI después del evento • Ventana de rendimiento • Tipo de medición	• Inclusión de cargas altamente variables • Inclusión de generación en sitio • Inclusión de almacenamiento en sitio • Inclusión de vehículos eléctricos (V2G)

Figura 41. Componente línea base de consumo

Fuente: Adaptación de Goldberg & Kennedy Agnew, 2013)

Información de la línea base:

A continuación, se describen los insumos utilizados para la estimación de la carga en una LBC.

- **Ventana de referencia para la LBC:** Esta se refiere a la selección del periodo adecuado para la obtención de datos de referencia. En caso de seleccionar una ventana muy corta el usuario puede aumentar su consumo antes de un evento de RD, con el fin de maximizar el consumo de su línea base y por lo tanto sobreestimar los niveles de reducción reales, y se puede prestar para que la LBC sea fácilmente manipulable e imprecisa. Para la implementación de programas RD se sugiere una ventana de 10 días, dado que en este periodo se puede evidenciar los comportamientos a largo y corto plazo de los usuarios.
- **Tipo de Cálculo:** Para el cálculo de un LBC se pueden utilizar distintas metodologías de cálculo, las cuales se pueden dividir en tres grupos: promedio, regresión y aprendizaje automático.
- **Precisión y exactitud del muestreo:** Los datos de consumo que se utilizan para construir la LBC deben tener un estimado de confianza del 90%; un nivel más alto de confiabilidad refleja la fiabilidad de los cálculos, y reduce los riesgos operacionales asociados a programas RD.
- **Normas de exclusión:** Se refiere a la tolerancia para excluir cualquier dato que resulte atípico al comportamiento de la curva de carga del consumidor dispuesto a participar de un programa RD.
- **Ajustes de la línea base:** Para hacer ajustes de la línea base en el día del evento se utilizan cálculos basados en las diferentes condiciones de los usuarios, tales como, temperatura, costumbres, ubicación geográfica, topología de la red eléctrica, entre otros.
- **Ventana de ajuste:** periodo de tiempo a partir del cual se puede realizar la evaluación de los datos para que la línea base ajustada coincida con la carga base deseada.

Información del evento:

La información de esta categoría describe los datos utilizados para la medición y evaluación de los eventos de RD.

- **Uso de AMI en tiempo real:** Establece la necesidad de utilizar un medidor bidireccional en tiempo real administrado por el evaluador del programa RD; con el fin de revisar el rendimiento que se obtuvo durante el evento.
- **Uso de AMI después del evento:** Establece la necesidad de utilizar un medidor bidireccional después del evento; con el fin de revisar el rendimiento que se obtuvo.
- **Ventana de rendimiento:** Periodo de tiempo del evento que se usa para evaluar el rendimiento del recurso utilizado para el programa RD.
- **Tipo de medición:** Método que se utiliza para cuantificar la reducción de la demanda durante un evento.

Procesos especiales:

Esta información complementaria puede ser detallada en caso de que la demanda tenga cargas altamente variables, como el caso de un proceso electro intensivo (siderúrgica, entre otros).

- **Inclusión de cargas altamente variables:** En caso de que el evento RD cuente con cargas altamente variables estas deben proporcionar cualquier tipo información que permita dimensionar la capacidad de aportes ante el evento.
- **Inclusión de generación en sitio:** Declarar la disponibilidad en plantas de generación para la participación de los programas RD.

IV

Programas RD en Colombia

En este capítulo, se identifican y describen los atributos que se requieren para el diseño de programas de Respuesta de la Demanda (RD) de acuerdo con el contexto colombiano y los resultados obtenidos con la herramienta de investigación de preferencias, definiendo entre otros aspectos, el tipo de incentivo, esquema de remuneración, mercado y recursos con potencial de participación. Inicialmente, se priorizan los programas de RD de acuerdo con el contexto local, posteriormente, se describen los principales atributos y posteriormente se ajustan para los programas priorizados.

Se identifican los habilitadores para su aplicación en Colombia y se describe el diseño de los programas RD en el cual se proponen los mecanismos a aplicar, el procedimiento utilizado para implementar la herramienta de investigación con la cual se determinaron las preferencias de los usuarios para participar en los programas de RD.

También se definen los criterios de operación de los programas RD y el uso del almacenamiento de energía acoplado con dichos programas bajo el contexto del uso de los recursos energéticos distribuidos DER por parte de un ciudadano, una comunidad o una ciudad energética. Finalmente, se describe la arquitectura tecnológica requerida para la operación técnica de los programas RD y su uso como un recurso distribuido del sistema.

4. Programas RD en Colombia

En esta sección se presenta el procedimiento llevado a cabo para el diseño de programas de respuesta de la demanda, el cual considera la identificación de preferencias para participar en programas RD, preferencias que se identifican mediante el diseño de una herramienta de investigación, la identificación de los habilitadores de los programas RD para lograr un uso amplio de este tipo de programas y la definición de los criterios requeridos para diseñar e implementar programas RD en Colombia (ver Figura 42). Se priorizan los programas de RD de acuerdo con el contexto local, en dicha priorización se analizan diferentes habilitadores como la tarifa intradiaria, el agregador de recursos energéticos distribuidos, la automatización de los recursos de generación, el almacenamiento de energía y características del consumo, así como su medición y facturación.



Figura 42. Procedimiento para el diseño de programas RD.

Fuente: Elaboración propia

Posteriormente se presenta el diseño de programas RD en el cual se identifican los programas RD a aplicar, partiendo de la base de los programas existentes, los cuales son DDV, apagar paga, y reducción de demanda. Para el diseño de programas RD es importante conocer los criterios necesarios (incentivos, penalizaciones, monitoreo, seguimiento y recursos energéticos que se pueden utilizar para los programas de RD y los atributos o características que estos deben tener para su buen funcionamiento.

En esta sección también se muestran los criterios de operación y de participación del almacenamiento en los programas RD. Teniendo en cuenta que los criterios de participación son la elegibilidad para la prestación de servicio, la energía de carga y descarga y los acuerdos con los agentes. Mientras que algunos de los criterios operativos que se deben tener presentes cuando se utilice AE en los programas RD son, estado de carga, máximo y mínimo estado de carga, tiempo mínimo y máximo de operación, eficiencia mínima del sistema y operatividad.

Finalmente, también se analizan los recursos energéticos distribuidos DER, bien sean gestionados de manera automática o manual para contribuir con la reducción de los consumos de energía o mediante sistemas propios de generación o de almacenamiento donde se consideran 3 niveles, a saber: ciudadano energético, comunidad energética y ciudad energética.

4.1. Preferencias para participar en programas RD

El cambio de paradigma respecto a la concepción del usuario final como un agente pasivo dentro del esquema tradicional del sector eléctrico, exige herramientas para empoderar a los participantes de los mecanismos de respuesta de la demanda en su comportamiento energético. En ese sentido, se debe profundizar en el conocimiento de los hábitos de consumo para lograr un mayor impacto de los programas y el fomento de actividades para lograr una cultura energética.

De acuerdo al estudio realizado por Colombia Inteligente y el CIAT en el año 2018, en el cual se hicieron varias recomendaciones sobre el empoderamiento del usuario, para tal fin, se hace necesario conocer sus preferencias en los consumos de energía, (Colombia Inteligente, 2018).

En esta sección del documento se muestra el procedimiento llevado a cabo para obtener una herramienta de investigación, con el fin de identificar las preferencias de los usuarios para participar en programas de Respuesta de la Demanda -RD-.

4.1.1. Diseño de cuestionario

En este caso, se requiere investigar acerca de qué tipo de preferencias tienen los usuarios de energía eléctrica en cuanto la participación en programas de respuesta de la demanda. Para realizar la presente investigación la herramienta más apta fue la aplicación de una encuesta, esta es una técnica de recolección de datos que se realiza a través de un cuestionario, el cual se aplica a una muestra de la población con el objetivo de conocer las opiniones o percepciones que se tengan sobre determinados temas, y la disposición de participar en determinados programas, entre otros ejemplos (M. García, Alvira, Alonso, & Escobar, n.d.).

Para diseñar correctamente una encuesta se deben tener en cuenta una serie de elementos que se muestran a continuación (Tabla 20):

Tabla 20. Elementos y características para diseño de encuestas.
Fuente: Adaptado de: (QuestionPro, n.d.)

Criterios	Características
Medio para recopilar datos	Encuesta Web, encuestas presenciales/ telefónicas (encuestadores), encuesta en la factura
Esfuerzo para responder	Bajo, tiempo máximo de entre 20 y 30 minutos
Redacción de las preguntas	Lenguaje simple, entendible para cualquier usuario con conocimiento básico
Formato de preguntas	Opción múltiple, rangos establecidos, selección de preferencias
Precisión de la información	Análisis representativo para la muestra, Perfiles de usuarios típicos
Presentación visual	Apoyo para interpretar las preguntas
Plan analítico	Comparación encuestas curvas tipo, análisis por tipo de usuarios y geografía

En la Figura 43, se puede observar un flujograma del procedimiento que se llevó a cabo para el diseño de la herramienta de Investigación, como se puede observar se partió de una serie de experiencias internacionales para construir un cuestionario base, seguido de la definición, y un proceso de revisión colaborativo de la propuesta de herramienta.

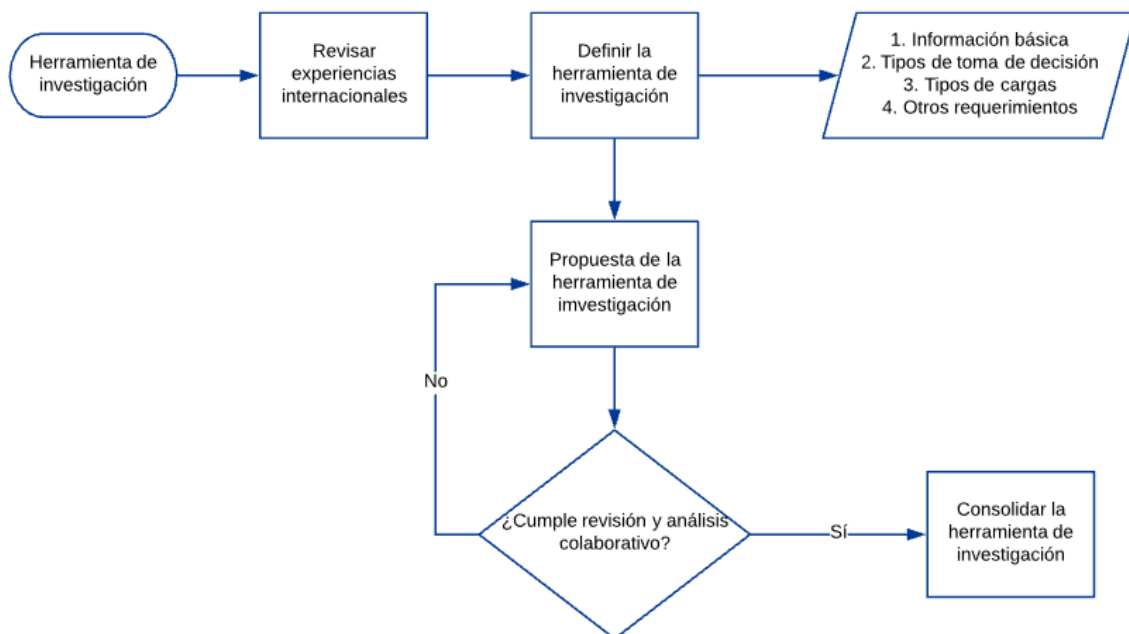


Figura 43. Proceso para la creación de la herramienta de Investigación.
Fuente: Elaboración propia.

Co-creación de la herramienta de investigación

Con base a las referencias internacionales antes mencionadas, se procedió a crear una encuesta que reuniera información sobre los siguientes temas:

- Caracterización de cargas Residenciales.
- Caracterización de cargas Comerciales.
- Caracterización de cargas Industriales.
- Potencial uso de autogeneración/generación distribuida y/o almacenamiento.

Se realizaron varias sesiones de trabajo en el GTC, los temas de interés no variaron, pero a través de las diferentes revisiones se modificó la manera de realizar las preguntas, con el fin de que estas sean amigables y entendibles para todo tipo de personas.

De acuerdo con la Figura 43, se puede observar que las experiencias internacionales son el insumo de entrada para la realización de las preguntas de la herramienta de preferencia, luego de estudiarlas se procedió a realizar un primer cuestionario, el cual sería consolidado y revisado, este procedimiento se hizo varias veces, y finalmente se llegó a un acuerdo para tener una versión final de la herramienta de Investigación (ver Figura 44).

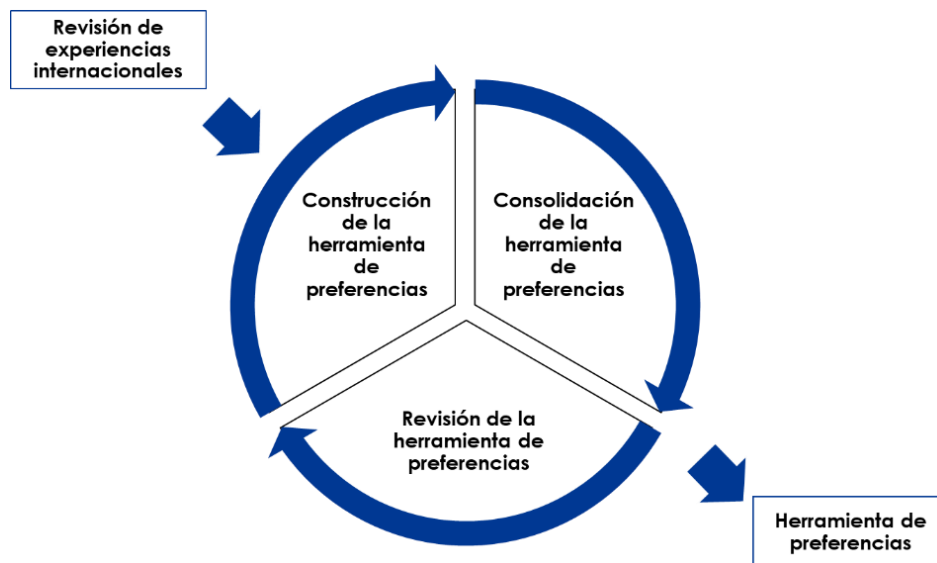


Figura 44. Proceso de elaboración de la herramienta de preferencias.
Fuente: Elaboración propia

Como lecciones aprendidas de la elaboración de la herramienta de Investigación queda, que para desarrollarla se debe tener en cuenta que tenga pocas preguntas, y que estas sean lo más claras posibles. Otra de las lecciones aprendidas es en el módulo digital, dado que en éste es útil que se puedan enrutar las preguntas; así, si quien responde la herramienta es una empresa, las preguntas que éste resuelva sean acordes con su organización, y por ejemplo si quien responde es una persona natural, solo respondería preguntas orientadas al consumo residencial.

4.1.2. Estructuración herramienta de investigación

La herramienta de Investigación de programas RD, podrá ser desarrollada de manera presencial o virtual. En caso de que se responda de forma virtual, tendrá 2 opciones, una focalizada para preferencias y la otra opción para preferencias y caracterización de cargas. Por otro lado, la estructuración de la herramienta de investigación se basa en 4 secciones de preguntas, que tienen por objetivo encontrar las preferencias de los usuarios a la hora de participar en programas RD.

La herramienta base puede ser desarrollada bien sea de manera virtual o presencial, está conformada por veinticuatro (24) preguntas de las cuales cuatro (4) son opcionales, además contiene 4 secciones compuestas de la siguiente forma, la encuesta completa se puede detallar en el Anexo 1.

Información del suscriptor

Esta sección es información básica del suscriptor, en ella se puede identificar sus principales características, así como validar su empoderamiento en cuanto al consumo energético. Al consolidar la herramienta de Investigación, la sección quedó con tres (3) preguntas que se hacen con el fin de conocer el horario en el cual se va a desarrollar la encuesta, la percepción que tienen los usuarios con respecto a sus consumos de energía y la factura del servicio de electricidad.

Preferencias programa RD

Inicialmente esta sección estaba compuesta por cinco (5) preguntas, cuyo objetivo era conocer si el usuario estaba de acuerdo con participar en programas de RD, si el usuario estaba de acuerdo con la gestión remota de sus cargas y mediante qué figura (privada o gubernamental). Luego de las sesiones de trabajo de revisión con el GTC se llega a una sección con seis (6) preguntas que buscan conocer el interés de los usuarios de participar en programas de respuesta de la demanda, además del horario en el que modificarían su consumo, la ubicación del medidor de energía y cada cuanto es revisado; finalmente, se desea conocer si los usuarios están interesados en tener almacenamiento o plantas de generación de respaldo. El resultado final de esta sección se encuentra en el Anexo 1.

Caracterización de cargas

Inicialmente, la herramienta esta sección tenía treinta (30) preguntas y estaba subdividida en tres partes:

- Caracterización de cargas residenciales: con cinco (5) preguntas esta subsección buscaba obtener información de los gastos de energía eléctrica en el hogar, y el consumo promedio.
- Caracterización de cargas comerciales: esta parte contaba con once (11) preguntas que brindaban información sobre el horario y cantidad de consumo de energía eléctrica, criticidad de los procesos y procesos de aclimatación.
- Caracterización de cargas industriales: Esta sección tenía catorce (14) preguntas que buscaba la misma información que la sección anterior, añadiendo la cantidad y el horario de los turnos.

Finalmente, la sección quedó con quince (15) preguntas divididas de la siguiente manera:

- Cuatro (4) preguntas básicas las cuales buscan conocer el porcentaje de gastos mensuales en la factura de energía, la incidencia del clima en los procesos que tenga el usuario, el número de personas que habitan la residencia, y los equipos con mayor consumo, con el horario de funcionamiento.
- Cuatro (4) preguntas en caso de que el usuario tenga cargas comerciales o industriales, con estas preguntas se busca conocer la actividad económica de la empresa, los equipos eléctricos con que se cuentan, el mes con mayor o menor producción y los turnos de trabajo que se tienen.
- Siete (7) preguntas opcionales, que se refieren a los procesos de iluminación, si estos cuentan con *dimmer*, o con accionamiento por control remoto; también se busca conocer el número y tipo de luminarias que se poseen.

Además, se realizan preguntas acerca del proceso de climatización, las características de operación de la empresa, el horario de funcionamiento, de atención al público y en caso de hacer paradas para mantenimiento cuantas se hacen al mes y que duración tienen. Por otra parte, también se pueden considerar preguntas acerca de la cantidad de electrodomésticos que se tienen en casa y el horario de funcionamiento de estos. Por último, también se busca conocer si los usuarios están interesados en gestionar por medio de terceros el control de los equipos eléctricos que se posean, y por cual medio le gustaría recibir información adicional a la que se recibe en la factura.

Potencial uso de autogeneración/generación distribuida y/o almacenamiento (opcional)

Esta parte de la encuesta es opcional y está compuesta por 4 preguntas que se centran en conocer el tipo de autogeneración o dispositivo de almacenamiento que el usuario desearía instalar y la potencia de estos.

4.1.3. Implementación

En esta sección se muestra la estrategia de implementación de la herramienta, la cual contiene la estructura de la herramienta de investigación, la cual está conformada por 4 secciones a saber: antecedentes, validador de preferencias, validador de tipos de cargas y el validador de sistemas de generación y almacenamiento. Además también se explica cómo fue la obtención de la muestra poblacional para implementar la herramienta, y la forma en que se recolectaron y reportaron los datos obtenidos con las muestras.

Estrategia de implementación

La estrategia de implementación de la herramienta de investigación se basó en 2 formas, una de ellas fue por medio virtual donde los usuarios accedían a través de un link y podían responder las preguntas a través de una página web. También se podía responder la herramienta de investigación de forma presencial de esta manera una persona encargada era quien hacía la encuesta a los diferentes usuarios.

Estructura de la herramienta de investigación

La herramienta de Investigación quedó conformada por 24 preguntas de las cuales 4 son opcionales sin incluir la información básica asociada al suscriptor, el fin de esta herramienta es poder llegar a conocer el grado de interés de los usuarios del servicio de energía eléctrica para participar en programas de RD.

La herramienta consta de 5 secciones: características del consumidor, preferencias programas RD, caracterización básica de cargas, caracterización de cargas comerciales/industriales, y caracterización de sistemas GD/AE.

Finalmente, se pide indicar el tipo de investigación, por ejemplo, si la investigación la realizó una empresa a sus clientes o si la investigación se realizó de manera individual. En la Figura 45 se puede observar un mapa conceptual donde se resumen los diferentes componentes de la herramienta de Investigación.

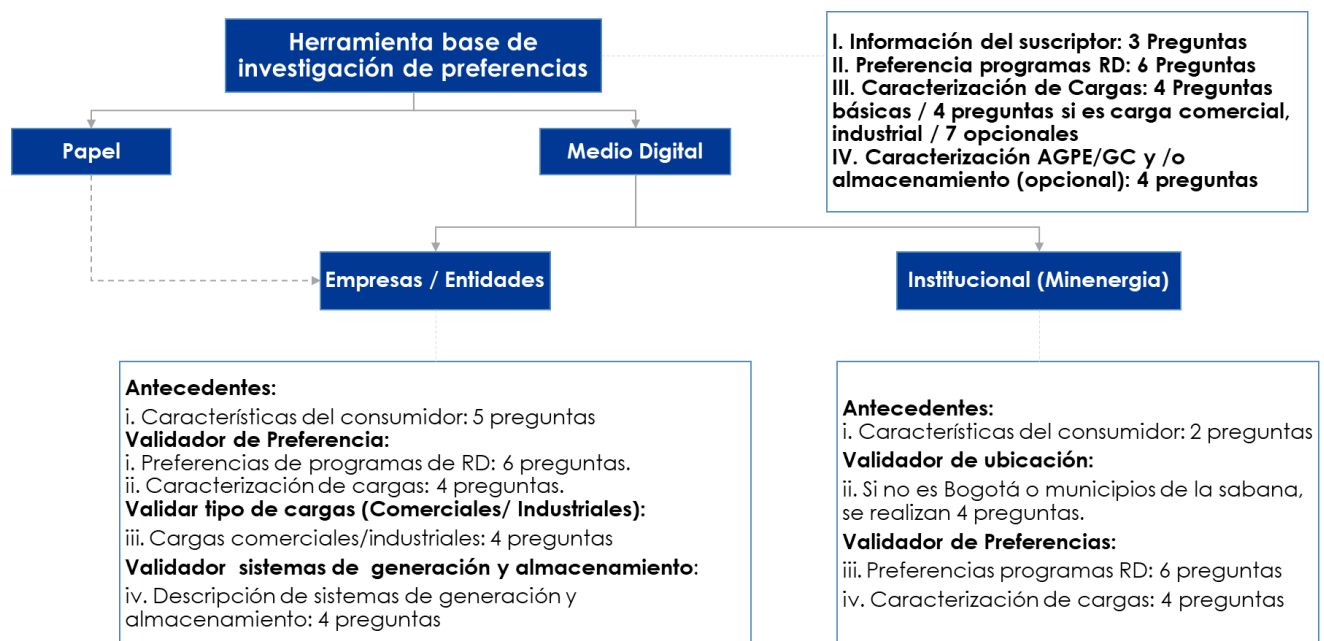


Figura 45. Componentes de la herramienta de Investigación.

Fuente: Elaboración propia

Medios de implementación

La implementación de la herramienta se puede realizar bien sea de manera presencial, telefónica a través de una entidad que realice este tipo de actividades o por medio de módulos digitales diferenciados entre personas naturales, entidades y/o empresas y personal institucional.

En caso de que la herramienta sea implementada de forma presencial, el encuestador deberá seguir un protocolo de presentación, en el que se informa el nombre, la empresa a la que representa y la forma en la que el usuario puede comprobar la veracidad de esta información, asimismo se debe explicar al usuario el objetivo de la investigación y cómo será el tratamiento de los datos. Además debe expresarse con el lenguaje apropiado con el fin de que las personas encuestadas puedan comprender las preguntas que se le realizan.

Se debe tener en cuenta que la investigación se realiza de forma individual, por cada suscriptor. El suscriptor puede ser una empresa, bien sea comercial o industrial, una persona (vivienda) o cualquier tipo de inmueble.

Definición de la muestra

Para la definición de la muestra se procedió a focalizar el objetivo de la investigación, el cual es realizar un estudio de preferencias de los usuarios frente a los programas de RD, la población potencial para aplicarla considerando que se cuenta con más de catorce millones de usuarios suscriptores del servicio de energía eléctrica, de los cuales cerca de trece millones son usuarios residenciales, alrededor de cien mil usuarios son industriales y comerciales un poco más de un millón.

También se clasificó la información a recolectar, la cual consiste en tipificar las cargas de los usuarios y que tan críticas son para estos, así mismo se quiere identificar la capacidad de almacenamiento, autogeneración y generación distribuida que estos tengan y la intención que tienen los usuarios de participar en programas de RD.

La muestra de la aplicación de la herramienta, que para este caso está dada para usuarios de las empresas y entidades participantes del GTC Demanda Activa.

En la Tabla 21 se puede observar un resumen detallado con esta información

Tabla 21. Ficha técnica herramienta de investigación.
Fuente. Elaboración propia

Encuesta	Descripción
Objetivo	Realizar estudio de preferencias de los usuarios respecto a los programas RD
Población (2018)	Usuarios: 14.086.081 Residencial: 12.846.371 Industrial: 100.427 Comercial: 1.024.038
Información a Recolectar	- Identificar y tipificar las cargas eléctricas y su criticidad dentro de los procesos del usuario. - Identificar la capacidad de almacenamiento, autogeneración y generación distribuida. - Identificar la intención de participación de la demanda en un programa RD.
Cuestionario	Anexo 1
Muestra	Empresas y entidades participantes del GTC Demanda Activa
Recolección de información	- Encuesta web . - Encuestas presenciales/telefónicas (vía miembros GTC). - Encuesta en la factura.

Luego de tener la población se hace un acotamiento del público objetivo mediante la siguiente fórmula que se aplica a una población finita:

$$n = \frac{N * Z_{\alpha}^2 * p * q}{e^2 * (N - 1) + Z_{\alpha}^2 * p * q}$$

Donde:

n: Tamaño muestral.

Z: es la cantidad de desviaciones estándar que una proporción determinada se aleja de la media=1.960.

p: la probabilidad de ocurrencia = 95%.

q: probabilidad de no ocurrencia = 5%.

e: error muestral = 5%.

N: Tamaño poblacional.

Al aplicar esta fórmula a las diferentes zonas se llegó al resultado de la Tabla 22.

Tabla 22. Tamaño muestral para aplicar la herramienta de investigación.
Fuente: Elaboración propia.

Caso	Valle del Cauca	Antioquia	Centro	Norte
UR	Estrato 1	73	73	73
	Estrato 2	73	73	73
	Estrato 3	73	73	73
	Estrato 4	73	73	71
	Estrato 5	73	72	67
	Estrato 6	73	72	60
	Industrial	72	71	66
	Terciario	73	73	73
UNR	Industrial	68	62	47
	Terciario	68	63	54
Mercado	Regulados	583	579	556
	No Regulados	135	136	101

De esta manera, se identificó el tamaño muestral esperado de 2.301 encuestas referenciales para usuarios regulados y de 497 encuestas referenciales para usuarios no regulados.

En los usuarios no regulados industriales se tuvieron en cuenta las siguientes actividades: Industrial + Provisional (Construcción) + Distrito de Riego (Agricultura) + Industrial de Bombeo (Minería). En el sector terciario se tuvo en cuenta: Comercial + Oficial + Alumbrado público + Especial Asistencial (Hospitales) + Especial Educativo + Áreas Comunes (Parques, etc.).

Con el fin de poder llevar a cabo la investigación se debió realizar un sesgo al tamaño muestral teniendo en cuenta que las limitaciones logísticas y el tiempo para la investigación. En general, el tamaño muestral sería del rango de 73 muestras por cada estrato residencial priorizando sobre los estratos 3 o superior y 100 muestras para los usuarios no regulados.

Recolección de datos

La recolección de datos de la herramienta de investigación que se realizó de manera presencial, en la cual el personal encargado de las diferentes empresas prestadoras del servicio, se presentaban en el hogar, establecimiento comercial o industria, eran los encargadas de entrevistar a los usuarios del servicio de energía y luego reportar los datos a las empresas para las cuales trabajan, para que estas realicen la recolección de los datos y el reporte de los mismos.

4.1.4. Reporte de datos

El reporte de datos de la herramienta de investigación se hizo a través de la plataforma virtual, debido a que toda la información que se recogió de forma presencial, debe ser ingresada a la plataforma virtual, con el fin de reunir toda la información en un solo punto y evitar confusiones y preservar la privacidad de la información de los usuarios que no se requiere para la investigación (por ejemplo datos particulares de ubicación, número de contrato, nombre, entre otros).

Análisis de resultados de la investigación

En esta sección se presenta todo lo pertinente a los resultados que se consiguieron con la implementación de la herramienta de investigación. Como se mencionó anteriormente de la recolección de datos se obtuvieron 373 registros de los cuales se obtuvo la siguiente información:

Información del suscriptor: Por parte de las empresas y entidades se presentaron 48 respuestas de usuarios no regulados y 325 de usuarios regulados.

Preferencias programas Respuesta de la Demanda: Con respecto a la preferencia de programas RD se les preguntó a los usuarios que si estaban dispuestos a modificar su consumo de energía eléctrica si se les ofrecía un beneficio económico, a esta pregunta se obtuvieron 339 respuestas positivas, 13 negativas y 21 eligieron “no sabe”, donde el principal incentivo para hacer este cambio es mediante un descuento en la factura con un total de 325 respuestas, además la jornada del día para cambiar el consumo se daría en la franja de la noche en el horario de 6 pm a 12 am.

Caracterización de cargas: Para la caracterización de cargas en el hogar se obtuvo un total de 313 respuestas donde la mayoría de estas (20,13%) indicaban que la nevera es el electrodoméstico que más consume energía eléctrica.

Clasificación de datos

Los datos obtenidos de la herramienta de investigación se pueden clasificar en las regiones en las cuales se ubican los usuarios, los estratos socioeconómicos, si son usuarios regulados o no regulados, también se pueden clasificar de acuerdo a la actividad económica clasificada por medio del código CIIU y por último si la herramienta se resuelve desde una residencia, una industria, o un establecimiento comercial.

Procesamiento de datos

Como primera medida la recolección de datos se hizo a través de la plataforma virtual de la encuesta, luego de la fecha de cierre de la plataforma virtual toda la información se reunió en el programa Excel, en el cual se organizaron y depuraron los datos obtenidos. Para el análisis de datos se recurrió al programa de Microsoft llamado *Power BI* el cual es un software de visualización y análisis de datos, a este programa se le importaron los datos recolectados en Excel, con el fin de realizar las gráficas resultantes de la herramienta de investigación, y posteriormente si es necesario realizar correlaciones entre las diferentes respuestas obtenidas.

4.1.5. Análisis de resultados

La herramienta de investigación se implementó entre los meses de junio y julio de 2019 obteniendo un total de 373 registros. Los resultados se mostrarán en tres secciones a saber: características del consumidor, preferencias en programas de respuesta de la demanda, y caracterización de cargas.

Características del consumidor:

La herramienta de investigación fue aplicada tanto a usuarios regulados (87,73%) como no regulados (12,87%). La mayoría de las personas viven en estrato 3, aunque también se puede observar en la Figura 46 que los sectores comercial e industrial tuvieron un papel importante en la investigación al representar 44,51% de las muestras.

De acuerdo a lo indicado a nivel residencial, el mayor número pertenece al estrato 3 con un 17,96%, mientras que el segundo lugar con un 15,82% lo ocupan los usuarios de estrato 4, luego están los usuarios que habitan en estrato 5 con 10,46%.

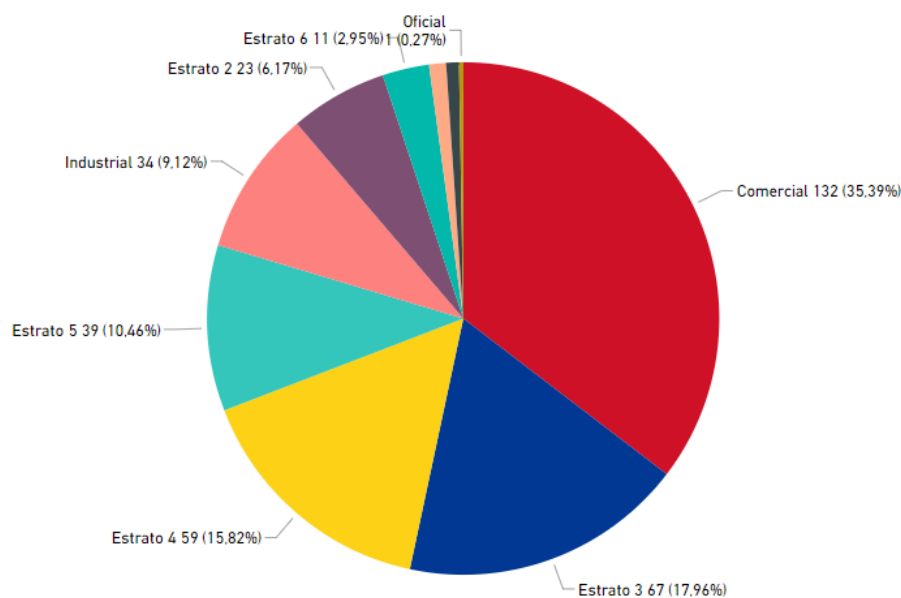


Figura 46. Tipo de suscriptor.

Fuente: Elaboración propia.

Los usuarios están repartidos en las principales regiones del país como se puede apreciar en la Figura 47 y Figura 48, la mayoría de estos usuarios se encuentran en la región Caribe (37,8%), seguida por la región Oriente (25,7%), región Andina (16,2%) y finalmente la región suroccidente (10,8%) y centro (8,1%).

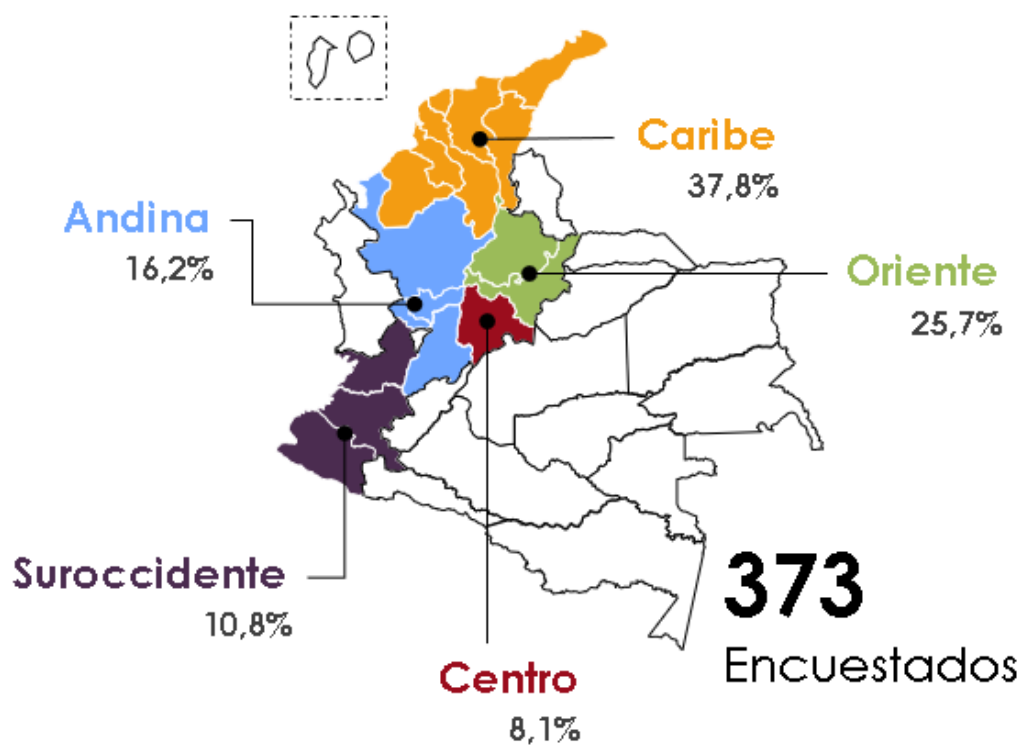


Figura 47. Región de consumo de energía eléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

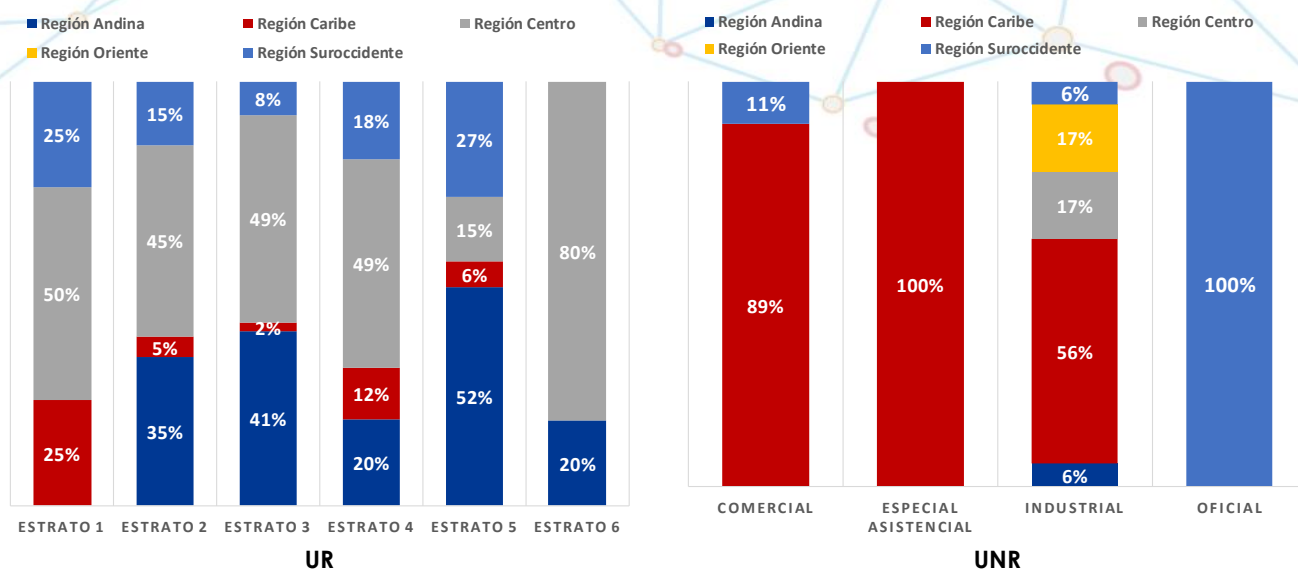


Figura 48. Caracterización de usuarios por región y tipo.

Fuente: Elaboración propia. Análisis UPME.

Con respecto a las actividades económicas se les indicó a las personas encuestadas que las clasificaran de acuerdo al código CIIU, y en caso de no tenerlo poner la opción cero, en la herramienta la mayoría de personas no poseen un código CIIU, no obstante aquellas personas que manifestaron tener un código CIIU en su mayoría son asalariados (código CIIU 0010), algunas de las actividades económicas que se encontraron con la investigación se muestran en la Tabla 23.

Tabla 23. Actividad económica de acuerdo al código CIIU.

Fuente: Basada en (Enlace-apb, s.f.)

Código CIIU	Actividad	Numero de respuestas
4711	Comercio al por menor en establecimientos no especializado	11
10	Asalariados	8
8610	Actividades de hospitales y clínicas, con internación	7
5511	Alojamiento en hoteles	6
1081	Elaboración de productos de panadería	5
5619	Otros tipos de expendio de comidas preparadas n.c.p.	5
5611	Expendio a la mesa de comidas preparadas	4
4772	Comercio al por menor de todo tipo de calzado y artículos de cuero	4
8699	Otras actividades de atención de la salud humana	3
7499	Otras actividades empresariales ncp	3
6810	Actividades inmobiliarias realizadas con bienes propios o arrendados	3
1399	Fabricación de otros artículos textiles n.c.p.	3
1410	Confección de prendas de vestir, excepto prendas de piel	3
5222	Actividades de puertos y servicios complementarios para el transporte acuático	2
4771	Comercio al por menor de prendas de vestir y sus accesorios	2
2229	Fabricación de artículos de plástico n.c.p.	2
1040	Elaboración de productos lácteos	2
4111	Construcción de edificios residenciales	2
2599	Fabricación de otros productos elaborados de metal n.c.p.	2
8692	Actividades de apoyo terapéutico	2
8621	Actividades de la práctica médica, sin internación	2
8559	Otros tipos de educación n.c.p.	2
5630	Expendio de bebidas alcohólicas para el consumo dentro del establecimiento	2
4752	Comercio al por menor de artículos de ferretería, pinturas y productos de vidrio	2
4719	Comercio al por menor en establecimientos no especializados, diferentes de alimentos	2

Preferencias programas Respuesta de la Demanda:

En esta sección se mostrará el interés que tienen los usuarios de participar en programas de respuesta de la demanda, por medio de la investigación de preferencias se pudo evidenciar que la gran mayoría de encuestados están dispuestos a participar de estos programas si se les ofrece algún tipo de beneficio (90,88%), un 5,6% no sabe y un 3,5% no estaría dispuesto. En la Figura 49 y Figura 50, se puede evidenciar que el beneficio que los usuarios prefieren recibir al cambiar su consumo de energía eléctrica, es el descuento en la factura de energía con un 72,4%, también se puede ver cierto interés por la opción de la devolución del dinero o de recibir un bono de mitigación de emisiones de CO₂ (5,9%) y en menor medida las opciones de no recibir algún beneficio (4,6%) o un programa de puntos (2,6%).

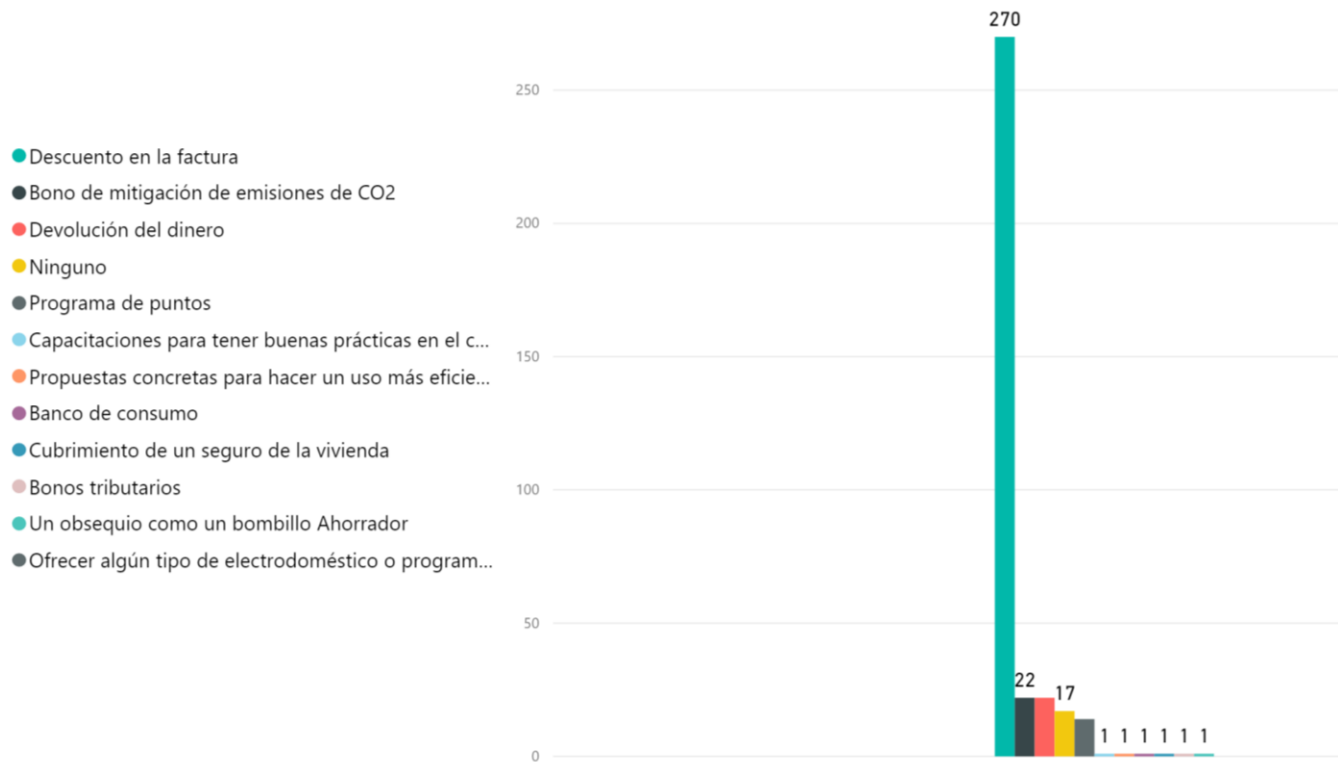


Figura 49. Beneficio preferido para modificar el consumo de energía.
Fuente: Elaboración propia.

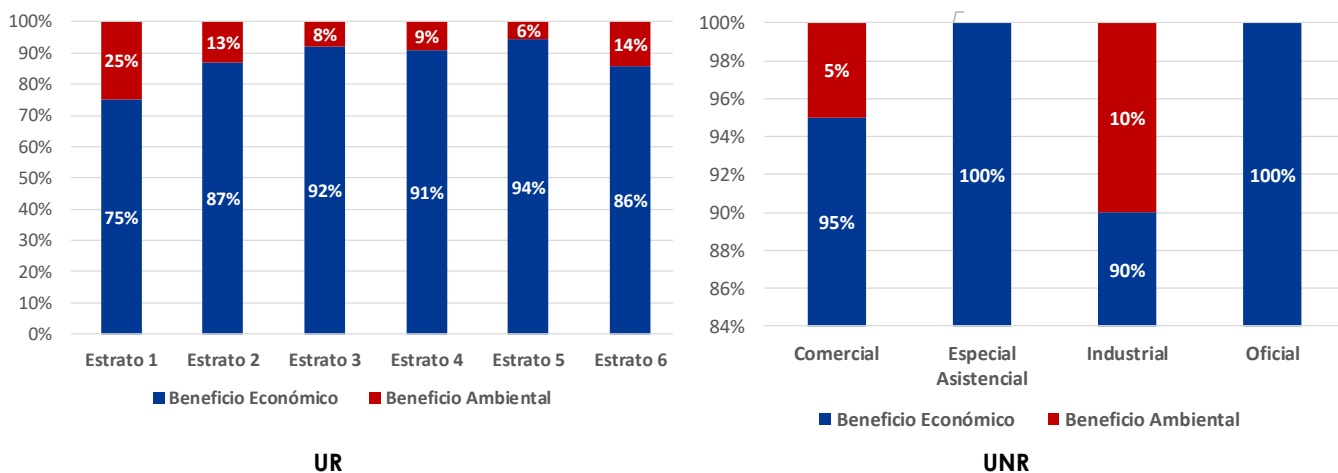


Figura 50. Beneficio preferido para modificar el consumo de energía por tipo de usuario.
Fuente: Elaboración propia. Análisis UPME

De la Figura 51 y Figura 52, la investigación reflejó que los usuarios están dispuestos a cambiar su consumo en el horario de la noche, en una franja de las 6 p.m. hasta las 12 a.m., una segunda cantidad de muestras refleja que los usuarios están dispuestos a cambiar su consumo en horas de la mañana, otra de las respuestas más comunes fue la jornada de la madrugada, seguida de la jornada de la tarde.

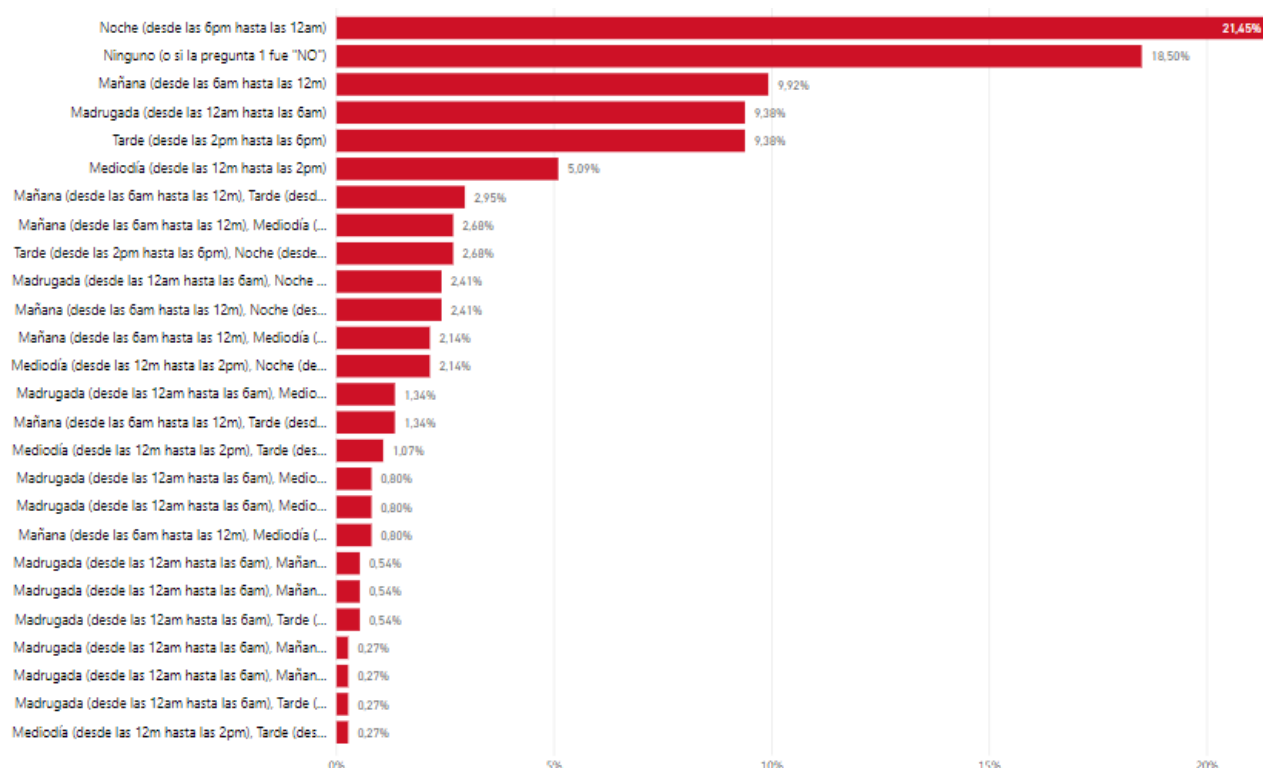


Figura 51. Jornada del día en la que los usuarios prefieren modificar su consumo.

Fuente: Elaboración propia

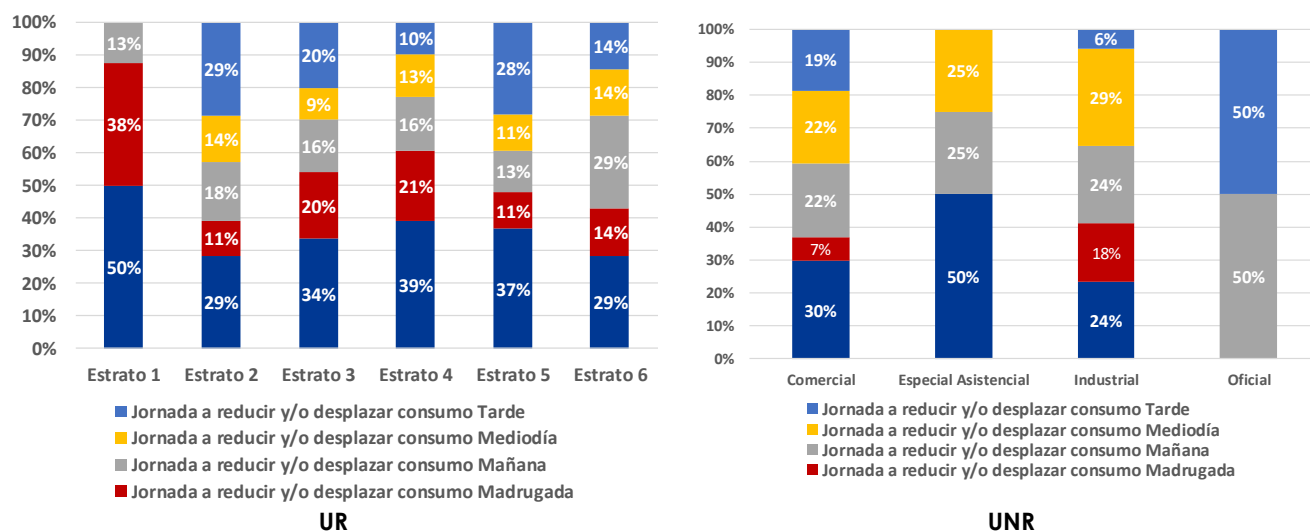


Figura 52. Disposición de los usuarios a modificar el consumo de energía.

Fuente: Elaboración propia. Análisis UPME

Si bien los usuarios están dispuestos a cambiar sus horarios de consumo, la frecuencia para modificar su consumo varía, el 36,7% prefiere diariamente, 28,15% algunas veces en la semana, el 11,8% prefiere hacer su modificación en cualquier momento siempre y cuando se les avise previamente, el 2,95% algunos meses del año y el 1,34% en cualquier momento sin necesidad de informarle (Figura 53 y Tabla 59).



Figura 53. Frecuencia para modificar el consumo de energía eléctrica.
Fuente: Elaboración propia.

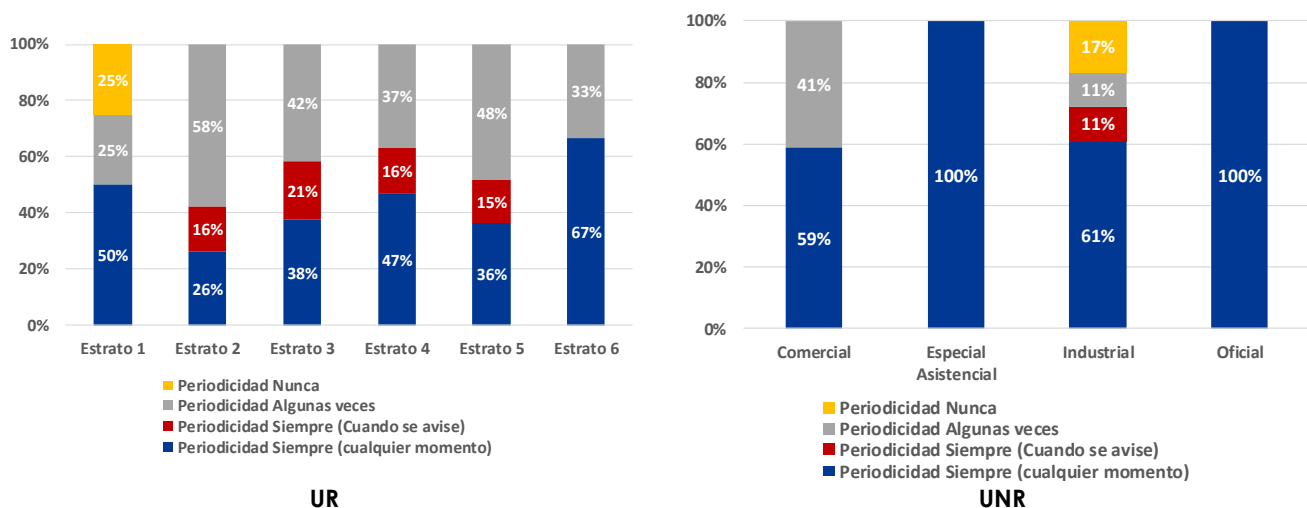


Figura 54. Disposición de los usuarios a modificar el consumo de energía.
Fuente: Elaboración propia. Análisis UPME

Los usuarios mostraron tener claro la ubicación del medidor de sus hogares y empresas, pero pese a que conocen la ubicación, casi nunca lo revisan para chequear sus consumos de electricidad, tal como se puede observar en la Figura 55, Figura 56 y Figura 57, respectivamente.

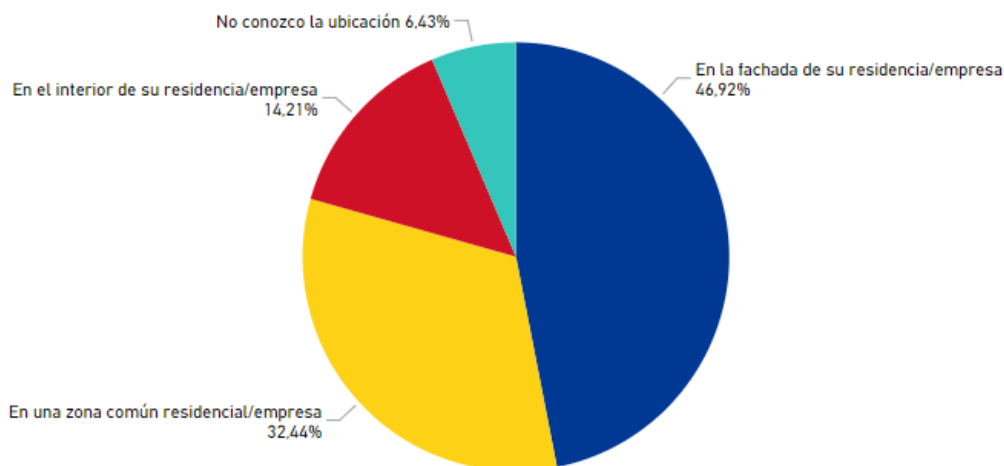


Figura 55. Ubicación del medidor de energía eléctrica.
Fuente: Elaboración propia.

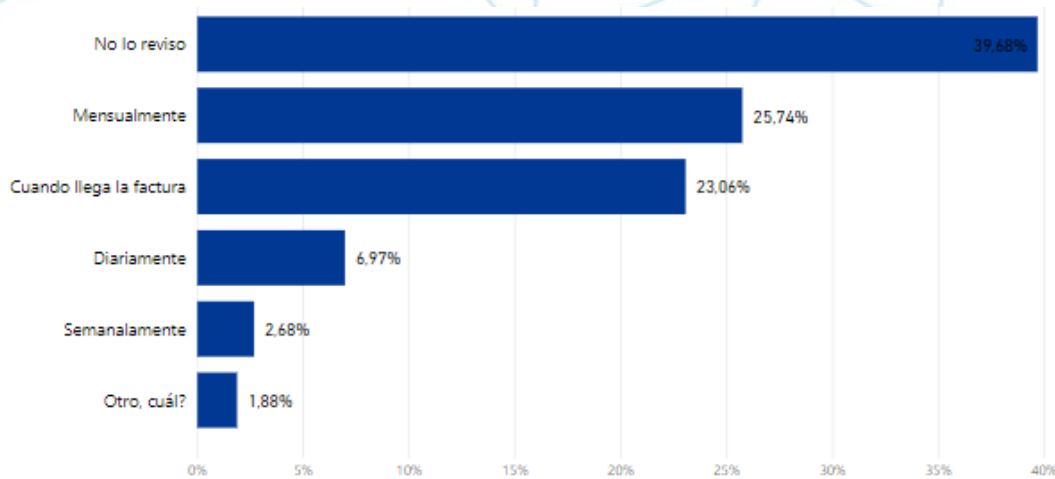


Figura 56. Frecuencia de revisión del consumo de energía eléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

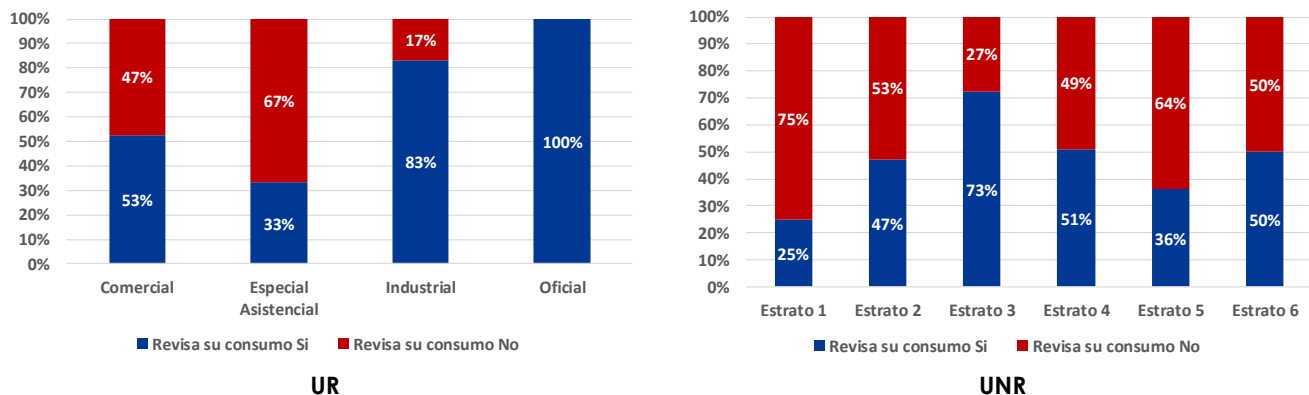


Figura 57. Nivel de revisión por tipo de usuario.

Fuente: Elaboración propia. Análisis UPME

Los usuarios también manifestaron no poseer ningún tipo de autogenerador ni sistema de almacenamiento de energía; pese al poco desarrollo de estas tecnologías, en la Figura 58 al lado izquierdo, se puede ver que el 21,45% de los encuestados posee sistemas de autogeneración/respaldo y un 3,22% tiene sistemas de almacenamiento de energía.

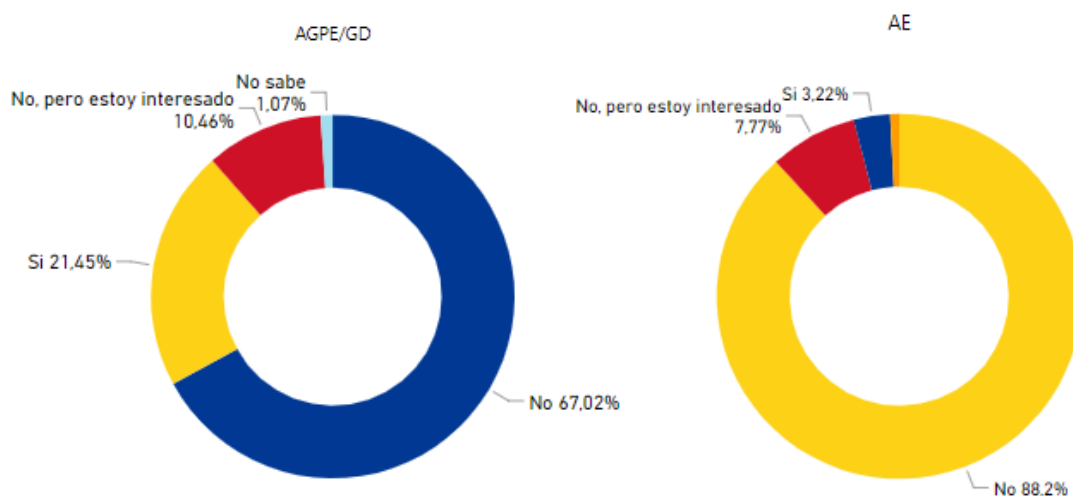


Figura 58. Existencia de plantas de autogeneración y almacenamiento.

Fuente: Elaboración propia.

Caracterización de cargas

Las cargas son aquellos equipos, dispositivos, electrodomésticos, luminarias o cualquier elemento que consuma energía eléctrica. En la Figura 59, la mayoría de encuestados mostró que el pago de la factura eléctrica representa entre el 5% y el 10% de los gastos mensuales en las viviendas o empresas.

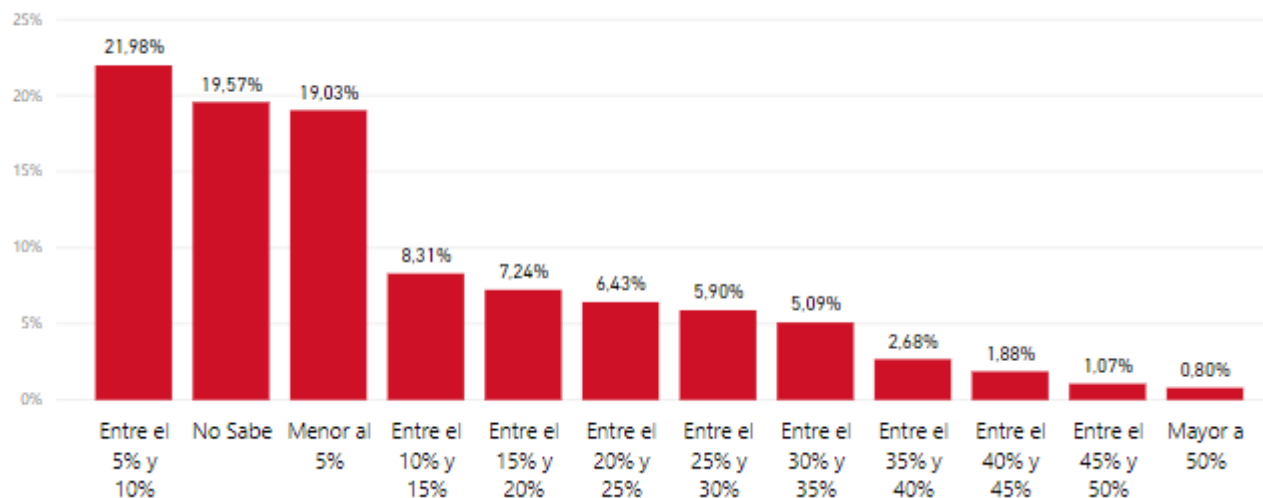


Figura 59. Porcentaje de gastos mensuales destinado al pago de la factura.

Fuente: Elaboración propia.

También la herramienta de investigación mostró que en general el estado del tiempo afecta los consumos de energía eléctrica del 50,94% de las personas encuestadas, el 41,3% menciona que no y el 7,8% no sabe si su consumo se ve afectado por el estado del tiempo (ver Figura 60).

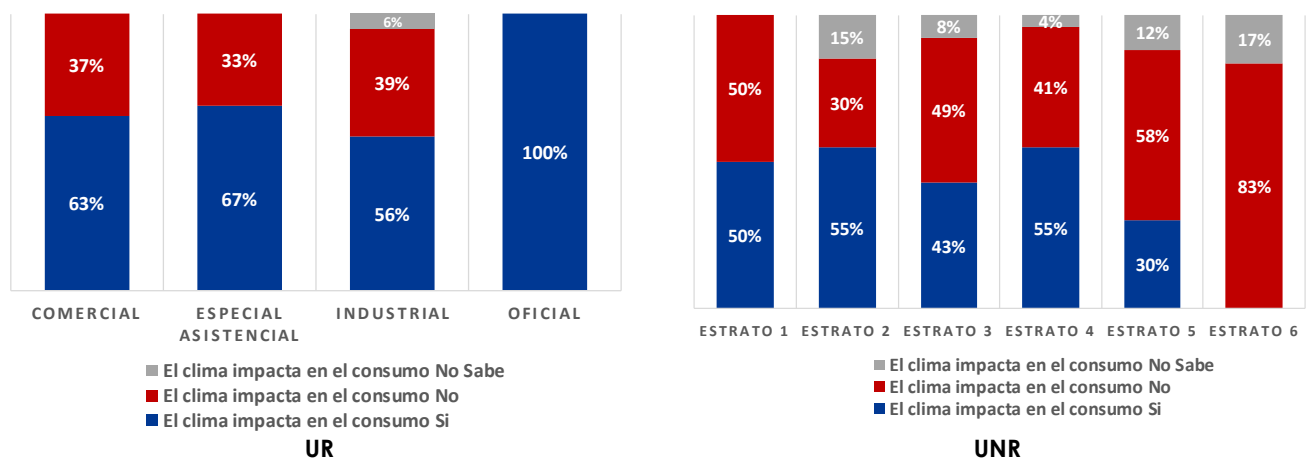


Figura 60. Afectación del consumo de acuerdo al estado del tiempo y tipo de usuario.

Fuente: Elaboración propia. Análisis UPME.

En la Figura 61 se observa el conjunto de usuarios regulados y no regulados, en la mayoría de los hogares y empresas encuestados habitan o laboran 4 personas (16,89%), seguida esta respuesta por la de 2 y 3 habitantes con un 14,48% cada una.

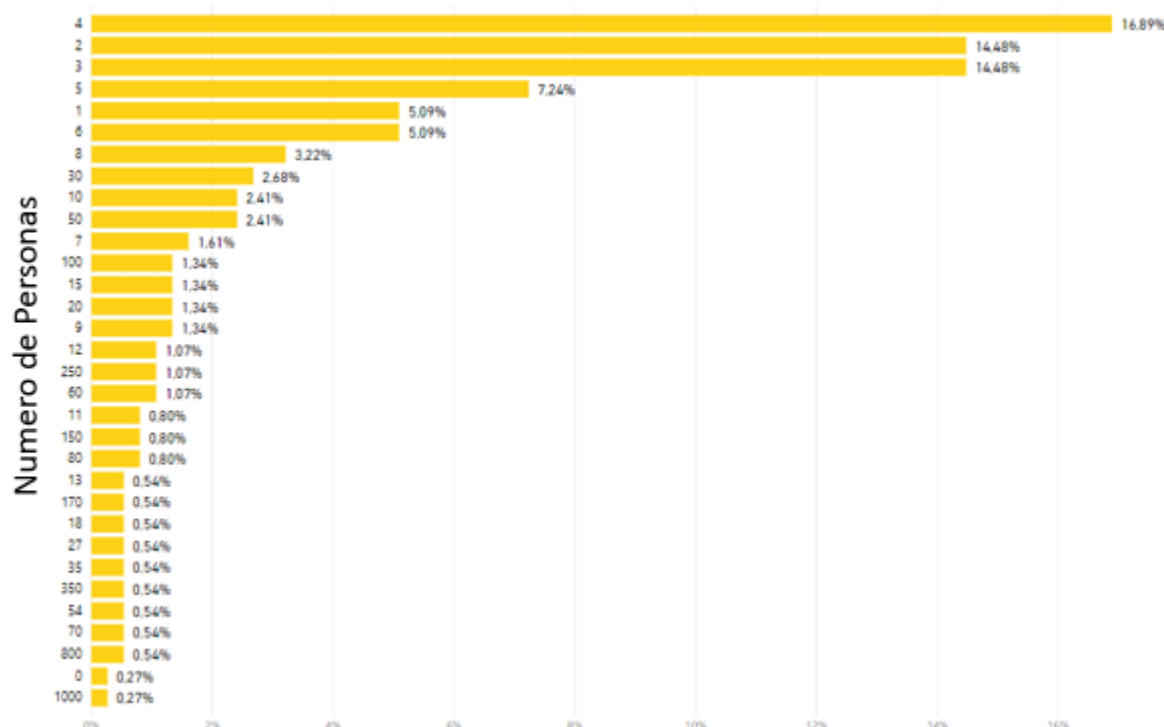


Figura 61. Número de habitantes de la vivienda / número de empleados en la empresa.
Fuente: Elaboración propia.

Sí se filtra la información por tipos de usuarios, se obtiene que de las 325 muestras que dijeron ser usuarios regulados se puede observar que la mayoría de estos hogares habitan 3 y 4 personas, como lo muestra la Figura 62.

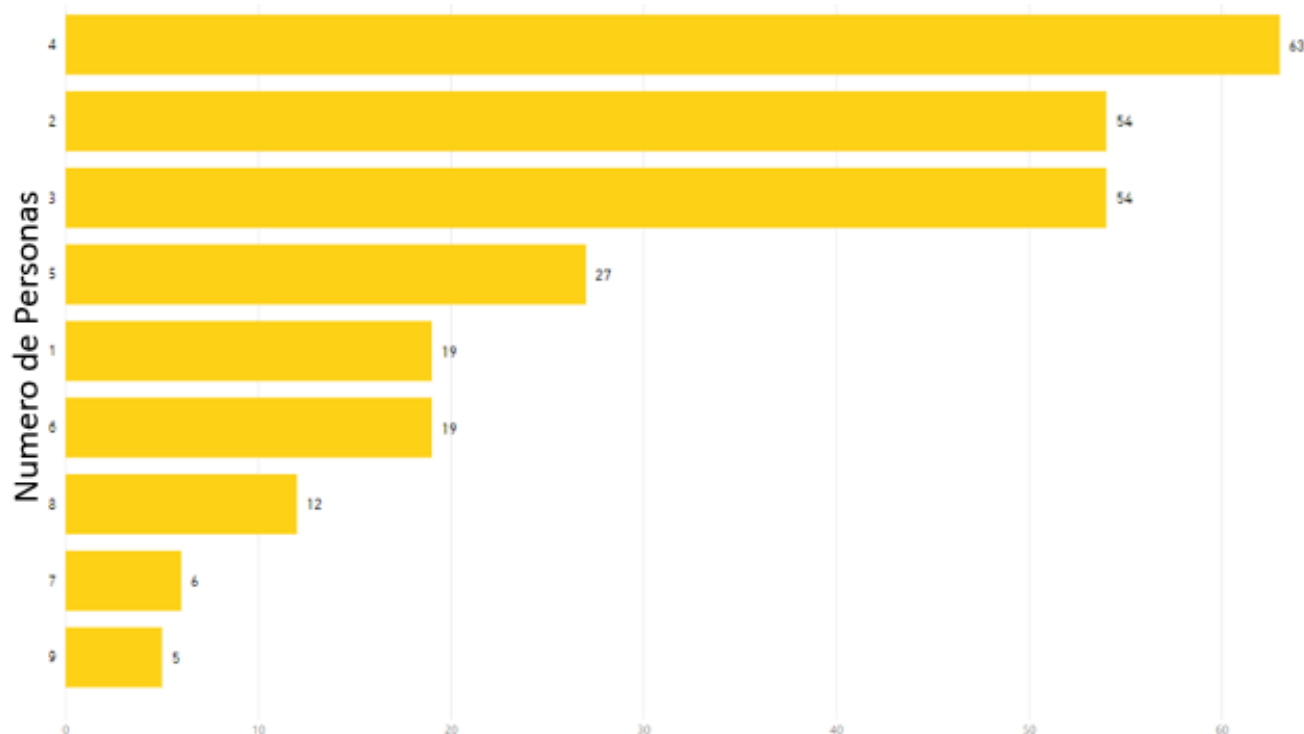


Figura 62. Cantidad de habitantes por usuarios regulados.
Fuente: Elaboración propia.

Mientras que las 48 muestras de usuarios no regulados, un 16,7% dijeron tener 30 personas en el lugar donde están ubicados, y otro 8,33% dijeron tener 250 personas, como se puede ver en la Figura 63.

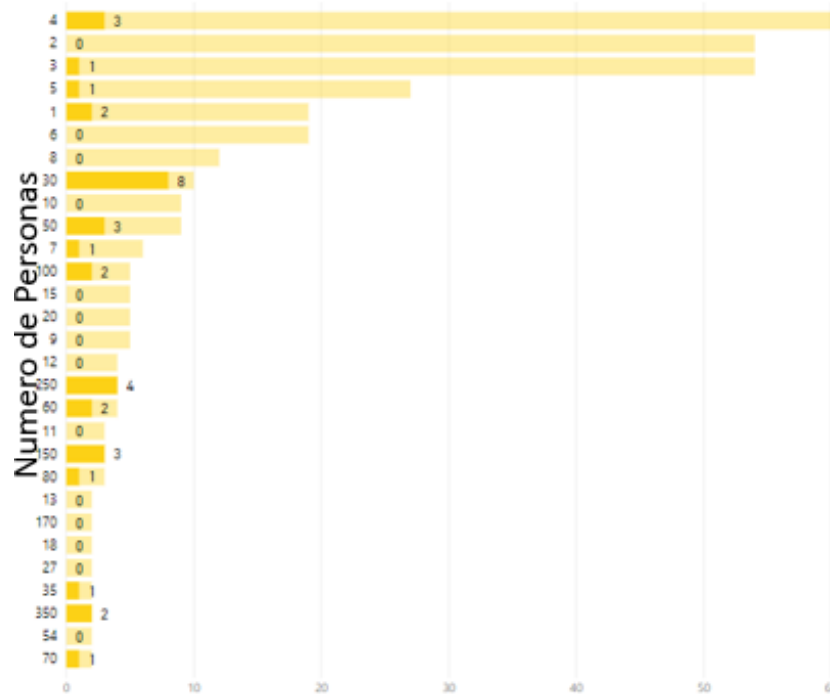


Figura 63. Cantidad de habitantes por usuarios no regulados.
Fuente: Elaboración propia.

Respecto al impacto de los equipos eléctricos, se solicitó listar los equipos que más consumen electricidad, siendo estos el aire acondicionado (individual) y la nevera, lo cual refleja que la mayoría del consumo eléctrico se da en cargas que buscan enfriar bien sea espacios o alimentos.

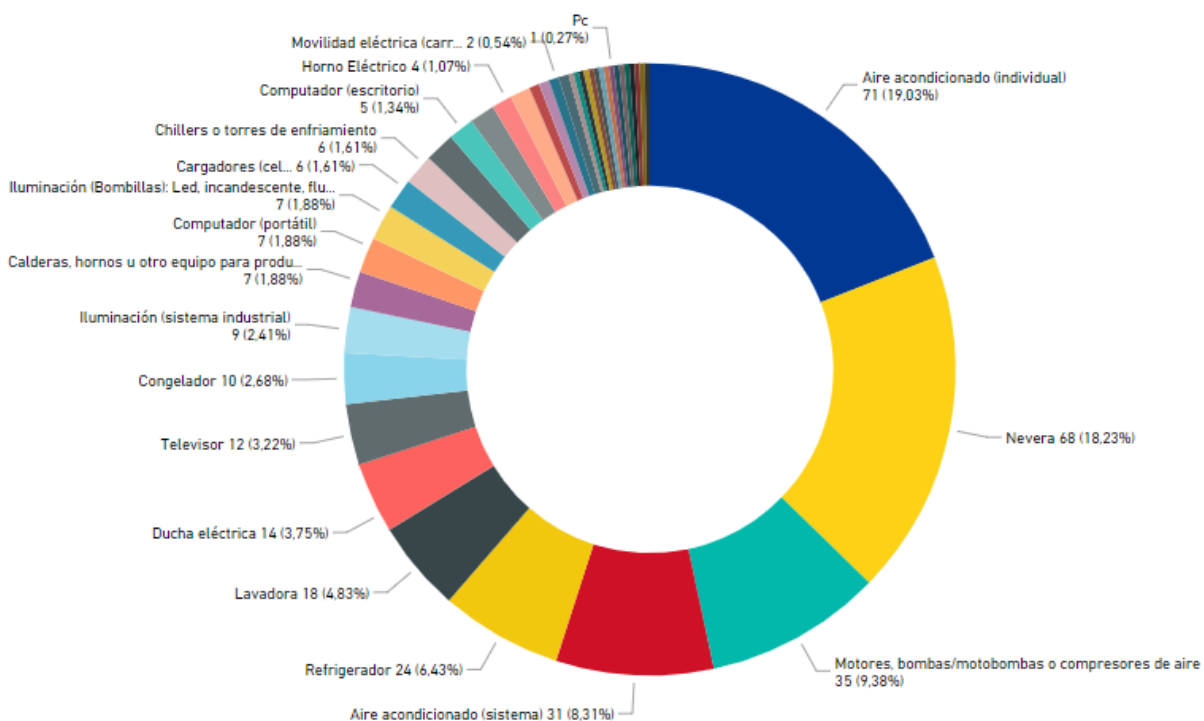


Figura 64. Percepción del equipo de mayor consumo.
Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 65, Figura 66, Figura 67 y Figura 68 se discrimina la percepción de uso de equipos de mayor consumo por región.

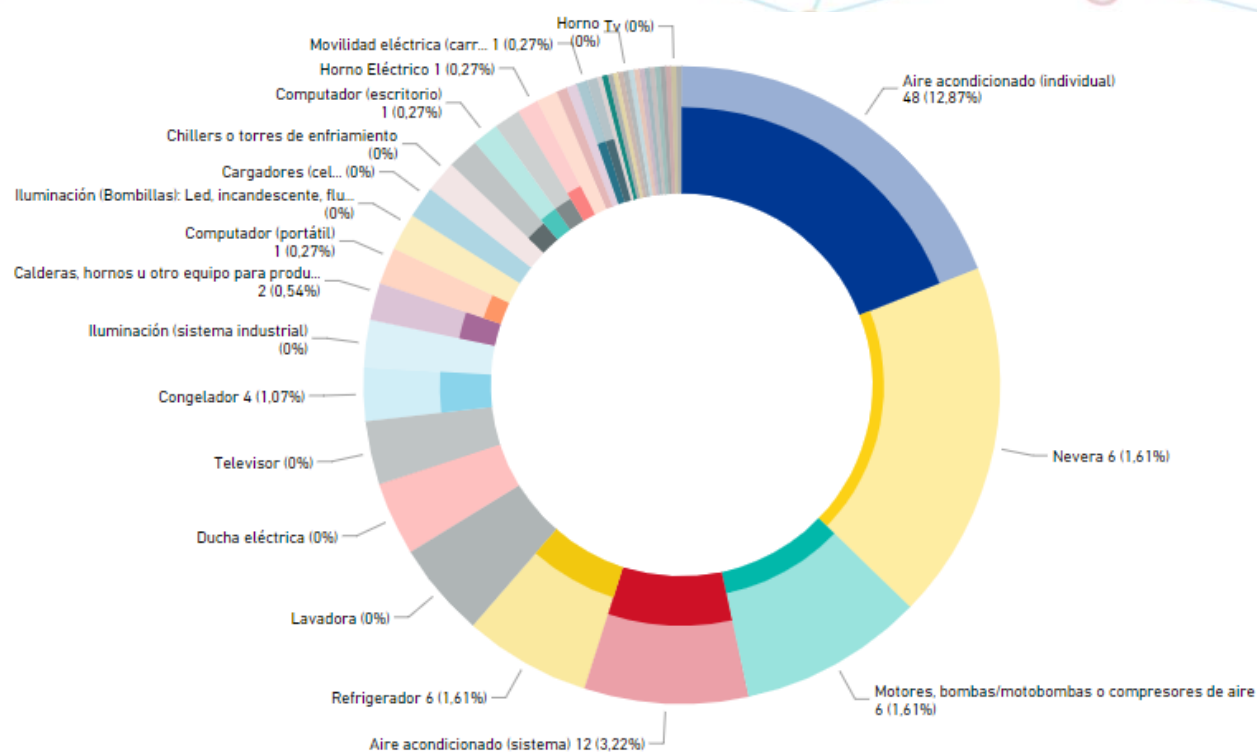


Figura 65. Percepción del equipo de mayor consumo – Región Caribe.
 Fuente: Elaboración propia.

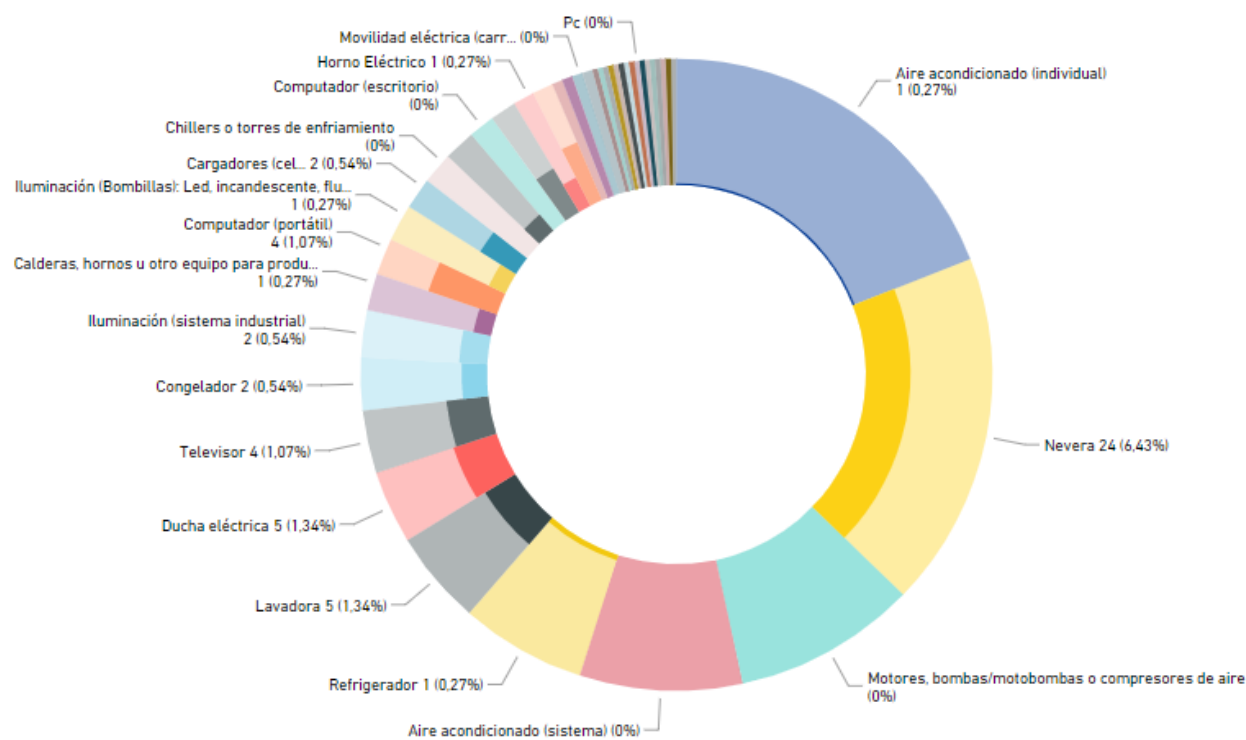


Figura 66. Percepción del equipo de mayor consumo – Región Andina.
 Fuente: Elaboración propia.

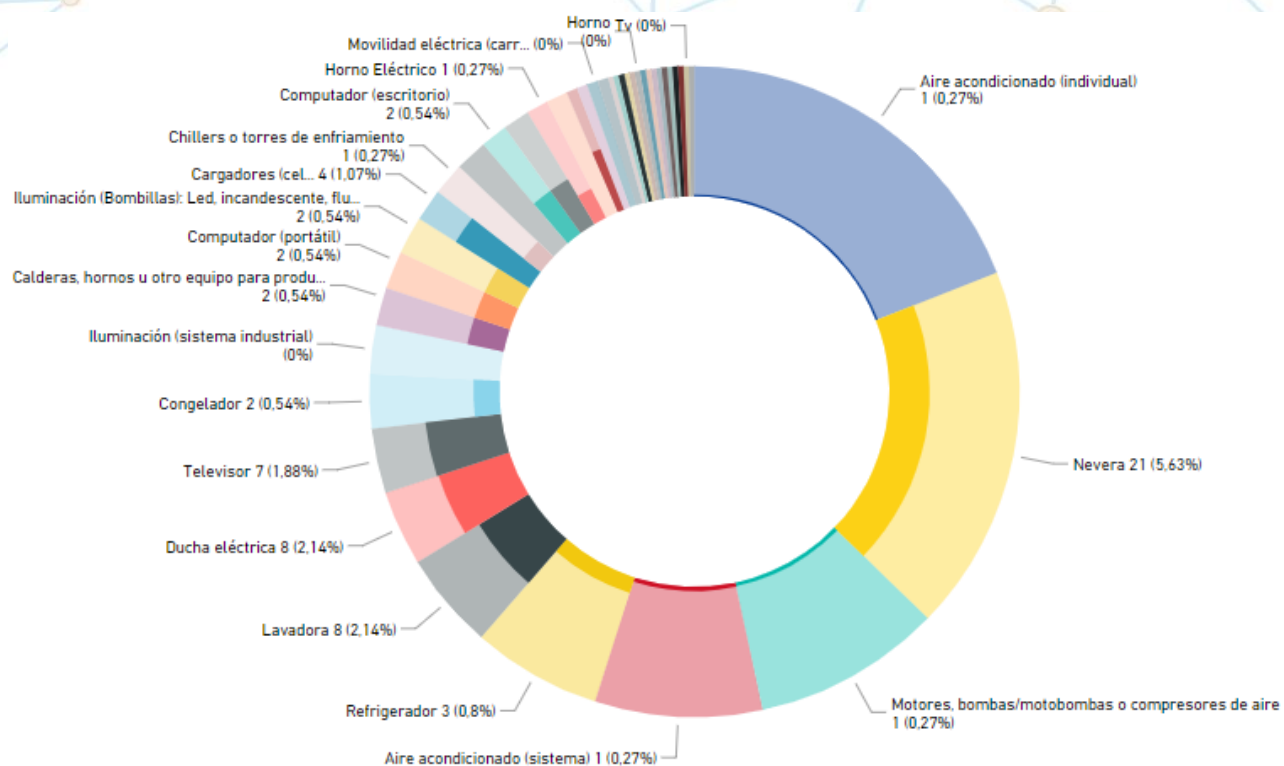


Figura 67. Percepción del equipo de mayor consumo – Región Centro.
Fuente: Elaboración propia.

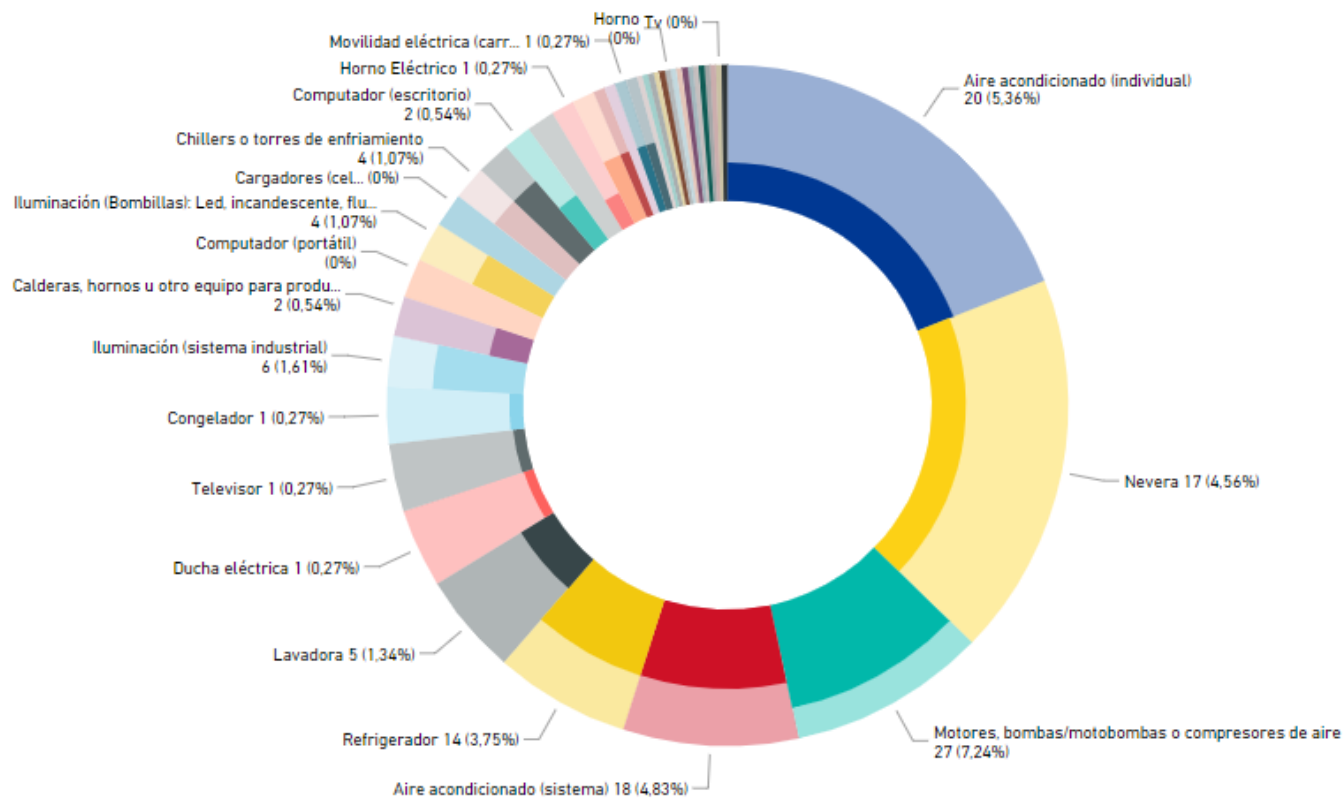


Figura 68. Percepción del equipo de mayor consumo – Región Suroccidente.
Fuente: Elaboración propia.

En general, del análisis por regiones, se requiere trabajar en la divulgación de los programas RD y los beneficios que estos traen tanto para los usuarios como para la mitigación de GEI. Se pudo observar que en las regiones caribe, centro y andina, la franja nocturna es la que mayor participación tendría. Se evidenció una alta tendencia a no revisar los consumos de energía pues de todas las personas encuestadas el 40,0 % no revisan sus consumos de energía. Por otra parte, los usuarios no regulados están conformados por comerciales e industriales, de los cuales el 57,5% estarían dispuestos a modificar sus consumos de forma diaria, y el incentivo que en su mayoría esperan es el descuento en la factura 51,7%.

- **Región caribe:** la mayoría de encuestados pertenecen al sector comercial (73,0%) y el 85,0% de las personas encuestadas en esta región estarían interesadas en participar de programas RD llamando la atención el incentivo del descuento en la factura 76,4%, a su vez estarían dispuesto a modificar sus consumos con una frecuencia diaria 55,1%, sin embargo es importante resaltar que la mayoría de estos usuarios no revisan sus consumos de electricidad 49,5%.
- **Región andina:** la mayoría de las personas encuestadas pertenecen a los usuarios regulados (92%, el estrato 3 y 5 con una participación del 36,4% y 25,8 respectivamente) y el 93,0% estarían dispuestos a participar de programas RD a cambio de un beneficio, siendo el más votado el de descuento en la factura 54,2%, la periodicidad de cambios en los consumos será de algunas veces en la semana 45,8%. En esta región tampoco es muy común que los usuarios no revisen sus consumos de energía 42,4%.
- **Región centro:** la mayoría de usuarios se encuentran en estrato 3 y 4 con un 69,0%, igual que en la región anterior, en su gran mayoría están dispuestos a participar de los programas RD a cambio de un beneficio, quedando en primer lugar el descuento en la factura 62,0%, los horarios en los que modificarían sus consumos sería todos los días 56,3% y algunas veces en la semana 25,4%, al igual que en la región anterior se ve una clara tendencia a no revisar sus consumos.
- **Región suroccidente:** la mayoría de encuestados pertenecen al sector comercial (49,3%), el sector residencial en un 39,0%, se pudo observar que si bien en su mayoría los encuestados estarían dispuestos a modificar sus consumos a cambio de un incentivo económico (93,5%), los usuarios no estarían dispuestos a reducir o modificar sus consumos a ninguna hora del día (38,9%). El incentivo económico que más llamó la atención fue el de descuento en la factura con 49,1%.
- **Región oriente :** todos los encuestados de esta región pertenecen al sector industrial, la mayoría de los usuarios de esta región estarían dispuestas a participar en programas RD a cambio de un beneficio, como en las regiones anteriores es el descuento en la factura y la mayoría de estos usuarios son usuarios no regulados que revisan sus consumos diariamente.

Producto de los resultados de la herramienta de investigación es posible identificar lineamientos con el fin de diseñar los programas de respuesta de la demanda aplicables al contexto colombiano:

- La mayoría de encuestados esta dispuestos a modificar su consumo de energía eléctrica si reciben algún tipo de beneficio.
- El beneficio preferido por los encuestados fue el de descuento de la factura, y para los usuarios no regulados los beneficios que más les llamaron la atención fueron el de descuento en la factura y los bonos de mitigación.
- Los suscriptores encuestados estarían dispuestos a modificar su consumo de forma diaria, teniendo en cuenta que la jornada del día escogida por los usuarios para modificar su consumo es el de la noche en la franja de 6 p.m. a 12 a.m.
- Igualmente, la mayoría de los usuarios participaría de los programas de respuesta de la demanda todos los días o algunas veces a la semana, lo que favorece la periodicidad en la que se pueden aplicar los programas.
- Los usuarios regulados no revisan frecuentemente su consumo de energía eléctrica, la mayoría de ellos no lo revisa o solo lo hace de forma mensual, por este motivo se recomienda implementar campañas de cultura energética que busquen empoderar al usuario de su consumo.
- Los usuarios del sector industrial y comercial en su mayoría están dispuestos a modificar su consumo a cambio de recibir un beneficio, que en este caso también es el descuento en la factura. La jornada en la que prefieren hacer su modificación del consumo es en la mañana, además se debe tener en cuenta que los usuarios industriales son muy sensibles a la programación de sus actividades productivas y sus consumos de electricidad (la mayoría de estos revisan sus medidores diariamente).
- Los usuarios que no estarían dispuestos a modificar su consumo (< 3,5%) en su gran mayoría son del sector comercial (46,2%) y residencial (38,5%).

4.2. Habilitadores de programas RD

En la literatura se han estudiado diferentes programas de RD, especialmente programas basados en precios y programas basados en incentivos. No obstante, el diseño particular de los atributos de cada programa obedece al contexto local, características demográficas, el esquema de mercado, costos de inversión, entre otros aspectos particulares de cada país o sistema eléctrico.

De igual forma, es necesario establecer los habilitadores que incentiven la aplicación de los programas RD en el país tales como el uso de la tarifa intradiaria, la agregación de los recursos energéticos distribuidos, la automatización de dispositivos/equipos y la implementación de la medición avanzada.

4.2.1. Tarifa intradiaria

El marco regulatorio en Colombia para el cálculo de las tarifas a los suscriptores del servicio de energía eléctrica está dado por las resoluciones CREG 031-119/07, 097/08, 110/09, 173/11, 083/12, 108/12, 010/13, 180/14, 191/14 y 036/15, en él, se establece el costo unitario de prestación del servicio CU, el cual permite agregar los componentes de costos calculados por formulas tarifarias definidas por la Comisión o por mecanismos de mercado. Actualmente el costo unitario de energía para usuarios regulados tiene la siguiente estructura:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

Donde:

n : Nivel de tensión de conexión del usuario.

m : Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

i : Comercializador Minorista.

j : Es el Mercado de Comercialización.

Vale la pena destacar que el periodo de tiempo en el que se calcula el CU está dado por el subíndice m , correspondiente al mes de cálculo. En ese sentido, para los usuarios regulados el valor del CU es constante durante todo el mes y es calculado como la sumatoria de los siguientes componentes.

- **Componente $G_{m,i,j}$ (Generación):** Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j . Representa el costo de producción de energía. Su variación está sujeta a los precios de la energía eléctrica en el mercado mayorista. Esta variable puede presentar cambios de un período a otro debido a que en Colombia el parque generador está conformado por plantas de generación en su mayoría hidráulicas y térmicas, en una proporción 70% y 30 % respectivamente. Por ende, los precios en el mercado dependen de variables climáticas y de los precios de los combustibles utilizados en la generación (combustibles líquidos, gas natural y carbón). Los comercializadores de energía poseen diferentes portafolios de compra de energía en el mercado de energía, lo que hace que el comportamiento del precio dependa de las condiciones particulares de compra de energía de cada agente. Las transacciones en el mercado se liquidan de forma horaria, por lo que se podría pensar que la componente G puede transferir de forma horaria proporcionalmente a los usuarios.
- **Componente T_m (Transmisión):** Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m . Es el costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), es un costo regulado y como tal no varía de acuerdo con reglas de mercado. Con la metodología actual se obtiene un precio uniforme para todos los agentes en un mismo mes. Sin embargo, en la resolución CREG 043 de 1999 se regulan los cargos de uso por monomios horarios por periodo de carga máxima, media y mínima.

- **Componente $D_{n,m}$ (Distribución):** Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m . Dado que existen diferencias importantes en el valor de este componente entre los distintos sistemas del país, la Resolución CREG 058 de 2008 modificada por las resoluciones CREG 068 y 070 de 2008, 189 de 2009, 116 de 2010 y 149 de 2010, establece la creación de las Áreas de Distribución de Energía Eléctrica – ADD- de acuerdo con lo ordenado por los Decretos 388 de 2007, 1111 de 2008 y 3451 de 2008, con el objeto de disminuir las diferencias existentes en el cargo de Distribución. Cabe destacar que la resolución CREG 015 de 2018 estableció los cargos horarios para periodos de carga máxima, media y mínima.
- **Componente $Cv_{m,i,j}$ (Comercialización):** Margen de Comercialización correspondiente al mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j . Se reconocen los costos variables relacionados con la lectura de medidores, expedición y entrega de facturas, atención de peticiones, quejas y reclamos y en general los relacionados con la comercialización de energía. Es necesario mencionar que en la fórmula tarifaria se encuentra la variable C_f , dispuesta para reconocer los costos fijos de la actividad de comercialización, que a la fecha se calcula acorde a la resolución CREG 180 de 2014. Con la metodología actual se obtiene un precio mensual por cada agente y dado la naturaleza del cargo se requiere realizar ajustes para lograr una componente horaria.
- **Componente $PR_{n,m,i,j}$ (perdidas de energía):** Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n , para el mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j . Costos de gestión de pérdidas de energía trasladables al usuario final, para llevar el producto hasta el usuario final, normalmente se presentan pérdidas de energía de acuerdo con la configuración de cada sistema. A través de este componente se reconoce el costo de las pérdidas que se consideran normalmente tolerables. En el caso que una empresa pierda más energía que la reconocida en la fórmula, el exceso sobre el límite no es pagado por los usuarios. Por la complejidad del cálculo de dichas pérdidas su cálculo se realiza de forma mensual.
- **Componente $R_{m,i}$ (restricciones):** Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista i en el mes m . Los costos por restricciones y servicios asociados con generación se dan debido a que en ocasiones no es posible llevar el suministro de energía eléctrica (componente G), requerido con la energía más barata producto del despacho económico del día anterior. Esto sucede para garantizar una operación segura del sistema y que se necesite generación en ciertas zonas del país, generación que puede ser más costosa que la despachada del día antes. Otra razón se da porque las líneas se encuentran a su máxima capacidad disponible o por sucesos (técnicos o de orden público) que no permiten disponer de una línea determinada y, por tanto, para mantener la continuidad del servicio, se hace uso de otros generadores de la región en donde se requiere la energía y que producen energía a precios más altos que el primero.

Dado que esta situación crea posición dominante por parte de algunos generadores, la Comisión regula el costo de generación de estas, mediante la Resolución CREG 034 de 2001.

La diferencia entre los dos precios, el de la energía más barata y el del generador que realmente atiende la demanda de energía es lo que se denomina usualmente costo de restricción y se incluye en esta variable R .

En la Tabla 24 se describe el marco regulatorio asociado a los componentes tarifarios.

Tabla 24. Marco regulatorio en los componentes tarifarios
Fuente: Elaboración propia

Componentes tarifarias		Resoluciones CREG relacionadas
G	Costo de la compra de energía	119/2007
T	Costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional	043/1999, 103/2000, 097/2008, 114/2009, 024/2010
D	Costo por uso del Sistema de Transmisión Regional y Distribución Local	058, 068, 070/2008, 015/2018
C	Margen de comercialización	173/2011, 180, 191/2014,
PR	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía	119/2007
R	Costo de restricciones y de servicios asociados con generación	034/2001, 094/2001

La participación de la demanda en el mercado permitirá el uso eficiente de la infraestructura lo cual conduce a reducir los costos de la prestación del servicio. Las tarifas horarias son el principal habilitador para una mayor participación de la demanda dentro del mercado de energía. De acuerdo con el artículo 1 del Decreto 2492 de 2014 los cargos horarios serán aplicados a todos los usuarios que dispongan de equipo de medida con registro horario.

En el caso de los usuarios regulados, los comercializadores están obligados a publicar sus tarifas de forma mensual, en ese contexto se analizaron los diferentes costos de energía eléctrica para el mes de julio de 2019 de 31 comercializadores que atienden este mercado: CEDENAR, CELSIA TOLIMA, CENS, CEO, CETSA, CHEC, ENEL-CODENSA-EMGESA, DICEL, DISPAC, EBSA, EDEQ, EE PUTUMAYO, EEBP, EEP-PEREIRA, ELECTRICARIBE, ELECTROHUILA, ELECTROCAQUETÁ, EMCALI, EMCARTAGO, EMEESA, EMEVASI, EMSA-CASANARE, EMSA-META, ENELAR, ENERCA, ENERGUAVIARE, ENERTOTAL, EPM, EPSA, ESSA, RUITOQUE y VATIA. De los 31 comercializadores analizados el 32% ofrecen tarifas monomías horarias dobles y triples para usuarios no regulados.

En la Tabla 25 se puede observar los comercializadores y los tipos de tarifas que ofrecen, con dos o tres periodos intradiarios. Actualmente no existe una resolución explícita para fijar las franjas horarias ofrecidas por cada comercializador; sin embargo, del análisis realizado se observa que dichas franjas se dan de manera natural debido al comportamiento de la curva de carga.

Tabla 25. Tipo de tarifas ofrecidas por los comercializadores (monomías horarias)
Fuente: Elaboración propia

Comercializador	Doble	Triple
CELSIA TOLIMA		X
CETSA	X	X
CHEC	X	
DICEL		X
ELECTRICARIBE	X	X
ELECTROHUILA	X	
EMCALI	X	X
ENEL-CODENSA	X	
EPM	X	
EPSA	X	X

En la Tabla 26, se observa la franja horaria para la tarifa doble, donde los comercializadores coinciden en dos periodos de punta, comprendidos entre las 10 y las 12, y las 19 y las 21 horas; con excepción de CHEC y ELECTRICARIBE que presentan franjas horarias diferentes en la duración de las horas pico.

Tabla 26. Franjas horarias tarifa doble ofrecidas por los comercializadores
Fuente: Elaboración propia

Empresa	Periodo																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CETSA																								
CHEC																								
ELECTRICARIBE 1																								
ELECTRICARIBE 2																								
ELECTRO HUILA																								
EMCALI																								
ENEL-CODENSA																								
EPM																								
EPSA																								



Fuera de pico



Pico

En cuanto a los comercializadores con tres franjas, en la Tabla 27 se observan las ofertas presentadas por los comercializadores, donde se destaca que todos ofrecen la misma franja horaria para las tarifas triples, consistente en dos periodos de punta entre las 10 y las 12, y las 19 y las 21 horas; tres periodos intermedios entre las 5 y las 9, las 13 y las 18, y las 22, y 23; y un periodo de valle o demanda mínima entre las 24 y las 4 horas.

Tabla 27. Franjas horarias tarifa triples ofrecidas por los comercializadores
Fuente: Elaboración propia Colombia Inteligente

	Periodo																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
CETSA																								
DICEL																								
ELECTRICARIBE																								
EMCALI																								
CELSIA																								
EPSA																								



Valle o mínima



Media



Punta o máxima

A su vez, se realizó un análisis en las tarifas horarias ofrecidas por los comercializadores, con el fin de conocer el porcentaje de aumento en las tarifas en las horas punta y medias según sea el caso. En la Tabla 28, para las tarifas horarias dobles, se observa que el porcentaje de aumento en la tarifa en las horas punta oscila entre 0,49% y 2,31%, mientras que en las tarifas horarias triple se observa un aumento en la tarifa que oscila entre 0,47% y 4,52% en las horas punta y una oscilación entre 0,04% y 4,55% en las horas medias (ver Tabla 29).

Tabla 28. Porcentaje de aumento en las horas punta de la tarifa doble
Fuente: Elaboración propia Colombia Inteligente

Comercializador	Δ (Fuera de punta-Punta) (%)
CHEC	2,31%
ELECTRO HUILA	1,24%
EPM	1,22%
EMCALI	1,13%
ELECTRICARIBE	1,13%
ENEL-CODENSA	1,09%
EPSA	0,55%
CETSA	0,49%

Tabla 29. Porcentaje de aumento en las horas punta y media de la tarifa triple

Fuente: Elaboración propia Colombia Inteligente

Comercializador	Δ (Fuera de punta-Punta) (%)	Δ (Fuera de punta-Media) (%)
ELECTRICARIBE	4,52%	4,55%
DICEL	2,41%	1,44%
EMCALI	2,02%	1,21%
EPSA	0,87%	0,41%
CETSA	0,73%	0,31%
ENERTOLIMA -CELSIA	0,47%	0,04%

De los anteriores resultados, se puede destacar que las tarifas horarias triples dan un mayor incentivo para que los usuarios trasladen sus consumos a las horas fuera de punta. No obstante, se requiere ampliar las señales de tarifas intradiarias a todos los usuarios, tanto regulados como no regulados, y construir esquemas tarifarios donde se traslade de forma eficiente los costos de prestación del servicio, brindando los incentivos suficientes para que éste reduzca o modifique su consumo energético. De esta manera el usuario podrá tomar la decisión de en qué periodo consumir para obtener beneficios en la tarifa.

4.2.2. Agregador de recursos energéticos distribuidos

Los recursos energéticos distribuidos (DER) entendidos como recursos energéticos gestionables para el suministro, almacenamiento o consumo, conectados a un sistema de distribución local (SDL) o en las instalaciones de uso final, los cuales incluyen principalmente las energías renovables de pequeña y mediana escala, el almacenamiento, la respuesta de la demanda y los vehículos eléctricos; están cambiando la forma tradicional en que se planean y operan los sistemas eléctricos, gracias a sus características de descentralización y flexibilidad, contraria a la concepción tradicional de la generación y transporte de la energía eléctrica en grandes bloques.

Las características de los DER traen grandes ventajas para los sistemas eléctricos, principalmente por la participación de los usuarios en los diferentes mecanismos y servicios de los sistemas. Gracias a la integración de los DER, especialmente de propiedad de los usuarios, éste puede tomar decisiones acerca de su consumo energético, vender excedentes de energía, autoabastecerse, compararse con sus semejantes, entre muchas otras acciones, que en su mayoría benefician la competencia y eficiencia en los mercados. No obstante, dicha integración genera grandes desafíos para la operación de los sistemas, debido a su naturaleza intermitente e incertidumbres asociadas al comportamiento de miles de usuarios. Esta situación ha ocasionado que la mira de las compañías eléctricas y los investigadores busque alternativas para mitigar estos efectos.

Una de las alternativas es la agregación de los DER, la cual permite economías de escala, mitigación de riesgos y acceso conjunto al mercado de la energía y de servicios complementarios, de manera que se convierte en una forma de acelerar en la penetración de este tipo de recursos en los sectores residencial, comercial e industrial. La función de agregación considera la integración de activos energéticos físicos o virtuales en una sola entidad ante el operador del sistema y el mercado u otros como se muestra en la Figura 69.

El agregador es el sujeto legal que permite la función de la agregación de los recursos energéticos distribuidos, es el responsable técnico y financiero de las funciones ante el mercado y de remunerar adecuadamente la participación de los usuarios según acuerdos establecidos entre ambos actores. Esta función puede ser cumplida por un agente del mercado como un comercializador o por un nuevo agente sin un rol previo en el mercado eléctrico. Asimismo, puede ser automatizado basándose en algoritmos y/o tecnologías como la inteligencia artificial, *blockchain*, entre otras.



Figura 69. Esquema y función del agregador
Fuente: Adaptado de (USEFT, 2017)

En la Figura 70 se describen algunas funciones desempeñadas por el agregador de recursos energéticos distribuidos.

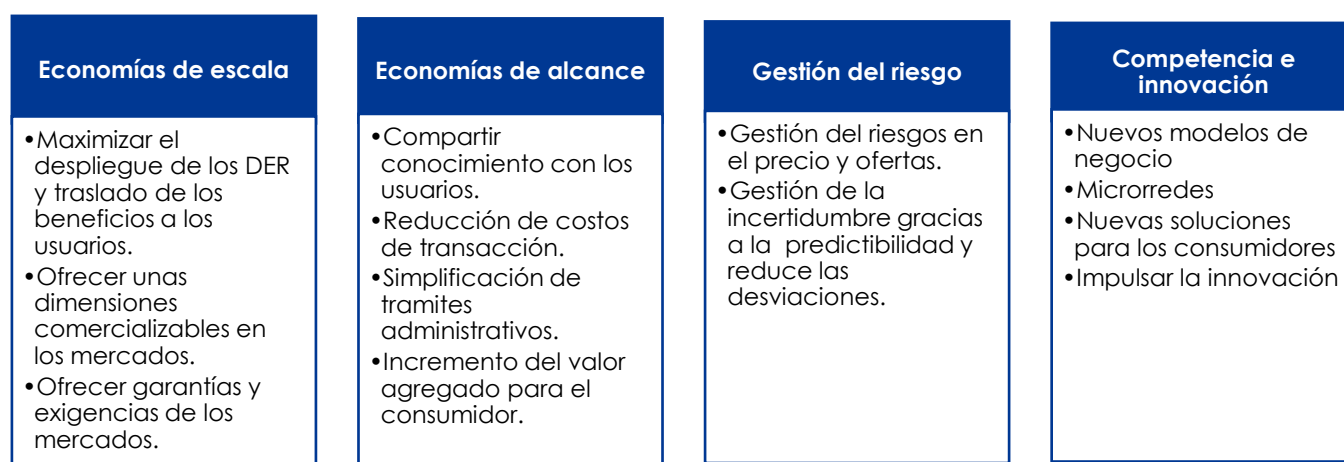


Figura 70. Funciones del agregador
Fuente: Adaptado de (Salas & Carrasco, 2017)

La función de agregador requiere de un marco regulatorio adecuado para definir los requisitos técnicos, económicos y administrativos necesarios, y definir el papel de los diferentes agentes. De esta manera el consumidor podrá acceder a los mercados y fomentará la competencia entre las diversas soluciones técnicas para el beneficio simultáneo entre el consumidor y el sistema.

4.2.3. Automatización de recursos

La integración de los DER en los sistemas eléctricos convencionales, especialmente en los sistemas de distribución de energía eléctrica, pueden traer impactos significativos tanto de forma positiva como en forma negativa. Con el objetivo de aprovechar los beneficios, manteniendo la seguridad y confiabilidad de los sistemas, es necesario dotar las redes de herramientas de elementos automáticos que permitan controlar los flujos de potencia, mantener el control de tensión y la estabilidad general del sistema.

La automatización de redes es un proceso en la que se aprovechan los desarrollos tecnológicos de la información y las telecomunicaciones para configurar, aprovisionar, gestionar y probar dispositivos de red automáticamente, para mejorar la eficiencia y reducir los errores humanos y los gastos operativos. Las herramientas de automatización de red admiten funciones que van desde la asignación básica de redes y el descubrimiento de dispositivos a flujos de trabajo más complejos, como los cambios de topología y el aprovisionamiento de herramientas de control.

Adicional a la automatización de la red, es posible automatizar la operación de los DER, a partir de las decisiones tomadas para participar en los programas de respuesta de la demanda, garantizando que se puedan cumplir los objetivos tanto del sistema eléctrico como de los usuarios y minimizando la participación humana en los procesos. En este sentido, es posible automatizar la operación de recursos como el almacenamiento de energía, pequeñas plantas de generación, cargas controlables, a partir de las señales e incentivos dadas por los programas de respuesta de la demanda interpretadas por los Home Energy Management Systems (HEMS) o los Building Energy Management Systems (BEMS) (ver Figura 71).

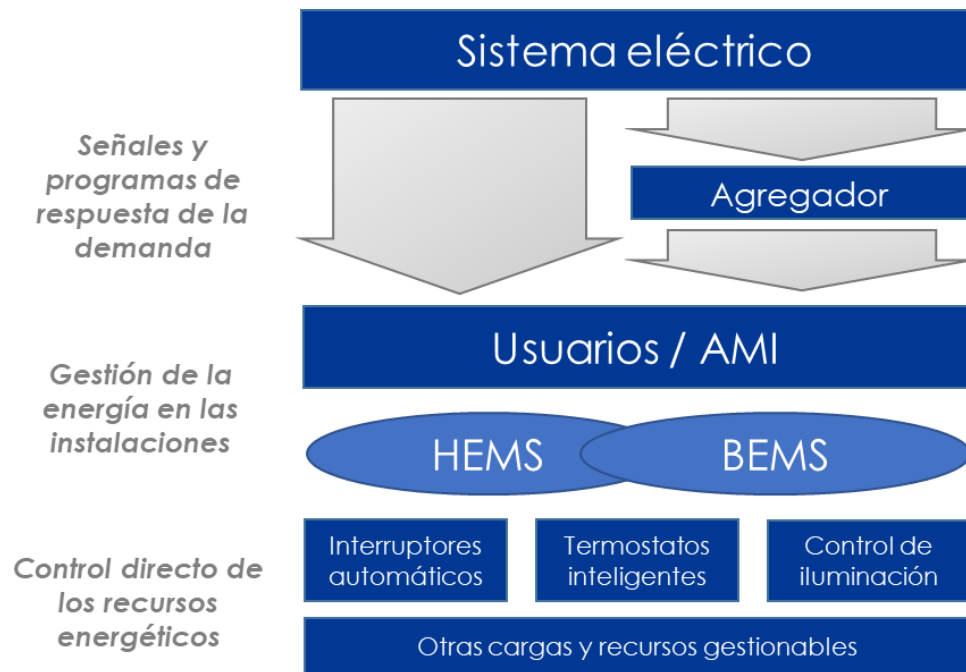


Figura 71. Diagrama general automatización de recursos

Fuente: Elaboración propia

4.2.4. Medición Avanzada

La Infraestructura de Medición Avanzada – AMI es un habilitador para el uso masivo de los programas RD y el uso óptimo de los recursos energéticos distribuidos, gracias a la disponibilidad de información en intervalos de tiempo muy cortos y a nuevas funcionalidades disponibles, que abren la posibilidad de operar el sistema de forma confiable con altas penetraciones de DER.

La AMI es el conjunto de hardware, software, arquitecturas y redes de comunicación necesarias para la comunicación bidireccional entre usuario y proveedor del servicio con el fin de mejorar la prestación del servicio utilizando las ventajas de la operación remota en función de las capacidades tecnológicas y las necesidades del mercado (ver Figura 72).

Ante la masificación de AMI en busca de un mayor empoderamiento por parte de los usuarios, toma gran relevancia la forma en que estos pueden interactuar con el sistema, tanto para visualizar y monitorear variables, como para el procesamiento y clasificación de la información que facilite la toma de decisiones acerca de su consumo, autogeneración y/o cogeneración. En ese contexto, toma relevancia el acceso y disponibilidad de la información para la participación en programas de respuesta de la demanda, donde la virtualización mejorará la experiencia del usuario, en la que éste perciba fácilmente los beneficios de contar con información de su consumo para la toma de decisiones.

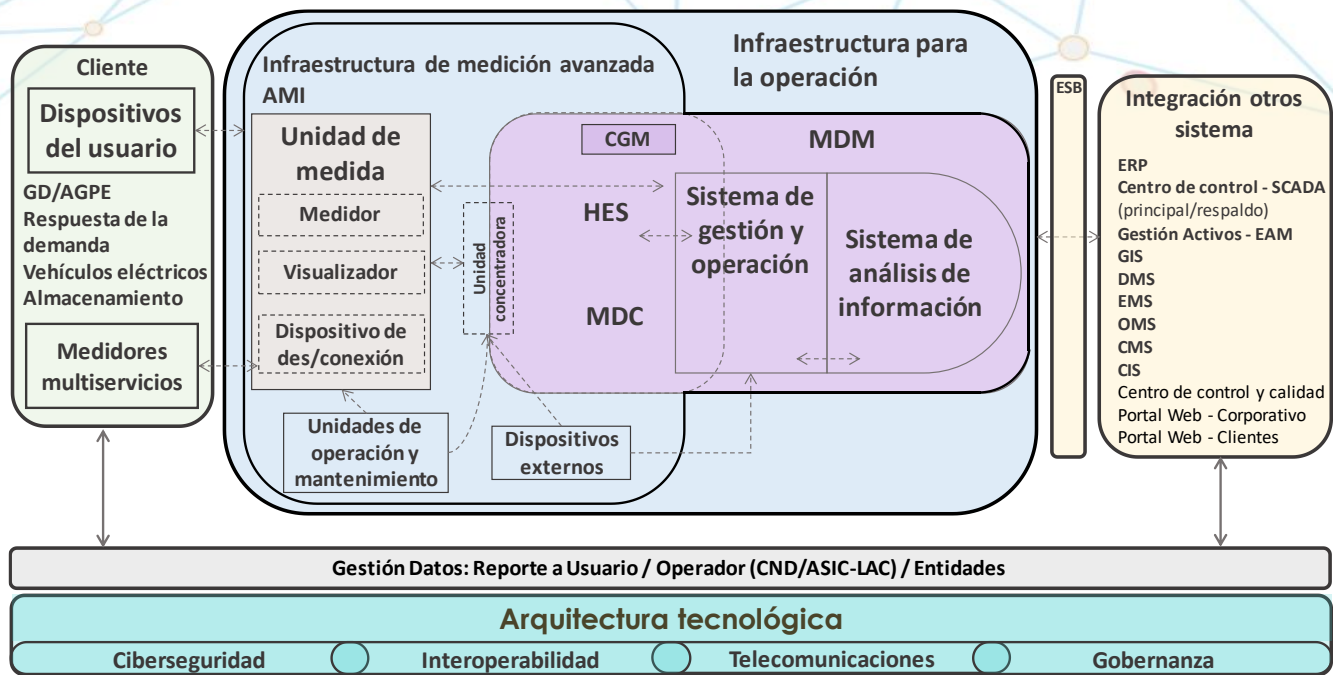


Figura 72. Esquema general AMI

Fuente: Elaboración propia adaptado de (CREG, n.d.)

En ese sentido, en la Figura 73, se muestran las etapas para el diseño de la experiencia del usuario; en la cual, para las etapas iniciales los esfuerzos se concentran en el uso de la tecnología y en la comunicación al interior de la empresa; mientras que para las etapas finales se concentran en la comunicación y divulgación pública (VaasaETT, 2012).

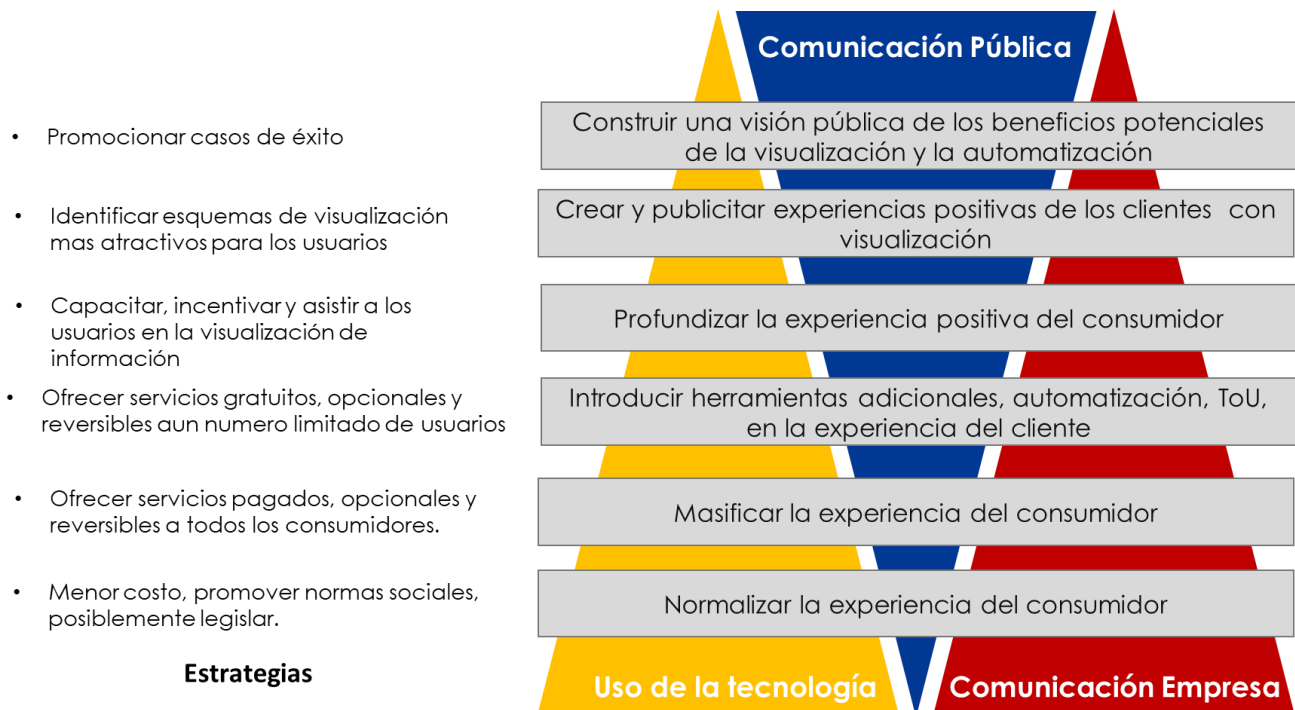


Figura 73. Etapas de desarrollo de la experiencia de usuario para la visualización de la medida

Fuente: Tomado de (VaasaETT, 2012).

La inserción de AMI en Colombia ha estado marcada por iniciativas de carácter privado de las empresas del sector, haciendo parte de pilotos en busca de identificar potencialidades y beneficios de la medición inteligente. Cada empresa ha ajustado las aplicaciones a sus necesidades, por lo tanto, se cuentan con diversas tecnologías y proveedores instalados en el país. A su vez, se han realizado estudios y mesas de trabajo por diversas entidades, tales como la Unidad de Planeación Minero Energética – Ministerio de Minas y Energía (Smartgrid Colombia Visión 2030, Análisis de B/C de la implementación AMI Carbon Trust (2016) y funcionalidades de la medición inteligente (UPME, n.d.) , Colombia Inteligente (Retos meta AMI, acciones para la virtualización de la medida, funcionalidades tecnológicas, uso y conocimiento del medidor avanzado), entre otros.

Como se mencionó anteriormente, la política pública en medición inteligente ha estado a cargo del Ministerio de Minas y Energía, quien en 2018 publicó la resolución MME 4 0072 “por el cual se establecen lineamientos de política pública para implementar Infraestructuras de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica”²³ y modificada mediante la resolución MME 4 0483/19. Entre los lineamientos del documento se encuentran las definiciones en lo concerniente a AMI en el país, funcionalidades básicas, agentes responsables de la implementación, gradualidad de la implementación (75% de los usuarios) entre otros lineamientos. Respecto a la definición de acceso a información por parte del usuario proporcionada en la resolución, se declara: “Proporcionar información al usuario a través de un medio de visualización normalizado que pueden ser, entre otros, computadores, aplicaciones para telefonía móvil o monitores exclusivos”; es decir, el documento ya presenta lineamientos de política pública para la virtualización del display del usuario. Además, destaca el aporte del AMI orientado a facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, y modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas, la incorporación eficiente de tecnologías de autogeneración, generación distribuida y vehículos eléctricos, la mejorar la calidad del servicio a través del monitoreo y control de los sistemas de distribución, dinamiza la competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica, permite gestionar la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas y la reducción de costos de la actividad de comercialización.

Así mismo en el Artículo 5 se describen 13 funcionalidades básicas del AMI (almacenamiento de datos, comunicación bidireccional, ciberseguridad, sincronización, actualización y configuración, acceso al usuario, lectura, medición horaria, conexión, desconexión y limitación, anti-fraudes, registro de medición bidireccional, calidad del servicio y prepago). A su vez, la resolución facultó a la Comisión de Regulación en Energía y Gas – CREG para establecer los requisitos en interoperabilidad y ciberseguridad de los equipos de AMI.

Por otra parte, los requerimientos para los medidores de energía eléctrica se rigen mediante la política establecida en el Capítulo IV de la Ley 142/1994, los requisitos del Código de Medida (resolución CREG 038 de 2014), los requerimientos específicos del RETIE, la reglamentación del control metrológico aplicable a medidores de energía eléctrica de la SIC-MINCIT (Capítulo Undécimo en el Título VI Metrología Legal de la Circular Única de la SIC), las normas técnicas de los diferentes operadores de red y las normas técnicas establecidas por el ICONTEC, por ejemplo la NTC 6079.

4.3. Diseño de programas RD

En esta sección, se identifican y describen los atributos de los programas de Respuesta de la Demanda (RD) de acuerdo con el contexto colombiano, definiendo entre otros aspectos el tipo de incentivo, esquema de remuneración, mercado y recursos con potencial de participación. Inicialmente, se identifican los programas existentes en el país, y los criterios que los programas RD deben tener en cuenta. Posteriormente, se describen los principales atributos y finalmente estos se ajustan para los programas priorizados.

²³ En la actualidad, la resolución se encuentra en revisión.

<https://www.minenergia.gov.co/foros?idForo=24082586&idLbI=Listado+de+Foros+de+Febrero+De+2019>

4.3.1. Identificación programas RD

La participación de la demanda en el contexto colombiano está limitada a programas diseñados para respaldar la operación del sistema eléctrico ante condiciones críticas de abastecimiento energético, especialmente asociadas a fenómenos climáticos extremos como el Niño. Dichos programas consisten en: Demanda Desconectable Voluntaria (DDV); en el cual un generador que anticipe que su energía no es suficiente para cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme, podrá acordar con los usuarios la reducción voluntaria de la demanda de energía. Además, el programa de Reducción de Demanda, que consiste en la demanda de energía reducida con respecto a los consumos de energía del usuario o grupo de usuarios que son representados por parte de un comercializador, esta reducción de energía es ofertada al mercado mayorista de energía cuando el precio en bolsa supere el precio de escasez. Finalmente, durante el fenómeno del Niño enfrentado entre 2015 y 2016 se habilitó un programa temporal denominado “Apagar Paga”, el cual consistió en incentivar a los usuarios a ahorrar energía mediante la toma de decisiones de consumos eficientes, para ayudar a disminuir el riesgo de racionamiento, a cambio de un incentivo o penalización de \$450 kW/h. En Tabla 30 se muestran la característica de los programas RD existentes.

Tabla 30. Características de los programas RD existentes
Fuente: Elaboración propia

ITEM	Apagar paga (Res. CREG 029-039-049/16)	DDV (Res. CREG 203/13)	Reducción de Demanda (Res. 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 sobre costo en la factura (\$450 kW/h)	G: OEF C: Negociación Usuario: pago	G: OEF C: Negociación Usuario: 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 usuario	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	$C_t = T_t \times E_t \times u_t$ (tendencia, estacionalidad, error)	$C_t = T_t \times E_t \times u_t$ (tendencia, estacionalidad, error)

El diseño de los programas RD para el país, requiere de un análisis exhaustivo de las condiciones del sistema eléctrico colombiano, enmarcado en los objetivos y requerimientos de la política nacional.

A continuación, se describen algunos criterios que se deben tener en cuenta en el diseño de los programas:

- La Ley 143 de 1994 estableció como función del Estado en relación con el servicio de electricidad el abastecer la demanda de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando el cubrimiento dentro de un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país.

- La Ley 1715 de 2014 tiene entre otros propósitos la promoción de la gestión eficiente de la energía, dentro de la que se incluyen las acciones de eficiencia energética y la respuesta de la demanda.
- 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.
- En el contexto internacional, existen experiencias y lecciones aprendidas en el diseño e implementación de programas de respuesta de la demanda, las cuales deberán ser aprovechadas en el contexto local.
- Los programas de respuesta de la demanda implementados deben obedecer a las características y necesidades de los diferentes tipos de usuarios residenciales, comerciales, o industriales.

En este contexto, es necesario dotar a la demanda de herramientas para su participación en condiciones normales de operación, en busca de aprovechar sus beneficios tanto para el sistema como para los usuarios, teniendo en cuenta las particularidades del mercado eléctrico colombiano. Producto de las discusiones del GTC en demanda activa de Colombia Inteligente y del análisis de potencial de programas de respuesta de la demanda en el país, en el cual se identificaron como lineamientos estratégicos para habilitar la participación de la demanda, la implementación de una señal intradiaria en la tarifa, tanto para los usuarios regulados como no regulados, habilitar la participación de los usuarios en los servicios del sistema eléctrico a través del programa de gestión de carga y la participación de los usuarios en los mercados, tanto de energía como de servicios complementarios (Colombia Inteligente, 2018b). Adicionalmente, dichos lineamientos estratégicos fueron integrados en el Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del sector minero energético – PIGCCme, adoptado a través de la Resolución 4 0807 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía, con los lineamientos en tarifas intradiarias y/o canasta de tarifas, y el agregador de demanda.

En ese sentido, se propone habilitar un programa de tarifa intradiaria en el que puedan participar todos los usuarios de manera voluntaria u obligatoria, con un número de franjas o periodos intradiarios que dependerán de las condiciones particulares de la curva de carga en cada región. Además, se propone habilitar dos programas despachables de forma general, denominados programa de gestión de carga y programa de demanda en el mercado, mediante los cuales se habilite la participación de los usuarios para prestar servicios en el sistema eléctrico como se muestra en la Figura 74.

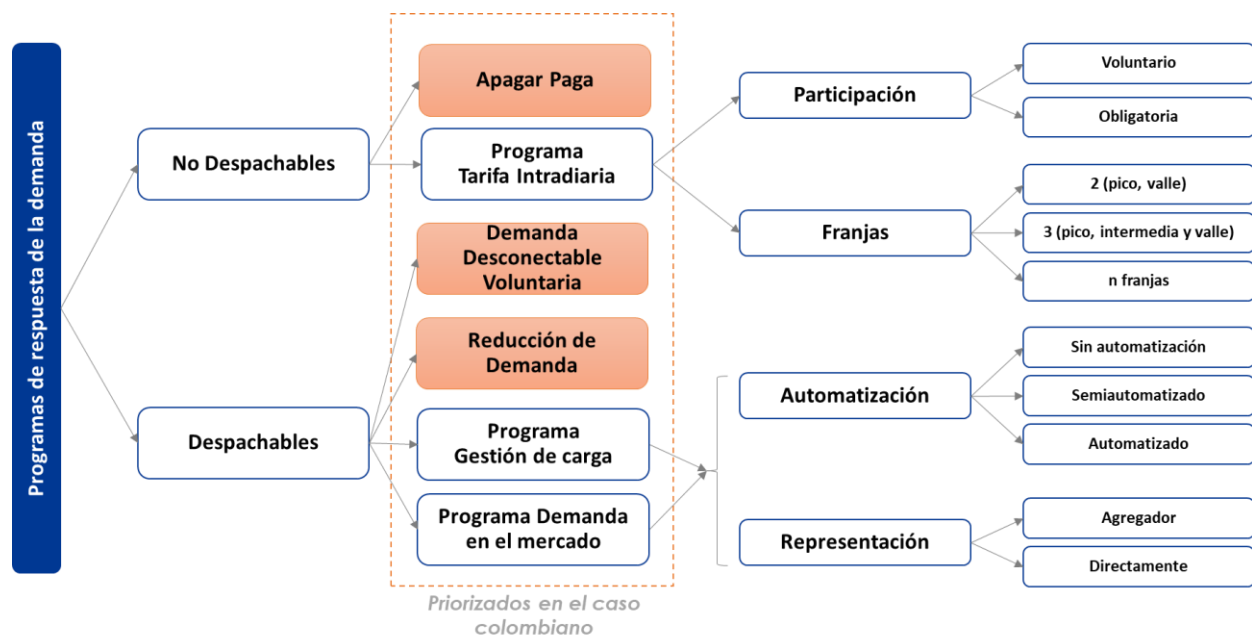


Figura 74. Propuesta de programas de RD en Colombia
Fuente: Elaboración propia.

Programas propuestos para su implementación:

- Programa de tarifa intradiaria.
- Programa de gestión de carga.
- Programa de demanda en el mercado.

La descripción y objetivos de estos programas enfocados en el contexto colombiano se encuentran en la Tabla 31, acompañada de los objetivos que persiguen cada uno de los programas propuestos.

Tabla 31. Definición y objetivos de los programas RD

Fuente: Elaboración propia

Programa	Descripción	Objetivos
Tarifas intradiarias	El programa de tarifas intradiarias utiliza los principios de las tarifas de tiempo de uso, en las cuales el usuario recibe un incentivo vía tarifa para cambiar el uso de la energía, trasladando el consumo de periodos pico en los que se ofrece un precio alto a horas no pico con menor precio.	• Trasladar señales eficientes del costo de prestación del servicio de energía eléctrica al usuario. • Desplazar patrones de consumo a horas del día en las que resulta menos costosa la operación. • Implementar una estrategia de mitigación de emisiones GEI. • Suavizar el pico de la demanda.
Gestión de carga	Con este mecanismo el usuario acepta desconectar o reducir cierta cantidad de carga cuando el sistema lo requiera, a cambio este recibe un incentivo.	• Habilitar participación activa de la demanda en los servicios del sistema eléctrico. • Empoderar al usuario de su comportamiento energético. • Implementar una estrategia de mitigación de emisiones GEI. • Suavizar el pico de la demanda. • Atender problemáticas de la red gestionando eficientemente la demanda.
Demanda en el mercado	En este programa la demanda de energía eléctrica es integrada como un elemento activo en los diferentes mecanismos de mercado, como el despacho económico del sistema, mediante ofertas de desconexión presentadas por el usuario. Además, es posible habilitar su participación en mercados de servicios complementarios y mercado de confiabilidad.	• Habilitar participación activa de la demanda en los mercados. • Implementar una estrategia de mitigación de emisiones GEI. • Suavizar el pico de la demanda. • Brindar confiabilidad al abastecimiento de energía eléctrica.

Ahora bien; para poder habilitar los programas RD en el país se deben tener en cuenta unas acciones habilitadoras tales como la masificación de la medición inteligente (AMI, por sus siglas en inglés), esquemas tarifarios, donde los usuarios puedan consultar las tarifas cuando decidan participar en los programas RD, y para algunos de estos habilitar la figura del agregador, el cual será el encargado de gestionar las cargas ante el mercado eléctrico colombiano. También es importante resaltar que cada uno de los programas trae consigo ventajas y riesgos a la hora de aplicarlos, en la Tabla 32 se presentan algunas ventajas y riesgos, además se muestran las acciones que se deben tener en cuenta para habilitar los programas RD.

Tabla 32. Fortalezas, limitaciones y acciones habilitantes de los programas RD

Fuente: Elaboración propia

Programa RD	Fortalezas	Limitaciones	Acciones habilitantes
Tarifas intradiarias	Ágil Implementación con señales regulatorias adecuadas.	• Que el delta de tarifa en punta y fuera de punta no sea significativo. • Se podría incrementar el costo de la energía eléctrica para usuarios poco flexibles.	• Tarifa intradiaria: señales horarias, especialmente en el costo de compras de la energía. • Definir periodo de prueba para que los usuarios utilicen el esquema tarifario.

Programa RD	Fortalezas	Limitaciones	Acciones habilitantes
		Usuarios sin medidor avanzado no podrían recibir los beneficios individuales por su cambio de comportamiento.	Despliegue del medidor avanzado con un esquema de transición para mitigar riesgos a los usuarios y comercializadores que han realizado coberturas con curvas de carga esperadas sin información horaria.
Gestión de carga	- Para el sistema: en caso de evento RD se puede disponer de las cargas. - Para el usuario: No se preocupa por hacer la desconexión.	- El usuario deberá conocer mejor su proceso productivo. - Se requiere el cálculo de una línea base.	- Automatización de recursos. - Agregador de recursos energéticos distribuidos.
Demanda en el mercado	Los usuarios pueden participar de manera activa ofertando los periodos de desconexión.	El operador de mercado debe gestionar un mayor número de agentes participando.	- Agregador de recursos energéticos distribuidos. - Masificación de AML.

4.3.2. Criterios de los programas RD

En este numeral se describen los diferentes atributos de los programas de respuesta de la demanda, determinados por una serie de características que deben cumplir para alcanzar sus objetivos, como lo son el tipo de incentivo, penalización, monitoreo, entre otros. Un incentivo se puede definir como una herramienta para inducir algún tipo de comportamiento sujeto a una recompensa o penalización.

Cuando el usuario decide participar en un programa de incentivos, antes de hacerlo deberá evaluar los costos y los beneficios que estos acarrearán, pues en caso de modificar su comportamiento de forma positiva se verá recompensado, pero bajo algunas condiciones el usuario podría recibir algún tipo de castigo que lo anime a modificar este comportamiento.

En el caso de los programas de respuesta de la demanda, si el usuario decide participar en estos, algunos de los incentivos que podrá encontrar serán descuento en la próxima factura del servicio de energía eléctrica, devolución del dinero, o bonos de mitigación de gases de efecto invernadero, entre otros.

Algunas ventajas de utilizar incentivos son:

- Modificar el comportamiento de los usuarios con el fin cambiar sus hábitos de consumo.
- Proporcionar una motivación para que los usuarios deseen participar en los programas RD.
- Al participar en los programas de RD los usuarios son más conscientes de sus consumos.
- Conocer los objetivos energéticos del país.
- Se puede llevar un control sobre los cambios de consumo realizados.

Cuando los programas de incentivos no están diseñados correctamente estos crean algunas desventajas, que se muestran a continuación:

- Desanimar a los usuarios en la participación de los diferentes mecanismos de RD, lo cual no generaría ningún cambio en los hábitos de consumo, y por consiguiente no se verían reflejados las reducciones en la emisión de gases de efecto invernadero.
- Si el diseño de los incentivos no es claro, puede causar confusión en los usuarios y enfocarse en objetivos diferentes a los esperados.

Incentivos para participar

Como se mencionó anteriormente el incentivo es un mecanismo que se usa para modificar cierto tipo de comportamiento. En el caso de los programas de respuesta de la demanda los incentivos se usan con el fin de recompensar a aquellos usuarios que decidan modificar sus hábitos de consumo de energía y de esta manera cumplir con los objetivos del programa.

De acuerdo con los resultados de la investigación realizada por el grupo de trabajo colaborativo en demanda activa de Colombia Inteligente, se investigó en varias regiones del país por el tipo de beneficio que se preferiría en caso de modificar sus consumos de energía. Se identificó que el beneficio preferido sería un descuento en la factura de energía, también se identificó cierto interés en combinar algunos beneficios, como el descuento en la factura, la devolución del dinero o bonos de mitigación de emisiones.

Penalización por incumplimiento

Al contrario de los incentivos, la penalización se aplica cuando no se cumplen los objetivos planteados en los programas de respuesta de la demanda, estos se aplican con el fin de corregir conductas no deseadas por parte de los consumidores.

Algunas de las penalizaciones que se podrían aplicar a los consumidores del servicio de energía eléctrica en caso de no cumplir con sus metas son: alzas en la factura, multas y sanciones, suspensión o expulsión de la participación en los programas, entre otros.

Monitoreo y verificación de la participación

El monitoreo a los programas de respuesta a la demanda se puede hacer de diferentes maneras; estas dependen del programa que se decida participar, por ejemplo, los programas no despachables o basados en precio no requieren procesos complejos para el monitoreo y verificación de la participación de los usuarios, basta con liquidar de forma independiente el consumo en los diferentes periodos definidos por el programa, debido a que son los usuarios quienes toman la decisión de participar para obtener ahorros en la factura.

Mientras tanto, en programas despachables el monitoreo y la verificación necesitan procesos más complejos y puede realizarse comparando el comportamiento esperado de los usuarios en la línea base de consumo con el comportamiento real, o por medición directa de la desconexión de las cargas acordadas en el programa de RD. El proceso de monitoreo y verificación de la participación es de vital importancia para el éxito de los programas, debido a que basados en este proceso se realiza la liquidación y pago para los usuarios.

Seguimiento

El seguimiento de los programas RD tiene dos propósitos:

- Identificar los aspectos que pueden ser mejorados dentro de los programas RD, y aquellos que se puedan corregir durante la implementación.
- Revisar los resultados obtenidos del despliegue de los programas según los objetivos de estos.

Recursos energéticos

Los recursos que se pueden gestionar para participar en los programas RD son cargas de cualquier tipo, siempre y cuando estas no sean críticas (como cargas hospitalarias, o de seguridad nacional, etc); bien sea iluminación, aires acondicionados, ventilación, o sistemas de calefacción, vehículos eléctricos o dispositivos de almacenamiento de energía. Para que estos recursos puedan ser utilizados en programas de RD es necesario contar con un medidor avanzado que permita medir de forma horaria los consumos, de igual manera se necesita un medidor que permita el control remoto de cargas, según el programa RD en el que se esté participando.

4.3.3. Diseño de atributos para programas RD

En este numeral se realiza una descripción de los diferentes atributos que tienen los programas RD a la hora de ser aplicados en el contexto colombiano, adicional a los que se tratan en la Tabla 5, se agregan los siguientes (ver Tabla 33).

El flujo de información considera tres tipos de datos: 1) Datos privados del usuario (protección de los datos), 2) Datos para la operación del sistema (confiabilidad, disponibilidad y calidad del servicio) y 3) Datos para los procesos de comercialización de la energía y servicios de valor agregado (competencia).

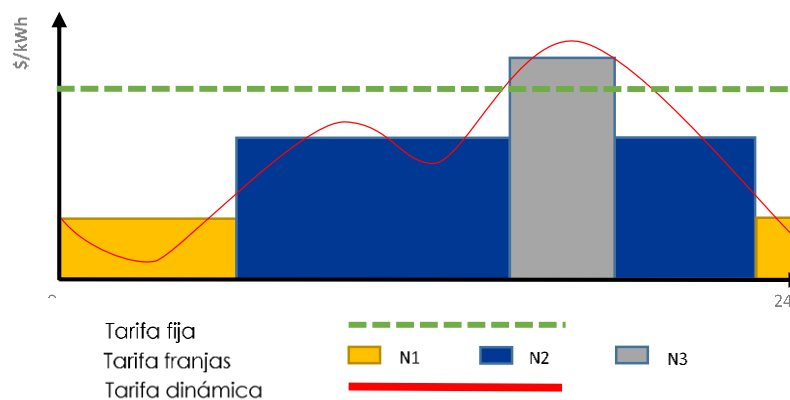
Tabla 33. Atributos para programas RD
 Fuente: Realización propia

Atributo	Descripción
Diseño de tarifas	Se realiza con el fin de que cuando se implementen los eventos de RD, estos sean liquidados correctamente
Prerrequisitos	El tipo de equipos necesarios para medir los consumos de energía, para realizar la gestión de cargas y las condiciones que debe tener el usuario para participar de los programas
Tiempo del programa (franja)	Periodo de tiempo en el que se habilitara el evento
Restricciones de los eventos	Limitaciones que se tienen para participar en los eventos
Duración del evento	Tiempo estimado que dura el evento
Comportamiento esperado	Después de aplicado el evento RD en este campo se muestra cómo sería el comportamiento esperado de los usuarios
Disponibilidad	Es la disponibilidad que tiene el usuario para participar en los programas RD
Recurso	Es el tipo de cargas a las que están dirigidas el programa RD
Periodo	Las franjas en las cuales se va a aplicar el programa RD
Activación del programa	Cuál es el procedimiento que se lleva a cabo para que el evento de RD empiece su funcionamiento
Línea Base	Es la metodología que se utiliza para comparar el resultado de la participación de los mecanismos RD
Monitoreo y verificación	Describe el procedimiento utilizado para realizar la verificación de la participación de los usuarios en el programa de respuesta de la demanda

Como se mencionó anteriormente los programas RD a aplicar en el país son: Programa de tarifas intradiarias, Programa de gestión de carga, Programa de demanda en el mercado; las características o atributos que los diferencian se basan en el mercado en que los programas se pueden aplicar, los recursos que se pueden utilizar para llevarlos a cabo, el incentivo que se recibe por realizar una participación cumplida en los programas, el periodo en el que se podría ejecutar cada programa, la disponibilidad que se anuncia para poder participar de los programas RD, entre otros.

Programa de tarifas intradiarias

Este es un programa RD ágil de implementar debido a los pocos requisitos necesarios para su buen funcionamiento, aunque se requiere un grado alto de conocimiento en las tarifas de energía que se manejan, pues cuando la tarifa sea más baja es cuando se espera que el usuario participe del programa, otro de los criterios a tener en cuenta es que este tipo de programa requiere de la capacidad de medición de los consumos en los periodos en que se establecen las tarifas diferenciadas. En la Figura 75, se puede observar cómo sería el comportamiento tarifario de este programa comparado con una tarifa fija, similar a la predominante hoy en el contexto colombiano, como se puede ver al implementarse una tarifa dinámica se pueden presentar más oportunidades de consumir energía cuando los precios sean más bajos, y así contribuir con los objetivos de este programa. Inicialmente, se propone pasar de un esquema tarifario fijo a un esquema de franjas con dos o tres niveles de tarifas.


 Figura 75. Comportamiento de la tarifa dinámica
 Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, se requiere que las señales horarias de precios se produzcan desde el mercado mayorista, de tal forma que efectivamente exista un incentivo para desplazar/reducir los consumos (actualmente los contratos suelen tener tarifas planas y la bolsa de energía, solicita el mismo precio de oferta para las 24 horas).

En la Tabla 34, se muestran los diferentes atributos para ser tenidos en cuenta en el contexto colombiano.

Tabla 34. Atributos para el programa de tarifas intradiarias
Fuente: Realización propia

Atributo	Descripción
Objetivo del programa	• Trasladar señales eficientes del costo de prestación del servicio de energía eléctrica al usuario. • Desplazar patrones de consumo a horas del día en las que resulta menos costosa la operación. • Mitigar emisiones GEI. • Suavizar el pico de la demanda.
Descripción del programa	El programa de tarifas intradiarias utiliza los principios de las tarifas de tiempo de uso, en las cuales el usuario recibe un incentivo vía tarifa para cambiar el uso de la energía, trasladando el consumo de periodos pico en los que se ofrece un precio alto a horas no pico con menor precio.
Incentivos del programa	Descuentos en la factura.
Diseño de tarifas	Dependen del precio del kWh que se tenga en los diferentes periodos del programa.
Mercado	Residencial, Comercial, Industrial e Instituciones.
Prerrequisitos	Medidor avanzado que registre los consumos en el periodo que corresponda según el diseño de las tarifas.
Tiempo del programa (franja)	El evento puede abarcar todo el año, siempre y cuando los usuarios tengan en cuenta los precios de energía en hora pico y en hora valle.
Restricciones de los eventos	Las restricciones las pone el usuario, según el nivel de comodidad en el hogar que se esté dispuesto a sacrificar.
Duración del evento	La duración depende de los usuarios, y los desplazamientos de consumo que estos hagan.
Notificación - Arquitectura	Señales conocidas con anterioridad por las partes (horas, periodos).
Comportamiento esperado	Los usuarios al conocer las tarifas intradiarias del programa, trasladarán sus consumos las horas en las que dichas tarifas serán las más bajas.
Disponibilidad	No se notifica disponibilidad.
Recurso	Climatización, Enfriamiento, Iluminación, Vehículos eléctricos y Almacenamiento.
Periodo	3 periodos (pico, intermedio, valle). En ciertos casos el periodo intermedio se podría eliminar.
Activación del funcionamiento programa	El programa de tarifas intradiarias es activado con la expedición de la resolución por parte de la CREG, habilitando el esquema tarifario intradiario. No obstante, para clientes no regulados no se requiere la expedición de dicha resolución.
Línea base	No requiere línea base de consumo.
Monitoreo y verificación	No requiere monitoreo para acceder a los incentivos.

Programa de gestión de carga

Para el programa de gestión de carga se debe tener en cuenta que este puede aplicarse a todo tipo de cargas siempre y cuando estas no sean críticas, además este programa se puede usar de manera adicional para realizar control de frecuencia y alivio de congestiones o restricciones. Para poder ejecutar este programa se requiere contar con elementos actuadores que permitan la desconexión de las cargas, como medidores inteligentes que incorporen esta función, termostatos automáticos o acciones manuales del propio usuario. En la Figura 76, se puede observar el comportamiento esperado del programa control directo de carga, dado que en la franja de tiempo en la cual sucede el evento se desconectan algunas cargas haciendo que la línea base de consumo baje su pendiente.

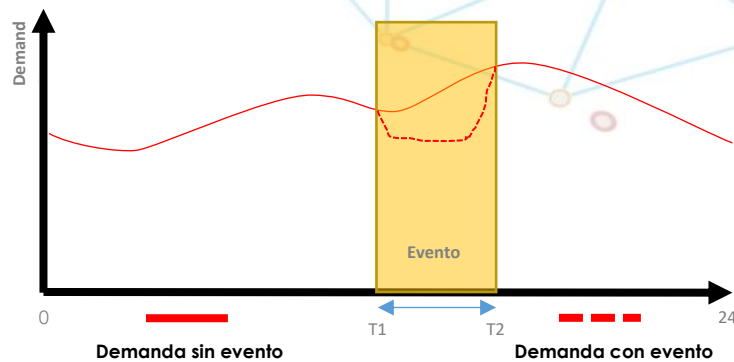


Figura 76. Comportamiento del programa gestión de carga
Fuente: elaboración propia,

En la Tabla 35, se muestran los diferentes atributos para ser tenidos en cuenta en el contexto colombiano.

Tabla 35. Atributos para el programa gestión de carga
Fuente: Realización propia

Atributo	Descripción
Objetivo del programa	- Habilitar participación activa de la demanda en los servicios del sistema eléctrico. - Empoderar al usuario de su comportamiento energético. - Mitigar emisiones GEI. - Suavizar el pico de la demanda. - Atender problemáticas de la red gestionando eficientemente la demanda.
Descripción del programa	Con este mecanismo el usuario acepta desconectar o reducir cierta cantidad de carga cuando el sistema lo requiera, a cambio este recibe un incentivo.
Incentivos del programa	- Los incentivos pueden ser varios: Descuentos en la factura, devolución del dinero, o bonos de mitigación de CO₂, entre otros. - Penalización: Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados, multa por evento no participado, entre otras.
Diseño de tarifas	El usuario conserva su esquema tarifario y los incentivos o penalizaciones por la participación en el programa de respuesta de la demanda se deciden de acuerdo al contrato establecido para tal fin.
Mercado	Residencial, Comercial, Industrial, Instituciones (oficial).
Prerrequisitos	Medidor avanzado que permita la desconexión remota de las cargas o también puede tener un actuador que tenga la misma función (esquema de control).
Tiempo del programa (franja)	El evento puede abarcar todo el año, especialmente donde se presenten los mayores consumos de energía o emergencias en el sistema.
Restricciones de los eventos	Típicamente de lunes a viernes, excepto festivos, con eventos de días consecutivos generalmente permitidos.
Duración del evento	El evento de control directo de carga puede ocurrir en cualquier momento, con una duración estimada; sin embargo, es más probable que el evento ocurra en los momentos donde se dé mayor consumo de energía.
Notificación - Arquitectura	La notificación del evento se debe hacer antes de que este ocurra, generalmente con un día de anticipación las señales estarán dirigidas a dispositivos físicos (termostatos, AC, etc.).
Comportamiento esperado	Los usuarios no están obligados a participar de los eventos, pero estos se verán interrumpidos si los usuarios deciden modificar las cargas desconectadas por sí mismos.
Disponibilidad	Reporte de disponibilidad por el usuario.
Recurso	Climatización, Enfriamiento, Iluminación, Vehículos eléctricos, Almacenamiento.
Periodo	Según condiciones del sistema precios o emisiones (# de eventos, duración de eventos).
Activación del funcionamiento programa	La activación del programa es determinada por el tipo de servicio que este prestando el programa de respuesta de la demanda y el acuerdo bilateral construido para tal fin.
Línea base	Comportamiento esperado del consumo si no se materializa ningún evento de gestión de carga.
Monitoreo y verificación	Comparación con la línea base de consumo.

Programa de demanda en el mercado

Este programa RD consiste en que los interesados hacen ofertas de desconexión de carga ante el mercado; esta oferta debe incluir el monto de dinero pertinente para el agregador o el ente encargado para la gestión de estas cargas. Este programa se puede utilizar en el despacho económico, la prestación de servicios complementarios, y en el alivio de restricciones. En la Tabla 36 muestran los diferentes atributos que hay que tener en cuenta a la hora de implementar este programa.

Tabla 36. Atributos para el programa de demanda en el mercado

Fuente: Realización propia

Atributo	Descripción
Objetivo del programa	• Habilitar participación activa de la demanda en los mercados. • Mitigar emisiones GEI. • Suavizar el pico de la demanda. • Brindar confiabilidad al abastecimiento de energía eléctrica.
Descripción del programa	En este programa la demanda de energía eléctrica es integrada como un elemento activo en los diferentes mecanismos de mercado, como el despacho económico del sistema, mediante ofertas de desconexión presentadas por el usuario. Además, es posible habilitar su participación en mercados de servicios complementarios y mercado de confiabilidad.
Incentivos del programa	• Incentivos: Los clientes o agregadores generalmente reciben diferentes tipos de incentivos por la participación, como el pago por comprometerse y poner a disposición una cantidad específica de respuesta de la demanda para eventos durante una ventana de tiempo futuro. • Penalización: multas o sanciones por incumplimiento en el contrato.
Diseño de tarifas	Quienes deseen participar en este programa deberán presentar una oferta que indique la carga que van a poner en disposición para el programa RD, la oferta realizada incluye el monto de dinero que debe hacerse al ente encargado de gestionar dichas cargas (agregador), en caso de que se acepte la oferta de un participante este puede recibir pagos por haberse comprometido a participar en el programa, incluso si no hay eventos en el tiempo para el que se hizo la oferta. El participante también puede recibir pagos adicionales por su buen desempeño durante el evento (Cantidad de potencia que entrega, que tan bien sigue los lineamientos para entregar esta carga, estos lineamientos se pueden seguir a través de una línea base de carga.
Mercado	Agregadores, Residencial, Comercial, Industrial e Instituciones.
Prerrequisitos	• Medidor avanzado que permita mostrar la carga que se suministra en el programa RD. • Se deben considerar los tamaños de carga máximos y mínimos para participar en el programa (esquema de control). • El ofertante debe ser capaz de responder a despachos que se realicen en tiempo real.
Tiempo del programa (franja)	El evento puede ocurrir en cualquier momento.
Restricciones de los eventos	Ninguna.
Duración del evento	Este evento nunca podrá excederse del tiempo que se estimó al momento de presentar la oferta.
Notificación- Arquitectura	• Señales dirigidas a facilitadores o agregadores. • Señales dirigidas a recursos individuales del cliente.
Comportamiento esperado	La participación en este programa ocurre de forma predeterminada pues son los oferentes quienes tienen la carga comprometida.
Disponibilidad	Reporte de disponibilidad por el oferente.
Recurso	Climatización, Enfriamiento, Iluminación, Generación/GD, Vehículos eléctricos y Almacenamiento.
Periodo	Según la oferta que se haya hecho en el mercado.
Activación del funcionamiento programa	El programa es activado con el despacho del mercado en el cual participe la demanda, es decir, cuando la oferta sea aceptada por el agente encargado.
Línea base	Comportamiento esperado del consumo si el usuario no participa en el mercado correspondiente.
Monitoreo y verificación	Comparación con la línea base de consumo.

Teniendo en cuenta la información para los programas RD, a continuación, en la Tabla 37 se muestran los atributos para estos mecanismos RD en conjunto con el almacenamiento de energía.

Tabla 37. Definición atributos para Programas RD+AE

Fuente: elaboración propia

Atributo	Tarifa Intradiaria + AE	Gestión de carga + AE	Demanda en el mercado + AE
Incentivos del programa	Ahorro o sobrecosto en la factura	Pago según contrato Agregador: Intermediación	Pago según oferta en el mercado Agregador: Intermediación
Diseño de tarifas	Tarifa intradiaria	Negociación precio bilateral	Oferta precio
Prerrequisitos	- El almacenamiento puede usarse para participar simultáneamente en varios programas. - Medición avanzada para registrar y gestionar las cargas y la dirección de la energía generada y/o almacenada.	- El almacenamiento puede usarse para participar simultáneamente en varios programas. - Medición avanzada para registrar y gestionar las cargas y la dirección de la energía generada y/o almacenada. - Sistemas de control y operación remota básico(EMS).	- El almacenamiento puede usarse para participar simultáneamente en varios programas, la capacidad del almacenamiento limita la energía comprometida y por tanto la disponibilidad para participar en otro programa. - Medición avanzada para registrar y gestionar las cargas y la dirección de la energía generada y/o almacenada. - Sistemas de control y operación remota (EMS) básico o avanzado.
Tiempo del programa (franja)	Intradiario	Depende de negociación	Diaria (Según mercado)
Restricciones de los eventos	Restricciones dependen del usuario	Negociación (frecuencia y tiempo de las interrupciones)	Ninguna, depende de las ofertas recibidas
Duración del evento	Decisión del usuario	Negociación (frecuencia y duración de las interrupciones)	Depende de las ofertas recibidas y de las negociaciones
Notificación - Arquitectura	No se notifica	Agente – Usuario	CND - Oferta
Disponibilidad	No se reporta disponibilidad	Negociación (frecuencia y tiempo de las interrupciones)	Oferta de disponibilidad al CND
Incentivos de instalación / recuperación inversión de AE vía RD	- Ahorro en la factura por el traslado de consumo a horas valle o no pico. - Tributarios y fiscales por instalación de AE.	- Ahorro en la factura por el traslado de consumo a horas valle o no pico. - Ingresos por participación de eventos RD. - Tributarios y fiscales por instalación de AE.	- Ahorro en la factura por el traslado de consumo a horas valle o no pico. - Ingresos por participación de eventos RD. - Ingresos por venta de energía. - Ingresos por prestación de servicios auxiliares. - Tributarios y fiscales por instalación de AE.
Capacidad de inyección de energía a la red	Definir un límite máximo para la inyección de energía a la red, proporcional a los límites establecidos en la Res. CREG 030/2018.		Depende mínimamente de la cantidad de energía pactada en el compromiso o acuerdo
Disponibilidad almacenamiento	No se notifica	Según reporte de usuario	Según acuerdo
Recursos AE	Unidireccionales o bidireccionales		
Ciclos de carga y descarga	No se requiere	Según el acuerdo	Según el acuerdo
Legislación en AE	Actualmente, solo existe legislación para el uso de baterías (Resolución CREG 098 de 2018). Es necesario ampliar la legislación a otros tipos de AE.		
Monitoreo y Verificación AE	No se requiere	Según el acuerdo	Según el acuerdo

4.4. Criterios de operación de programas RD

En esta sección, se describen los criterios de operación de los programas RD priorizados para ser implementados acorde con el contexto colombiano, los cuales son: programa de tarifa intradiaria, programa de gestión de carga y programa de demanda en el mercado. Se precisará en la gestión de los programas las interacciones, estándares y protocolos.

Las interacciones en los programas de RD se dividen en dos grupos que son: diseño del programa y operación del programa, la primera de ellas tiene que ver con la etapa en que se establecen los lineamientos de política acorde con los objetivos de los programas RD, es decir; es la etapa de planeación y construcción de los requerimientos regulatorios. La segunda etapa se refiere a la operación deseada una vez se despliegue la señal de activación o habilitación por el ente encargado y toda la infraestructura tecnológica requerida.

En el desarrollo de este numeral se mencionarán las señales regulatorias necesarias en cada programa, al mismo tiempo que se darán lineamientos para la operación, estándares, y protocolos. En la operación de los programas RD, se identifican y describen los criterios para operación y gestión de los programas RD, identificando los diferentes actores, sistemas e interacciones necesarias para cumplir con los objetivos propuestos. Se recalca el papel de vigilancia, supervisión y control de las entidades, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y Superintendencia de Industria y Comercio; las cuales se enfocan en la protección de los derechos, la promoción de los deberes de los usuarios y prestadores de servicios, medir los niveles de satisfacción de los consumidores y la protección de la libre competencia.

En el diseño de los programas se identifica al Ministerio de Minas y Energía (MINENERGÍA) encargado de la política nacional, el cual habilita la incorporación de mecanismos de respuesta a la demanda en el decreto MME 2492 de 2014, asignando a la CREG el diseño de mecanismos para que los usuarios, voluntariamente, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista. El MINENERGÍA mediante una resolución dará los lineamientos políticos que incluyan la cultura y educación de los usuarios para incentivar la adecuada participación en los programas RD. Por lo que la CREG como la entidad encargada de regular las actividades de los servicios de energía eléctrica y gas debe emitir la regulación para la puesta en marcha de los programas de RD habilitando la participación de la demanda como parte activa del mercado de electricidad.

Además, cabe destacar que la participación activa se potencializa con el uso de sistemas de almacenamiento de energía (AE) en el sistema eléctrico (ver sección 3.2), y particularmente en este estudio, como complemento a los programas RD por los siguientes aspectos:

- **Desplazamiento de consumo:** cargar el sistema de almacenamiento cuando se presenta un precio bajo en la tarifa de energía y utilizar la energía almacenada en horas pico o cuando se tenga una tarifa elevada de energía.
- **Desplazamiento en la generación con renovables:** utilizar los sistemas de AE para desplazar en el tiempo la generación de energía propia del usuario con fuentes renovables (por ejemplo, almacenar energía generada en el día con paneles solares y utilizarla en la noche). Asimismo, permite aumentar la confiabilidad de sus sistemas de generación.
- **Gestión de la factura eléctrica con energías renovables:** emplear sistemas propios de generación y almacenamiento de energía para reducir el costo de las facturas de electricidad.
- **Gestión de la factura de energía:** emplear sistemas propios de almacenamiento de energía para reducir el costo de las facturas de electricidad, principalmente participando en programas como Tarifas de Tiempo de Uso o arbitraje de precios.
- **Mayor tiempo de participación en programas RD:** Ampliar la disponibilidad de tiempo para reducir la demanda de la red. Participar de los programas de RD sin necesidad de interrumpir sus actividades productivas.
- **Arbitraje de precios:** Comprar energía para almacenarla a bajo costo y posteriormente usarla o venderla cuando el precio sea más elevado.

De esta manera, los usuarios que hagan parte de los programas RD e incorporen sistemas de AE, estarán en la capacidad de proporcionar una reducción de energía más confiable (ver Figura 77).



Figura 77 Beneficios programas RD con sistemas de AE

Fuente: elaboración propia

Los sistemas de AE que participan en programas RD pueden dividirse en dos categorías:

- **Almacenamiento unidireccional:** representa sistemas que solo admiten almacenar energía para su posterior consumo y no permiten la posterior inyección de energía eléctrica a la red. Puede representarse por los sistemas de almacenamiento térmico que permiten desplazar la demanda, principalmente haciendo uso de la energía térmica almacenada para satisfacer las necesidades de climatización en lugar de utilizar energía eléctrica de la red.
- **Almacenamiento bidireccional:** es un sistema que puede consumir energía eléctrica de la red y posteriormente volver a inyectarla a la red. Los ejemplos incluyen volantes de inercia, almacenamiento en sistemas de tipo electroquímico (baterías), baterías de flujo y almacenamiento gravitacional.

Existen variados sistemas de almacenamiento que podrían ser usados como apoyo en programas RD, sin embargo, el grado de inmadurez de algunas de ellas le hacen que en el presente y para el caso particular de Colombia, estas no sean posible de usar comercialmente, sin embargo, algunas podrían ser usadas en sistemas piloto. La capacidad de un sistema de almacenamiento de energía depende de las características de compensación que se ofrecen. El tipo y la capacidad del sistema de almacenamiento empleado, son parámetros que deben ser tenidos en cuenta para tener una selección adecuada (Guacaneme, Velasco, & Trujillo, 2014).

La mayoría de los sistemas de almacenamiento comercialmente disponibles, están en el rango de aplicación en sistemas de media y baja potencia de almacenamiento, con tecnologías del tipo baterías, volantes de inercia, almacenamiento térmico, configurados en sistemas individuales, o conjunto de individuos en comunidades energéticas, que agrupen distritos térmicos, autogeneración y vehículos eléctricos, para finalmente, conformar un sistema más complejo, la ciudad inteligente.

Particularmente en Colombia, los sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE) y generación distribuida (GD) ya se encuentran legislados de acuerdo con la Resolución CREG 030 de 2018 (sistemas menores a 1 MW). Los sistemas de almacenamiento en el rango de estas potencias de generación como baterías, volantes, bombas de calor, almacenamiento térmico (TES por sus siglas en inglés), vehículos eléctricos, pueden ser usados; la disponibilidad tecnológica, el costo de instalación y operación del sistema, los ciclos de carga y descarga, son criterios a ser evaluados, particularmente cuando su intención es complementar los programas RD en Colombia, por esta razón, hacer una priorización en los sistemas de AE, resulta complejo, dado que el sistema a considerar, va a depender del proyecto en particular. Estos sistemas, requieren el uso de sistemas AE versátiles, que permitan manejar amplios rangos de densidad de potencia y energía, por lo tanto, sería necesario combinar tecnologías de almacenamiento, pues no existe ninguna que cumpla con todas las características requeridas (Vasquez, Lukic, Galvan, Franquelo, & Carrasco, 2010), es decir, establecer sistemas de almacenamiento híbrido.

A continuación, se describen las convenciones de las señales utilizadas en las interacciones de los diagramas de operación de los programas RD, las cuales serán utilizadas en el desarrollo del capítulo.

- **Activación del programa (→):** En esta convención se representan las señales de lineamientos políticos, regulatorios y acuerdos que serían los habilitadores necesarios para la implementación del programa RD. Estas señales se denotan con la letra A.
- **Operación (→):** En esta convención se representan las señales técnicas de operación del programa RD, tales como: ofertas, programación, ordenes de control para la Respuesta de la Demanda y DERs entre otras. Estas señales se denotan con la letra O.
- **Medición y verificación (◆→):** En esta convención se representan las señales de medición del consumo o inyección de energía al mismo tiempo estas señales pueden ser utilizadas para la verificación del funcionamiento de los programas RD. Estas señales se denotan con la letra M.
- **Liquidación (●→):** En esta convención se representan las señales financieras de los programas RD, es decir; pagos e incentivos de los servicios prestados por los programas. Estas señales se denotan con la letra L.
- **Opcional (↔ |):** En esta convención se representan los actores, funcionalidades y señales de cualquiera de las convenciones anteriores, que pueden estar dentro del programa RD de forma opcional, es decir; no son indispensables para la operación del programa sin embargo pueden hacer parte activa del programa si los actores lo desean.
- **Funciones activas (□):** En esta convención se representan los actores o funciones que son parte activa del programa RD, es decir; los actor o funcionalidad tiene incidencia en la operación del programa RD.
- **Funciones pasivas (□):** En esta convención se representan los actores o funciones que no son parte activa del programa RD, es decir; el actor o funcionalidad no desempeñan un rol activo en la operación del programa RD.

4.4.1. Programa Tarifa Intradiaria

Este programa de RD busca trasladar señales de precios a los usuarios mediante una transferencia de precios relativos a nivel intradiario. Se propone pasar de un esquema tarifario fijo, con una única tarifa durante todo el periodo tarifario como es el caso de los usuarios regulados; a un esquema estático con dos o tres franjas de tarifas. Brindando incentivos para que durante los periodos con mayor costo de operación del sistema y/o mayor emisión de GEI reduzca el consumo, al ofrecer tarifas más bajas en otros periodos.

Los usuarios que decidan incluir sistemas de almacenamiento de energía (AE) podrán gestionar sus necesidades energéticas con estos sistemas para obtener ahorros en la factura. Al contar con un sistema de AE los usuarios estarían en la capacidad de cargar los sistemas de AE durante las horas valle (precios menores de la energía), cuando el precio de la tarifa de energía eléctrica aumente durante las horas pico, el usuario pueda reducir su consumo de energía de la red y suplir sus necesidades con la energía almacenada en el sistema de AE. Esta gestión de carga y descarga del sistema de AE puede verse potenciado si además el usuario decide incluir un Sistema de Gestión de Energía (EMS) que, de acuerdo a las preferencias de cada usuario y el portafolio de tarifas que le ofrezca el agente que lo representa, podrá automatizar los periodos de carga y descarga del sistema de AE.

La Figura 78 muestra cómo sería el consumo de energía para un usuario con y sin AE; sin sistemas de AE el usuario se verá obligado a consumir energía de la red a altas tarifas durante las horas pico que suelen ser precisamente en las horas que el usuario necesita más energía, claro está que durante estas horas el usuario podrá decidir reducir su consumo de energía por completo y así reducir su coste en la tarifa de energía. Por el contrario, si cuenta con sistemas de AE trasladará su consumo de energía a horas valle.

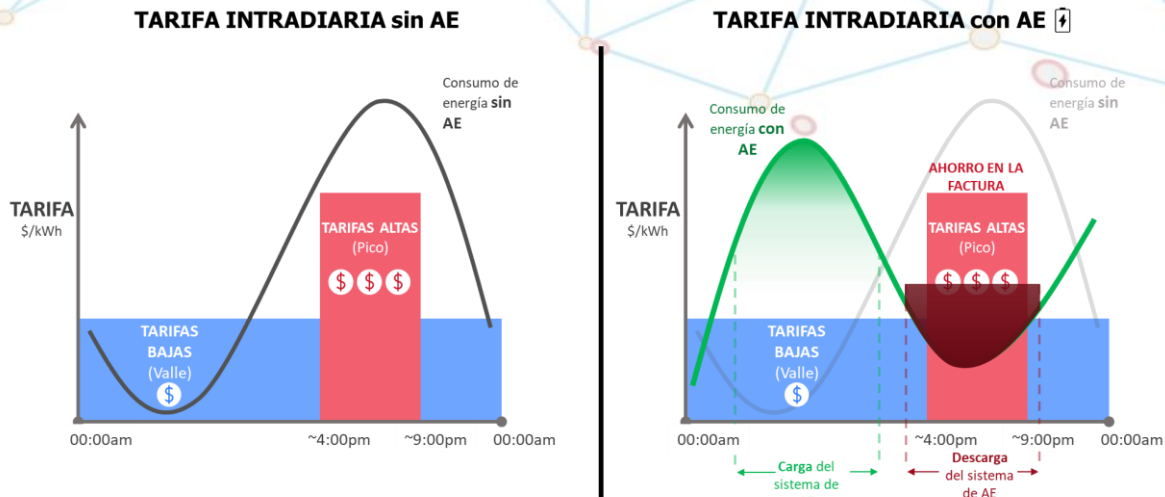


Figura 78 Programa de tarifa intradiaria con almacenamiento
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 79, se muestra el diagrama de diseño y operación del programa, este diagrama evidencia en la etapa de diseño la señal regulatoria proveniente de la CREG a los comercializadores, la tarifa intradiaria (tarifa_p) se emplea como principal habilitador para la implementación del programa. Dependiendo de las características definidas para la tarifa_p los comercializadores podrán ofrecer planes tarifarios a los usuarios tanto regulados como no regulados para que estos modifiquen sus consumos, acorde al beneficio que reciban por medio de las tarifas, a la vez los usuarios podrán administrar la forma en que consumen mediante sistemas de gestión de energía o de forma manual. Los consumos serán medidos de forma automática con los medidores avanzados los cuales enviarán la medición al gestor de la medida. El gestor de la medida es el encargado de remitir la medición para la operación de la red y a los comercializadores y si se requiere al ASIC. Los comercializadores son los encargados de liquidar los consumos de los usuarios transfiriendo el ahorro en la factura a los usuarios que participan en el programa.

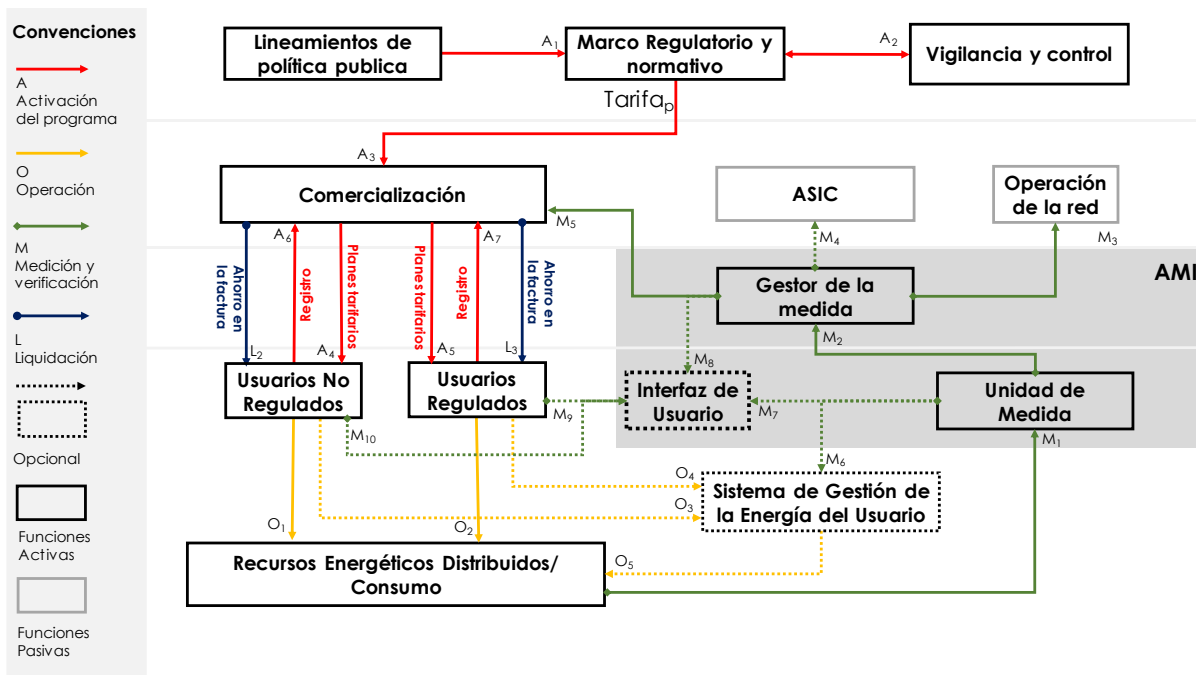


Figura 79 Esquema de alto nivel Programa Tarifas Intradiarias
Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 38, se presentarán los roles y responsabilidades de los actores o funcionalidades que interactúan en el Programa Tarifa Intradiaria.

Tabla 38. Roles y responsabilidades en el Programa Tarifa Intradiaria
Fuente: Elaboración propia

Actor/Funcionalidad	Descripción
Lineamientos de política	El Ministerio de Minas y Energía se encarga de diseñar la política del sector.
Marco regulatorio y normativo	La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la encargada de reglamentar, a través de normas jurídicas, el comportamiento de los usuarios y las empresas con el objetivo de asegurar la prestación de estos servicios públicos en condiciones de eficiencia económica con una adecuada cobertura y calidad del servicio.
Vigilancia y control	La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) se encargan de vigilar el comportamiento de los agentes y sancionar las violaciones a las leyes y reglas.
Comercialización	Se realiza a través del comercializador, este informará a los usuarios sobre el programa y les hará saber expresamente que cada usuario puede decidir libremente si participa o no en dicho programa y les proporcionará a los usuarios que decidan participar en el programa RD la información precisa y oportuna de los planes tarifarios, es decir; la tarifa intradiaria.
ASIC	Es el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales. Responsable del registro y liquidación de los contratos de largo plazo, de las transacciones en la Bolsa y de mantener el sistema de información del Mercado de Energía Mayorista (MEM).
Operación de la red	Proceso para garantizar el suministro confiable y con calidad del servicio a los usuarios del servicio de energía eléctrica. Está a cargo de los operadores de red -OR- (operación, mantenimiento, planeación de la expansión y gestión de pérdidas de las redes que forman parte del Sistema de Transmisión Regional -STR- o del Sistema de Distribución Local -SDL-).
AMI	Es la infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica, la operación y gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida.
Gestor de la Medida	Se encarga de interrogar los medidores de las fronteras comerciales u otros de su responsabilidad. Concentra y almacena las lecturas, realiza los procesos de validación y crítica de las mediciones. Se encarga de enviar reportes a los comercializadores de las lecturas de los medidores y si se requiere al ASIC.
Unidad de medida	Es un medidor avanzado de electricidad que calcula el consumo o inyección de energía de forma detallada. Estos aparatos tienen la posibilidad de comunicar la información a través de una red de telecomunicación hasta un gestor que realiza el procesamiento de datos.
Interfaz de usuario	Función que le permite a los usuarios acceder a la información de sus consumos o inyecciones de electricidad ya sea mediante dispositivos de interfaz Humana (HID por sus siglas en inglés) o mediante La Interfaz Hombre Máquina (HMI por sus siglas en inglés).
Usuario No Regulado	La CREG los define como persona natural o jurídica que una demanda mínima de 0,1 MW en potencia o de 55 MWh-mes en energía. Ellos pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía.
Usuario Regulado	La CREG los define como persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Aquí está la mayoría de los usuarios comerciales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos socioeconómicos, y algunos industriales.
Sistema de gestión de la energía del usuario	Estos dispositivos se localizan en las instalaciones de los usuarios y son utilizados como puerta de enlace para las comunicaciones. Además, ofrecen la capacidad de recopilar datos detallados en para cada equipo y generar una guía inteligente, específica y en tiempo real para encontrar y capturar las oportunidades de ahorro más atractivas.
Recursos Energéticos - Distribuidos/ Consumos	Recurso energético gestionable de baja capacidad para el suministro, almacenamiento o consumo, conectado en las redes de distribución o en las instalaciones de uso final.

Como se puede observar en la figura anterior ocurren una serie de interacciones entre los actores, en la Tabla 39, se describen dichas interacciones para la implementación del Programa de Tarifas Intradiarias.

Tabla 39. Interacciones en el programa de Tarifas Intradiarias

Fuente: Elaboración propia

Interacción	Descripción
A₁	El MME publicará lineamiento de política que faculte a la CREG para regular el programa.
A₂	La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio ejercerán su rol de vigilancia, supervisión y control de los agentes sancionando las violaciones a las leyes o reglas.
A₃	La CREG emite una resolución donde establezca una tarifa intradiaria, la fórmula tarifaria debe permitir a los comercializadores publicar las tarifas con el tiempo pertinente, en el cual los usuarios puedan tomar decisiones en la gestión de los consumos o inyección de energía. Por otra parte, los comercializadores deberían establecer un número de franjas intradiarias que dependerán de las condiciones específicas de la curva de carga en cada mercado, se recomiendan la utilización de máximo 3 franjas horarias.
A₄ y A₅	Los comercializadores de acuerdo a la formula tarifaria que establezca la CREG, ofrecerán planes tarifarios a sus usuarios regulados y no regulados, con el suficiente tiempo de antelación para que estos puedan gestionar de forma óptima sus consumos.
A₆ y A₇	Los usuarios regulados y no regulados podrán decidir si participar en el programa, por lo que deberán realizar un registro ante los comercializadores donde les informan que aceptan el plan tarifario que este les ofrezca. Se recomienda implementar un período de prueba de 3 meses en el que los usuarios puedan decidir si desean participar en el programa.
O₁ y O₂	Los usuarios que decidan participar en el programa pueden autogestionar sus consumos permitiendo alcanzar los ahorros financieros y energéticos que deseen. Es decir; pueden realizar la gestión de cargas ellos mismos, eligiendo el horario y magnitud de sus consumos.
O₃, O₄ y O₅	Los usuarios que decidan participar en el programa pueden optar por sistemas de gestión de energía, el cual sería controlado por ellos mismos. Un Sistema de gestión de la energía del Usuario permite medir, monitorear y controlar las cargas eléctricas; capturando la información necesaria para tomar mejores decisiones de cuál sería la forma óptima de consumir, al programar de manera automática sus consumos o inyecciones de energía acordes a los planes tarifarios ofrecidos por el comercializador.
M₁	Los Recursos energéticos distribuidos deberán conectarse a una unidad de medida avanzada la cual se encargará de registrar sus consumos o inyecciones de energía.
M₂	La unidad de medida avanzada enviara al gestor de la medida los consumos o inyecciones de energía de los usuarios, de acuerdo con los lineamientos de la resolución MME 4 0072/18 - 4 0843/19, la resolución CREG 038/14 u otro lineamiento que se disponga posteriormente.
M₃, M₄ y M₅	El gestor de la medida enviará la información para la operación de la red, al comercializador y si se requiere los registros de energía al ASIC.
M₆	Si el usuario cuenta con un sistema de gestión de la energía, la unidad de medida enviará los registros al sistema de gestión de la energía. Esto permite que se dé la gestión de acuerdo a la programación deseada por los usuarios.
M₇ y M₈	La unidad de medida y/o el gestor de la medida enviaran la información de los registros al interfaz de usuario según sea la configuración con la que cuenten los usuarios. Esto permitirá que los usuarios puedan tener información de sus registros en el momento deseado.
M₉ y M₁₀	Los usuarios regulados y no regulados que cuenten con un interfaz podrán observar sus registros de energía en el momento que lo deseen accediendo a dicho interfaz.
L₂ y L₃	Los comercializadores con los registros de energía de la interacción M ₅ facturarán a los usuarios regulados y no regulados, lo correspondiente a la participación en el programa de acuerdo al plan tarifario establecido previamente en las interacciones A ₄ y A ₅ .

4.4.2. Programa Gestión de Carga

En este programa de RD se acuerda la gestión de cargas de todo tipo, siempre y cuando estas no presenten alguna condición operativa tal como: usuarios que estén en las primeras etapas del esquema de deslastre de carga por baja frecuencia, usuarios que estén con limitación de suministro, usuarios incluidos en esquemas suplementarios, usuarios que hagan parte de otros programas de respuesta a la demanda que no cuenten con capacidad para participar en varios programas RD simultáneamente, entre otras.

Las cargas pueden ser gestionadas mediante actuadores automáticos controlados por un tercero o el mismo usuario y mediante acciones manuales. Este programa se puede usar como un recurso operativo del sistema en alivio de restricciones y servicios complementarios.

Sin sistemas de AE el usuario que tenga contratada la participación en este tipo de programas de RD, deberá desconectar los equipos que tenga comprometidos en la gestión de carga y de esa forma cumplir con las obligaciones pactadas. La Figura 80 muestra cómo sería el consumo de energía de un usuario inscrito en el programa y la reducción en el consumo de energía durante eventos RD, en el caso de que decida instalar sistemas de AE el usuario podrá continuar con sus operaciones normalmente y suplir sus obligaciones de reducción de energía con la energía que tenga almacenada total o parcialmente, además de aumentar su capacidad para participar en varios programas de RD.

En la Figura 81, se muestra el diagrama de diseño y operación del programa, En la etapa de diseño del programa la CREG debe emitir una resolución en la cual defina aspectos como: el responsable de la operación del programa, el encargado de representar ante el MEM a los recursos energéticos distribuidos si se requieren y definir la metodología de Línea Base de Consumo (LBC). Los comercializadores/agregadores podrán ofrecer diferentes portafolios para que los usuarios accedan a gestionar cargas por medio de acuerdos o contratos bilaterales. El control de las cargas se podrá realizar de forma automática mediante EMS o de forma manual y lo podrá ejecutar el comercializador/agregador o el usuario. A su vez, el comercializar/agregador podrá hacer una oferta al responsable de la operación del programa indicando ubicación, precio de oferta y disponibilidad para cada periodo de la carga gestionable y el operador le asignará la programación para dicha gestión. Los medidores avanzados enviarán la medición al gestor de la medida y este es el encargado de remitir la medición a los comercializadores/agregadores y si se requiere al ASIC. El comercializador/agregador, realiza el proceso comercial de la remuneración acordada en el contrato a los usuarios que participen en el programa.

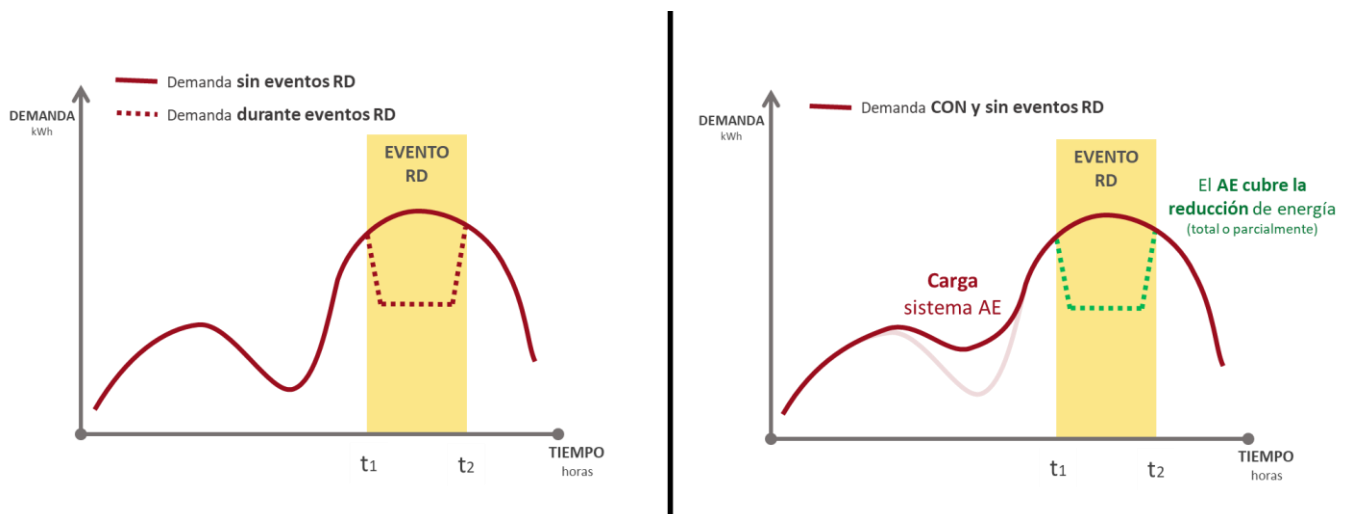


Figura 80 Programa de gestión de carga (PGC) con almacenamiento
Fuente: Elaboración propia

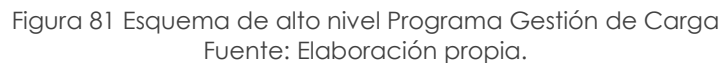


Tabla 40. Roles y responsabilidades en el Programa Gestión de Carga
Fuente: Elaboración propia

Edf. TecnoParque Cr.46#56-11 Piso13 | Tel: (574) 4441211 Ext.190 | Medellín-Colombia | www.colombiainteligente.org | @colombiaintelig | 170 de 263

Actor/Funcionalidad	Descripción
	• Registrar la frontera como parte de un programa RD con medición directa asociándola a la frontera de consumo del usuario registrada ante el ASIC en el Mercado Mayorista. • Calcular la Línea Base de Consumo.
Usuarios	Usuario de uso final del servicio de energía que se clasifican en regulados y no regulados.
ASIC	Es el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales. Responsable del registro y liquidación de los contratos de largo plazo, de las transacciones en la Bolsa y de mantener el sistema de información del Mercado de Energía Mayorista (MEM).
Operación de la red	Proceso para garantizar el suministro confiable y con calidad del servicio a los usuarios del servicio de energía eléctrica. Está a cargo de los operadores de red -OR- (operación, mantenimiento, planeación de la expansión y gestión de pérdidas de las redes que forman parte del Sistema de Transmisión Regional -STR- o del Sistema de Distribución Local -SDL-).
AMI	Es la infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica, la operación y gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida.
Gestor de la Medida	Se encarga de interrogar los medidores de las fronteras comerciales u otros de su responsabilidad. Concentra y almacena las lecturas, realiza los procesos de validación y crítica de las mediciones. Se encarga de enviar reportes a los comercializadores/agregadores de las lecturas de los medidores y si se requiere al ASIC.
Unidad de medida	Es un medidor avanzado de electricidad que calcula el consumo o inyección de energía de forma detallada. Estos aparatos tienen la posibilidad de comunicar la información a través de una red de telecomunicación hasta un gestor que realiza el procesamiento de datos.
Interfaz de usuario	Función que le permite a los usuarios acceder a la información de sus consumos o inyecciones de electricidad ya sea mediante dispositivos de interfaz Humana (HID por sus siglas en inglés) o mediante La Interfaz Hombre Máquina (HMI por sus siglas en inglés).
Sistema de gestión de la energía del usuario	Estos dispositivos se localizan en las instalaciones de los usuarios y son utilizados como puerta de enlace para las comunicaciones. Además, ofrecen la capacidad de recopilar datos detallados en para cada equipo y generar una guía inteligente, específica y en tiempo real para encontrar y capturar las oportunidades de ahorro más atractivas.
Recursos Energéticos Distribuidos/ Consumos	Recurso energético gestionable de baja capacidad para el suministro, almacenamiento o consumo, conectado en las redes de distribución o en las instalaciones de uso final.

Como se puede observar en la figura anterior ocurren una serie de interacciones entre los actores, en la Tabla 41, se describen las interacciones para la implementación del Programa Gestión de Carga.

Tabla 41. Interacciones en el Programa Gestión de Carga
Fuente: Elaboración propia

Interacción	Descripción
A₁	El MME publicará lineamientos de política que faculte a la CREG para regular el programa.
A₂	La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio ejercerán su rol de vigilancia, supervisión y control de los agentes sancionando las violaciones a las leyes o reglas.
A₃	La CREG debe habilitar a los comercializadores para ser los representantes ante el mercado de los usuarios que deseen participar en el programa. Sin embargo, también se debe crear un nuevo agente que cumpla la misma función el cual es conocido como Agregador. Esto permitirá que puedan ser agrupados varios usuarios interesados en participar del programa y alcanzar cantidades considerables para ser ofertadas. En concordancia con lo anterior es necesario que se defina la metodología de Línea Base de Consumo teniendo en cuenta diferentes condiciones de los usuarios, tales como: temperatura, hábitos de consumo, ubicación geográfica, topología de la red eléctrica, entre otros.

Interacción	Descripción
A ₄	La CREG emite una resolución donde establezca el responsable de la operación del programa, el cual se encargará de administrar las ofertas resultantes de la gestión de carga; las cuales pueden ser un recurso activo para optimizar la contratación de los comercializadores o un recurso operativo para el alivio de restricciones de un operador de red local o nacional.
A ₅	El comercializador/agregador podrá ofrecer a los usuarios portafolios donde ellos se comprometen a realizar la gestión de cargas a cambio de unos beneficios económicos previamente establecidos.
A ₆	Los usuarios por medio de contratos bilaterales acuerdan la gestión de cargas con los comercializadores, agregadores o agentes que requieren el servicio. El contrato debe especificar la siguiente información: • Información del comprador. • Información del vendedor. • Vigencia del contrato, es decir; la fecha de inicio y fin del contrato. • Ubicación de la carga gestionable, es decir; el nombre de la barra donde está conectada esa carga. • Fecha de firma del contrato. • Cantidades (kWh-día) correspondientes a cada una de las fechas dentro del rango de vigencia del contrato. • Periodos y duración de la gestión de las cargas • Potencia de las cargas gestionables. • Recompensa económica por la gestión de las cargas y otro tipo de beneficios. • Notificaciones previas de la gestión de cargas con tiempo mínimos y máximos. • Número máximo y mínimo de participación en eventos. • Definición del responsable en realizar la gestión de la carga, está la puede realizar el usuario o el comercializador/agregador con o sin aviso previo como quede estipulado. • Penalizaciones por incumplimiento de cualquiera de las partes. • Mecanismo de verificación de la participación en el programa. • Firma de los contactos autorizados.
A ₇	El agente que requiera el servicio podrá negociar directamente sin necesidad de un comercializador/agregador con los usuarios la gestión de cargas ofreciendo sus portafolios donde ellos se comprometen a realizar la gestión de cargas a cambio de unos beneficios económicos previamente establecidos.
A ₈	El agente que requiera el servicio podrá negociar directamente sin necesidad de un comercializador/agregador con los usuarios la gestión de la carga mediante contratos bilaterales. El acuerdo se registrará en un contrato que puede contener la misma información de la interacción A ₆ .
O ₁	El comercializador/agregador en representación de los usuarios hará ofertas ante el agente que requiere el servicio, con la cantidad disponible para ser gestionada de acuerdo a lo pactado en el contrato mencionado en la interacción A ₆ y también deberá contener el precio de oferta, el cual es definido por el comercializador/agregador.
O ₂	El agente que requiere el servicio con las ofertas recibidas por parte del comercializador/agregador, tendrá la potestad de asignar la programación e informarla con el debido tiempo de antelación.
O ₃	Los usuarios que decidan participar en el programa pueden autogestionar sus consumos con el fin de cumplir con el compromiso adquirido en el acuerdo de la interacción A ₆ o A ₈ .
O ₄ , O ₅ y O ₆	Los usuarios que decidan participar en el programa pueden optar por sistemas de gestión de energía controlados por ellos mismos o por el comercializador/agregador. La forma de gestionar las cargas comprometidas debe estar plasmado en el contrato de la interacción A ₆ . Un sistema de gestión de la energía permite medir, monitorear y controlar las cargas eléctricas de forma remota.
O ₇	El comercializador/agregador podrá realizar la gestión de las cargas de los usuarios de forma manual según sea acordado en la interacción A ₆ .
O ₈ y O ₉	Los agentes que requieren el servicio y negocien con los usuarios directamente pueden controlar las cargas de forma manual o automática por medio de sistemas de gestión de la energía ubicados en las instalaciones de los usuarios según quede definido en la interacción A ₈ .
M ₁	Los Recursos energéticos distribuidos deberán conectarse a una unidad de medida avanzada la cual se encargará de registrar sus consumos.
M ₂	La unidad de medida avanzada enviará al gestor de la medida los consumos de los usuarios, de acuerdo con los lineamientos de la resolución MME 4 0843/19 y la resolución CREG 038/14 u otros lineamientos que se definan posteriormente.

Interacción	Descripción
M ₃	El gestor de la medida si se requiere enviará la información de los registros al ASIC, para que este realice la liquidación de las transacciones que se realicen en el MEM.
M ₄ y M ₅	El gestor de la medida enviará la información para la operación de la res y los registros al agente que requiera el servicio y al comercializador/agregador. Dependiendo de quién sea el agente que realice el acuerdo de la gestión de las cargas con los usuarios interrelaciones A ₆ o A ₈ , este será el responsable de calcular la LBC para realizar la respectiva liquidación pactada (interacciones L ₁ y L ₂). Al mismo tiempo el agente que requiere el servicio utilizará esta información para realizar la liquidación de aquellos usuarios que le hayan prestado algún servicio por medio del programa.
M ₆	Si el usuario cuenta con un sistema de gestión de la energía, la unidad de medida enviará los consumos al sistema. Con el fin de que este pueda gestionar de acuerdo a su programación.
M ₇ y M ₈	La unidad de medida y/o el gestor de la medida enviarán la información de los consumos al interfaz de usuario según sea la configuración con la que cuenten los usuarios. Esto permitirá que los usuarios puedan tener información de sus consumos en el momento deseado.
M ₉	Los usuarios que cuenten con un interfaz podrán observar sus consumos en el momento que lo deseen accediendo a dicho interfaz.
L ₂	El comercializador/agregador con base en la información procesada en las interacciones L ₁ y M ₅ contrastará la LBC con la gestión de cargas realizada por cada usuario, a fin de pagar a los usuarios que hayan participado en el programa lo establecido en el contrato de la interacción A ₆ .
L ₃	El agente que requiere el servicio con base en la información procesada en la interacción M ₄ contrastará la LBC con la gestión de cargas realizada por cada usuario, a fin de pagar a los usuarios que hayan participado en el programa lo establecido en el contrato de la interacción A ₈ .

4.4.3. Programa Demanda en el Mercado

Este programa de RD, un agente en representación de los usuarios hace ofertas de reducción de carga ante el mercado, las cargas no pueden presentar alguna condición operativa tal como: usuarios que estén en las primeras etapas del esquema de deslastre de carga por baja frecuencia, usuarios que estén con limitación de suministro, usuarios incluidos en esquemas suplementarios, usuarios que hagan parte de otros programas de respuesta a la demanda que no cuenten con capacidad para participar en varios programas RD simultáneamente, entre otras. La oferta debe incluir la cantidad de carga a reducir y el precio de oferta; se deberá validar por parte del operador del mercado el impacto que pueda tener el traslado de este consumo hacia otros periodos. Este programa está focalizado para el despacho económico, la prestación de servicios complementarios, y en el alivio de restricciones.

Al incluir sistemas de AE, el usuario podrá cumplir con sus obligaciones contractuales sin verse en la necesidad de sacrificar sus necesidades de energía. La Figura 82 ejemplifica el consumo de energía de un usuario inscrito en el programa con y sin almacenamiento de energía, donde se observa que el sistema de AE es capaz de cubrir las reducciones de energía que se comprometan al mercado.

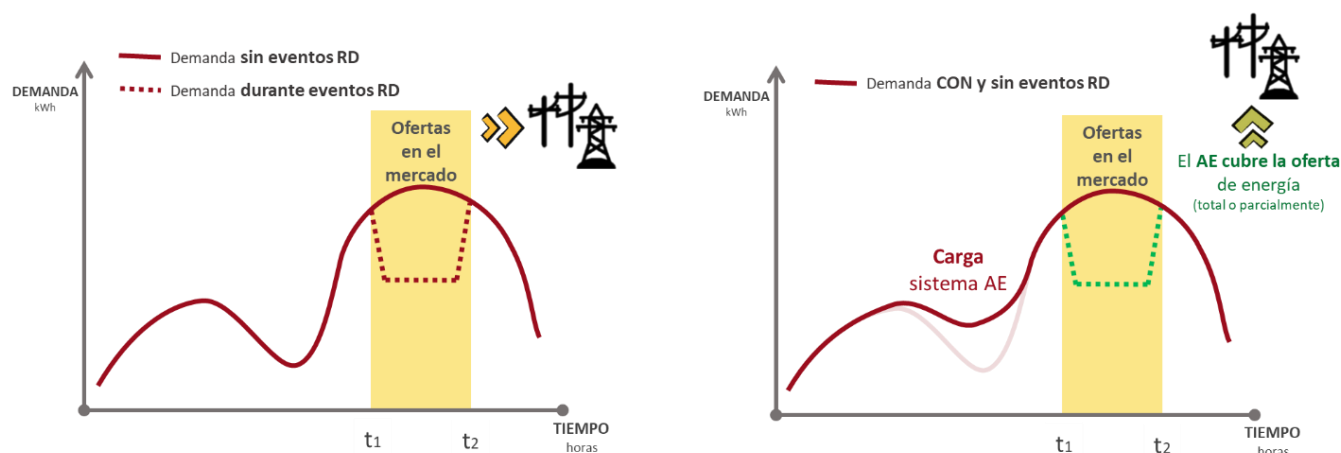


Figura 82 Programa de demanda en el mercado con almacenamiento
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 83, se muestra el diagrama de diseño y operación del programa, en la etapa de diseño del programa la CREG debe emitir una resolución en la cual defina aspectos como: habilitar la participación de la demanda en el mercado, definir en cuales mercados podrá participar la demanda, asignar el encargado de representar ante el mercado a los recursos energéticos distribuidos y precisar la metodología de Línea Base de Consumo (LBC). El comercializador/Agregador podrá ofrecer diferentes portafolios para que los usuarios accedan a gestionar sus cargas por medio de acuerdos o contratos bilaterales. El control de las cargas se podrá realizar de forma automática mediante sistemas de gestión de la energía de los usuarios o de forma manual y lo podrá ejecutar el comercializador/Agregador o el usuario. A su vez, el comercializador/agregador realizará una oferta al administrador del mercado indicando ubicación, disponibilidad y precio para cada periodo de la carga gestionable; el administrador le asignará la programación en mérito para dicha gestión. Los medidores inteligentes enviarán la medición al gestor de la medida y este es el encargado de remitir la medición comercializador/agregador y al ASIC. El ASIC será el responsable de realizar el cálculo y la verificación de la LBC para expedir la liquidación. Por otra parte, el comercializador/agregador será el encargado de pagar la remuneración acordada en el contrato a los usuarios que participen en el programa.

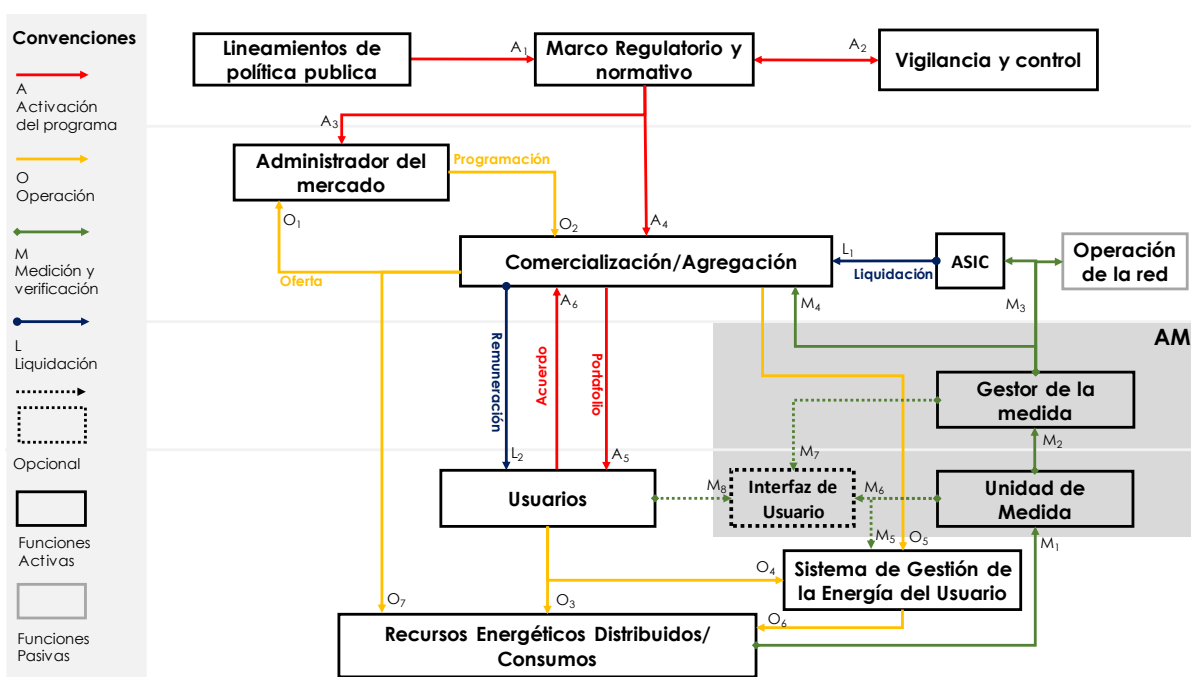


Figura 83 Esquema de alto nivel Programa Demanda en el Mercado
Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 42, se presentan los roles y responsabilidades de los actores o funcionalidades que interactúan en el Programa Demanda en el Mercado.

Tabla 42. Roles y responsabilidades en el Programa Demanda en el Mercado
Fuente: Elaboración propia

Actor/Funcionalidad	Descripción
Lineamientos de política	El Ministerio de Minas y Energía se encarga de diseñar la política del sector.
Marco regulatorio y normativo	La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la encargada de reglamentar, a través de normas jurídicas, el comportamiento de los usuarios y las empresas con el objetivo de asegurar la prestación de estos servicios públicos en condiciones de eficiencia económica con una adecuada cobertura y calidad del servicio.
Vigilancia y control	La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) se encargan de vigilar el comportamiento de los agentes y sancionar las violaciones a las leyes y reglas.

Actor/Funcionalidad	Descripción
Administrador del mercado	El administrador del mercado, XM, es el encargado por medio del Centro Nacional de Despacho (CND) de la planeación, la supervisión y el control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica. Por lo tanto, será el encargado de administrar la participación activa de la demanda en el mercado de energía.
Comercialización/ Agregación	Esta actividad la realiza el comercializador/ agregador encargado de representar ante el mercado a los usuarios que participen en programas de RD. Adicionalmente tienen las siguientes responsabilidades: • Gestionar el portafolio de los usuarios en los programas RD. • Informar al usuario las condiciones de RD, dejando claro que el programa de RD no es condición necesaria para la firma de un contrato de compraventa o suministro de energía y viceversa. • Presentar al CND las ofertas de RD. • Planear, coordinar, supervisar y controlar la gestión de los recursos RD. • Suministrar al CND en tiempo real la medición agregada de los usuarios que estén participando en los programas RD. • Suministrar información al ASIC para la verificación y liquidación de los programas RD. • Garantizar que los medidores que se utilicen cumplan con los requisitos establecidos en el Código de Medida. • Registrar la frontera como parte de un programa RD con medición directa asociándola a la frontera de consumo del usuario registrada ante el ASIC en el Mercado Mayorista. • Solicitar al ASIC calcular la Línea Base de Consumo.
Usuarios	Usuario de uso final del servicio de energía que se clasifican en regulados y no regulados.
ASIC	Es el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales. Responsable del registro y liquidación de los contratos de largo plazo, de las transacciones en la Bolsa, de mantener el sistema de información del (MEM) y también será el responsable de calcular la LBC para realizar la respectiva liquidación por la participación en el programa.
Operación de la red	Proceso para garantizar el suministro confiable y con calidad del servicio a los usuarios del servicio de energía eléctrica. Está a cargo de los operadores de red -OR- (operación, mantenimiento, planeación de la expansión y gestión de pérdidas de las redes que forman parte del Sistema de Transmisión Regional -STR- o del Sistema de Distribución Local -SDL-).
AMI	Es la infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica, la operación y gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida.
Gestor de la Medida	Se encarga de interrogar los medidores de las fronteras comerciales u otros de su responsabilidad. Concentra y almacena las lecturas, realiza los procesos de validación y crítica de las mediciones. Se encarga de enviar reportes a los comercializadores/agregadores de las lecturas de los medidores y al ASIC.
Unidad de medida	Es un medidor avanzado de electricidad que calcula el consumo o inyección de energía de forma detallada. Estos aparatos tienen la posibilidad de comunicar la información a través de una red de telecomunicación hasta un gestor que realiza el procesamiento de datos.
Interfaz de usuario	Función que le permite a los usuarios acceder a la información de sus consumos o inyecciones de electricidad ya sea mediante dispositivos de interfaz Humana (HID por sus siglas en inglés) o mediante La Interfaz Hombre Máquina (HMI por sus siglas en inglés).
Sistema de gestión de la energía del usuario	Estos dispositivos se localizan en las instalaciones de los usuarios y son utilizados como puerta de enlace para las comunicaciones. Además, ofrecen la capacidad de recopilar datos detallados en para cada equipo y generar una guía inteligente, específica y en tiempo real para encontrar y capturar las oportunidades de ahorro más atractivas.
Recursos Energéticos - Distribuidos/ Consumos	Recurso energético gestionable de baja capacidad para el suministro, almacenamiento o consumo, conectado en las redes de distribución o en las instalaciones de uso final.

En la Tabla 43, se describen las interacciones para la implementación del Programa Demanda en el Mercado.

Tabla 43. Interacciones en el Programa Demanda en el Mercado
Fuente: Elaboración propia

Interacción	Descripción
A ₁	El MME publicará lineamientos de política que faculte a la CREG para regular el programa.
A ₂	Vigilancia, supervisión y control de las entidades Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y Superintendencia de Industria y Comercio en la operación del programa.
A ₃	La CREG emite una resolución donde habilite a la demanda la participación activa en el mercado a través del programa, lo cual pondrá a disposición del administrador del mercado dicho recurso para mantener la operación del sistema interconectado cumpliendo los criterios de seguridad y confiabilidad. En concordancia con lo anterior es necesario que se defina la metodología de Línea Base de Consumo para que el ASIC sea el responsable de calcularla, la LBC debe tener en cuenta diferentes condiciones de los usuarios, como: temperatura, hábitos de consumo, ubicación geográfica, topología de la red eléctrica, entre otros.
A ₄	La CREG debe habilitar a los comercializadores para ser los representantes ante el mercado de los usuarios que deseen participar en el programa. Sin embargo, también se debe crear un nuevo agente independiente que cumpla la misma función el cual es conocido como Agregador. Esto permitirá que puedan ser agrupados varios usuarios interesados en participar del programa y alcanzar cantidades considerables para ser ofertadas.
A ₅	El comercializador/agregador podrá ofrecer a los usuarios portafolios donde ellos se comprometen a realizar la gestión de cargas a cambio de unos beneficios económicos previamente establecidos.
A ₆	Los usuarios por medio de contratos bilaterales acuerdan la gestión de cargas. Estos contratos deben ser registrados ante el ASIC cumpliendo los requisitos que han sido definidos por la reglamentación vigente. El contrato debe especificar la siguiente información: • Información del comprador. • Información del vendedor. • Vigencia del contrato, es decir; la fecha de inicio y fin del contrato. • Ubicación de la carga gestionable, es decir; el nombre de la barra donde está conectada esa carga. • Fecha de firma del contrato. • Cantidades (kWh-día) correspondientes a cada una de las fechas dentro del rango de vigencia del contrato. • Periodos y duración de la gestión de las cargas. • Potencia de las cargas gestionables. • Recompensa económica por la gestión de las cargas y otro tipo de beneficios. • Notificaciones previas de la gestión de cargas con tiempos mínimos y máximos. • Número máximo y mínimo de participación en eventos. • Definición del responsable en realizar la gestión de la carga, está la puede realizar el usuario o el comercializador/agregador con o sin aviso previo como quede estipulado. • Penalizaciones por incumplimiento de cualquiera de las partes. • Mecanismo de verificación de la participación en el programa. • Firma de los contactos autorizados.
O ₁	El comercializador/agregador en representación de los usuarios hará ofertas ante el administrador del mercado, con la cantidad de carga a reducir y el precio de oferta. Estas cantidades pueden provenir de un portafolio del Programa Gestión de Carga.
O ₂	El administrador del mercado deberá incluir las ofertas obtenidas en la interacción O ₁ , para esto se debe modificar el despacho económico; pasando de una minimización de los costos a una maximización del beneficio social, donde se puedan incorporar de forma explícita dichas ofertas.
O ₃	Los usuarios que decidan participar en el programa pueden autogestionar sus consumos con el fin de cumplir con el compromiso adquiridos en el acuerdo de la interacción A ₆ .
O ₄ , O ₅ y O ₆	Los usuarios que decidan participar en el programa pueden optar por sistemas de gestión de energía en sus instalaciones controlado por ellos mismos o por el comercializador/agregador. La forma de gestionar las cargas comprometidas debe estar plasmado en el contrato de la interacción A ₆ .
O ₇	El comercializador/agregador podrá gestionar de forma manual los consumos de los usuarios.

Interacción	Descripción
O ₈	El ASIC con la información de los consumos calculará la LBC la cual le permitirá realizar la liquidación por la participación en el programa a los usuarios que participen.
M ₁	Los Recursos energéticos distribuidos deberán conectarse a una unidad de medida avanzada la cual se encargará de registrar sus consumos.
M ₂	La unidad de medida avanzada enviara al gestor de la medida los consumos de los usuarios, de acuerdo con los lineamientos de la resolución MME 4 0072/18 - 4 0843/19, la resolución CREG 038/14 u otros lineamientos que se definan posteriormente.
M ₃ y M ₄	El gestor de la medida enviará la información para la operación de la red y los registro de consumos al comercializador/agregador y al ASIC.
M ₅	Si el usuario cuenta con un sistema de gestión de la energía, la unidad de medida enviará los consumos al sistema. Con el fin de que este pueda gestionar de acuerdo a su programación.
M ₆ y M ₇	La unidad de medida y/o el gestor de la medida enviaran la información de los consumos al interfaz de usuario según sea la configuración con la que cuenten los usuarios. Esto permitirá que los usuarios puedan tener información de sus consumos en el momento deseado.
M ₈	Los usuarios que cuenten con un interfaz podrán observar sus consumos en el momento que lo deseen accediendo a dicho interfaz.
L ₁	Con la información obtenida por la interacción M ₂ y O ₇ , el ASIC contrastará la LBC con la gestión de cargas realizada por cada usuario, definiendo la responsabilidad por los consumos y enviándolas al comercializador/agregador para realizar la liquidación a los usuarios que hayan participado en el programa. También liquidara la remuneración al comercializador/agregador de acuerdo a las interacciones O ₁ y O ₂ .
L ₂	El comercializador/agregador con base en la información procesada en las interacciones M ₃ y L ₁ contrastará la LBC con la gestión de cargas realizada por cada usuario, a fin de pagar a los usuarios que hayan participado en el programa lo establecido en la interacción A ₆ .

4.4.4. Criterios Operativos y de Participación del Almacenamiento en Programas RD

A continuación, se señalan los criterios operativos y de participación en el mercado necesarios para el uso de sistemas de almacenamiento de energía en programas RD.

Criterios para participación

Para que el almacenamiento de energía pueda participar de los programas RD, se hacen necesarios ciertos criterios, entre ellos está la elegibilidad para la prestación de servicios, la energía de carga y descarga, y los acuerdos con agentes. En la Tabla 44, se describen estos criterios

Tabla 44 Elementos de participación de recursos RD-AE en el mercado
Fuente: Elaboración propia

Criterios de participación	Descripción
Elegibilidad para la prestación de servicios	Asegurar la elegibilidad de los recursos de RD complementados con sistemas de AE para proporcionar los servicios de energía mayorista (energía y servicios auxiliares) que sea técnicamente capaz de proporcionar.
Energía de carga/descarga	Cargos y liquidaciones por el uso de energía de la red y la entrega de energía a la red. Transacciones reguladas y transacciones en el mercado mayorista.
Acuerdos con agentes	Comercializadores o agregadores, que aseguren que los recursos puedan ser despachados a través del mercado mayorista, permitiendo ofertar precios en los mercados diario e intradiario.

a) Elegibilidad para la prestación de servicios

Para que un sistema sea elegible debería cumplir con los siguientes criterios:

- **Disponer de reducción:** El usuario debe de tener una carga disponible para que su consumo pueda ser reducido o trasladado a otras horas del día.
- **Tiempo de respuesta:** El usuario debe de estar en la capacidad de entregar la reducción acordada dentro de un periodo de rampa determinado (por ejemplo, de 10 a 30 minutos), o ser capaz de cambiar su patrón de consumo por hora.

- **Duración del evento:** El usuario debe de estar en la capacidad de sostener la reducción de carga durante la totalidad del evento al cual sea llamado. Esta duración puede ser de varios minutos (mínimo 15 minutos) hasta varias horas, dependiendo del acuerdo que se tenga previamente establecido con su representante (comercializador o agregador) de servicios. Teniendo en cuenta el acuerdo que el usuario tenga con el proveedor de servicios RD, el usuario podrá declarar un tiempo máximo de disponibilidad, acorde a sus necesidades.
- **Contar con los elementos tecnológicos:** En la mayoría de los casos, el usuario debe tener un medidor avanzado o un medidor de intervalos, que permita registrar medidas en intervalos de una hora o menores. Para algunos servicios, el usuario también deberá tener telemetría: comunicación en tiempo real sobre su demanda eléctrica. Todos los elementos que integren el sistema deberán cumplir con los requisitos de condiciones de uso, interoperabilidad y ciberseguridad establecidos por la CREG y acuerdos establecidos por el Consejo Nacional de Operación – CNO como el acuerdo 1043 de 2018 que establece las condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia otros agentes; y el acuerdo 1241 de 2019 que versa sobre la ciberseguridad. La implementación de Sistemas de Gestión de Energía (EMS por sus siglas en inglés) permiten automatizar el control del encendido y apagado de los dispositivos, al igual que gestionar la energía generada (principalmente con FNCER) y almacenada por el usuario.

b) Energía de carga/descarga

Los sistemas de AE tienen múltiples opciones para obtener la energía necesaria para cargarse, pueden estar conectados a un sistema de generación de energía in situ (por ejemplo, sistemas de energía solar más almacenamiento) y cargarse por medio de los excedentes de generación o pueden ser cargados con energía comprada directamente desde la red.

- **Transacciones reguladas:** La energía almacenada que suministra servicios de consumo final al propietario del sistema de AE se obtendría a través de transacciones minoristas, reguladas por la CREG, mediante los esquemas tarifarios acordados con los proveedores del servicio (comercializadores o agregadores).
- **Transacciones mercado mayorista:** La energía comprada a la red para su carga, en la que la energía almacenada se inyectará posteriormente de nuevo a la red para su reventa, se efectuaría a través de una transacción en el mercado mayorista. El proveedor de servicios debe de disponer los elementos tecnológicos necesarios para garantizar la medición de toda la energía que entra y sale del sistema de AE y así diferenciar claramente las actividades minoristas (compra regulada de energía) de las mayoristas (venta de energía en el mercado).

c) Acuerdos con agentes

- **Portafolio:** El proveedor de servicios RD (comercializador o agregador) podrá ofrecer dentro de su portafolio, el precio máximo de la energía en tiempo real para el cual el usuario está dispuesto a operar; si se supera este límite, el usuario puede acordar con el proveedor de servicios RD reducir su consumo.
- **Usos en servicios complementarios:** En el caso de que el sistema de AE desee utilizarse para la prestación de servicios complementarios, el sistema de AE debe ser capaz de cumplir todos los requisitos técnicos existentes, aplicables en principio a todos los demás prestadores de servicios potenciales, para garantizar la prestación fiable de dichos servicios.
- **Incentivos:** Garantizar que los recursos de RD complementados con sistemas de AE pueden ser despachados y fijar el incentivo para cada programa (es decir, como comprador y como vendedor de servicios del mercado mayorista y minorista de energía).
- **Incumplimientos:** Definir compensaciones o penalidades por incumplimiento.
- **Notificación:** Acordar con los proveedores de servicios RD el tiempo mínimo de notificación (por ejemplo 12 horas antes para participación en mercados diarios y 30 minutos para mercados intradiarios) para reducir la demanda de energía. Notificar la programación y adjudicación de eventos.
- **Verificación de la disponibilidad:** Mediante telemetría, calculado después del período de compromiso o mediante pruebas de disponibilidad periódicas que se realicen a los recursos ofertados (mensuales o anuales).

Criterios Operativos

Los sistemas de AE que van a participar en los programas RD deben cumplir con seis (6) criterios mínimos, en la Tabla 45 se enuncian estos criterios.

Tabla 45 Criterios operacionales mínimos
Fuente: Elaboración propia

Criterio	Descripción	Unidades
Estado de carga	Representa la cantidad de energía almacenada en relación con la capacidad total de almacenamiento del sistema. Representa el estado de carga inicial previsto para el intervalo de mercado en el que se oferta. Este parámetro refleja las condiciones operativas reales del sistema de AE y proporciona una mayor certeza al agente encargado de despachar u ofertar los recursos acerca de la capacidad del sistema de AE. La administración del estado de carga del sistema de AE puede ser autogestionado por el usuario, sujeta a penalizaciones por incumplimiento de los acuerdos u obligaciones preestablecidas. $\frac{\text{Energía almacenada}}{\text{Capacidad de almacenamiento}} \times 100$	Porcentaje %
Máximo estado de carga	Valor máximo admisible para el estado de carga que no debe de ser sobrepasado (por ejemplo 95% del estado de carga). Limita la capacidad de carga del sistema de AE por parte del responsable de la operación, asegurando una operación del sistema dentro sus especificaciones de diseño. Debe permitirse el suministro de valores estáticos o dinámicos.	Porcentaje %
Mínimo estado de carga	Valor mínimo admisible para el estado de carga que no debe de ser sobrepasado (por ejemplo 5% del estado de carga). Limita la capacidad de descarga del sistema de AE por parte del responsable de la operación, asegurando una operación del sistema dentro sus especificaciones de diseño. Debe permitirse el suministro de valores estáticos o dinámicos.	Porcentaje %
Tiempo mínimo de operación	Tiempo mínimo que un sistema de almacenamiento es apto para inyectar energía a la red. Previene el desgaste del sistema de almacenamiento debido a arranques y paradas frecuentes.	Minutos/horas
Tiempo máximo de operación	Tiempo máximo que un sistema de almacenamiento es apto para inyectar energía a la red. Establecido por limitaciones físicas, operativas o contractuales.	Minutos/horas
Eficiencia mínima del sistema	Cantidad de energía que puede devolver al sistema comparada con la energía que toma	Porcentaje %

Los propietarios deben estar autorizados a autogestionar el estado de carga de sus respectivos recursos de AE. De manera opcional, agentes externos responsables por la operación (por ejemplo, comercializadores, agregadores, entre otros) pueden disponer de mecanismos para gestionar el estado de carga del sistema de AE, pero la elección de dicha gestión automatizada debe ser voluntaria y autorizada explícitamente por el propietario del sistema de AE.

La gestión del estado de carga del sistema de AE a cargo del propio usuario, puede reducir el desgaste de los sistemas de AE mediante una mejor supervisión de los límites operativos críticos (carga/descarga) establecidos por el fabricante; sin embargo, esta autogestión puede acarrear problemas operativos en la red o indisponibilidad de los recursos en un momento determinado. La telemetría en tiempo real puede mitigar parte de este riesgo en el caso de que la gestión del estado de carga este a cargo de un tercero, pero los operadores todavía tienen algún riesgo residual de operación por debajo del nivel óptimo de los recursos debido a fallas o inexactitudes de la telemetría.

Por otra parte, los sistemas de gestión de energía EMS permiten optimizar los beneficios para el usuario durante su participación de programas de RD, dado que, además de visualizar el consumo de energía y controlar la energización de dispositivos, estos sistemas se encargan principalmente de:

- **Establecer las preferencias de consumo de los usuarios:** el usuario le indica al sistema las cargas que él considere críticas, por ende, deben permanecer energizadas siempre; análogamente indicará también las cargas que pueden ser desconectadas y los periodos en los cuales se puede realizar esta desconexión. También, según los acuerdos que defina el usuario con el agente prestador del servicio, el EMS podrá energizar de forma selectiva las cargas que el usuario indique, de forma que se realice el mayor consumo de energía durante periodos de tarifas más bajas.
- **Cumplimiento de obligaciones y compromisos:** cumplir automáticamente con las obligaciones de desconexión que se establezcan en los acuerdos con comercializadores o agregadores.
- **Optimizar tarifas:** de acuerdo con el esquema de tarifas intradiarias que se disponga a lo largo del día, el EMS puede determinar en qué momento es más favorable cargar o descargar los sistemas de almacenamiento de energía.

4.4.5. Niveles de agrupación de los Recursos Energéticos Distribuidos

A continuación, se realiza una descripción más detallada acerca de las características y tipos de usuarios que eventualmente podrían llegar a ser parte de los recursos energéticos distribuidos (DER). En este caso los DER hacen referencia a toda clase de recursos energéticos que puedan ser gestionados manual o automáticamente de forma remota o local, para que reduzcan sus consumos de energía. Similarmente los DER pueden incluir sistemas propios de generación o almacenamiento de energía que pueden utilizar para satisfacer sus necesidades propias de energía total o parcialmente, inyectar energía a la red o participar en diferentes mercados de energía o de servicios complementarios.

Los DER pueden analizarse desde 3 niveles de uso: **a)** usuario o individuo: representado por cada ciudadano, **b)** comunidad: simbolizada por la agrupación de individuos y **c)** ciudad: la unión armoniosa de todos los elementos que conforman una sociedad (gobierno, usuarios, edificaciones, movilidad, desarrollo y economía).

a) Ciudadano energético

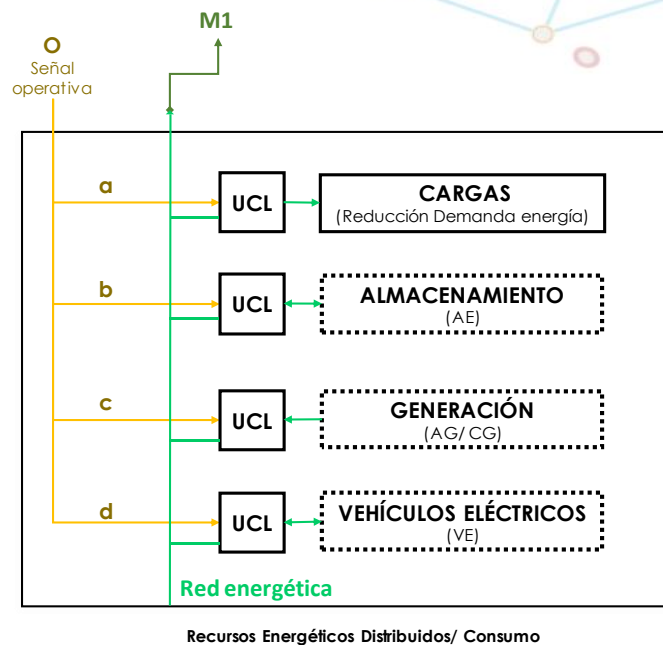
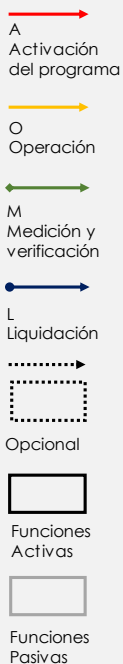
Para el contexto de este documento, un ciudadano energético, se define como aquel que es capaz de gestionar de manera independiente la energía que consume, produce o almacena. Dentro de esta definición se incluyen las viviendas, edificios residenciales, unidades de servicios (hospitales, comercios, unidades industriales) y las unidades gubernamentales de forma independiente. Los usuarios que decidan participar en programas RD pueden implementar Sistemas de Gestión de Energía (EMS) que le permita programar de manera automática sus preferencias de consumo de energía, que se encargan de enviar señales para la energización automatizada de los dispositivos que se encuentren conectados al EMS por medio de Unidades de Control Locales²⁴ (UCL). Los EMS permiten la optimización de beneficios y establecer preferencias consumo de energía para los usuarios mediante la gestión de los sistemas de generación, almacenamiento y consumo de energía dentro de las edificaciones del usuario.

La Figura 84 muestra la manera en que un ciudadano energético puede hacer gestión de la energía indicando, las señales operativas que podría realizar como gestor activo de un programa de RD.

En la Tabla 46, se describen las interacciones de las señales operativas que se envían a los diferentes recursos energéticos distribuidos. Las señales operativas están dadas por tarifas, acuerdos con agentes, u ofertas que realicen al usuario; estas señales pueden ser enviadas directamente por parte del agente al usuario, a través del Sistema de Gestión de Energía para los usuarios que decidan automatizar sus preferencias energéticas o de forma autónoma por parte del usuario de querer modificar sus hábitos de consumo. Similarmente, el sistema de almacenamiento podría ser gestionado de forma directa por el usuario o de forma automática por medio del EMS, de manera paralela con los sistemas de generación distribuida. De acuerdo con las preferencias y acuerdos que establezca el usuario, podrá tomar energía de la red para cargar el sistema de AE o vehículos eléctricos; según los acuerdos que se tengan con el agente prestador del servicio (comercializador o agregador).

²⁴ Dispositivos encargados de sensor y accionar físicamente la apertura o cierre del circuito de los dispositivos a los que se encuentre conectados, permitiendo así el flujo de energía para energizar o desenergizar dicho dispositivo.

Convenciones



a. Ciudadano energético

Usuario que **gestiona su energía** consumo o generación de una forma eficiente

Figura 84. Esquema de interacción del sistema de almacenamiento ciudadano energético
Fuente: Elaboración propia

Tabla 46. Interacciones en los esquemas ciudadano energético RD-AE
Fuente: Elaboración propia

Interacción	Descripción
O	Señales operativas que se envían a los diferentes recursos energéticos distribuidos para que modifiquen sus consumos de energía.
Oa	El usuario debe tener a disposición cargas eléctricas que pueda modificar sus patrones de consumo y ofertar así una reducción de consumo de energía eléctrica mediante los diferentes programas RD.
Ob	La energía generada o almacenada por el usuario es utilizada para satisfacer su demanda, total o parcialmente. El sistema de AE puede ser cargado utilizando la energía de la red eléctrica o la energía generada por el sistema de generación del usuario.
Oc	La energía generada por el usuario puede ser utilizada para consumo propio, ser almacenada en el sistema de AE cuando exista un exceso en la generación o ser inyectada en la red eléctrica por medio del agente que lo represente ante el mercado (comercializador o agregador)
Od	Los vehículos eléctricos funcionan como un sistema de AE móvil. Pueden ser cargados con energía de la red eléctrica o autogenerada por el usuario. Asimismo, pueden entregar energía a la red o al usuario para consumo propio,
M1	Los medidores o Unidad de Medida son las fronteras entre la red y el usuario. Registra la energía tomada o entregada a la red eléctrica por parte del usuario.

b) Comunidad energética

Una comunidad energética, se puede definir como aquella donde interactúan un grupo de ciudadanos energéticos que toman un papel activo en el uso de su energía ofreciendo beneficios medioambientales, económicos o sociales a sus miembros o a la localidad en la que se encuentra definida. Se refiere a la gestión hecha por la propia comunidad dentro de los ciudadanos energéticos se tienen los usuarios residenciales, de servicios (industrias, comercio, salud, etc) y edificios gubernamentales. El objetivo principal de las comunidades energéticas es proporcionar beneficios ambientales, económicos y sociales a la comunidad antes que utilidades financieras. Las actividades que desarrolla una comunidad energética son:

- La generación de energía principalmente procedente de fuentes renovables.
- La distribución de energía.
- El suministro de energía.
- El uso o gestión para la reducción de energía.
- La agregación de energía.
- El almacenamiento de energía.
- La prestación de servicios de eficiencia energética.
- La prestación de servicios de recarga para vehículos eléctricos o de otros servicios energéticos.

Este concepto puede ser mas ambicioso si se habla de comunidad inteligente, al incorporar el uso de TICs y la gestión inteligente en pro de la innovación y el desarrollo de la comunidad local. La Figura 85 muestra la manera como se presentan las interacciones entre los ciudadanos energeticos para conformar una comunidad.

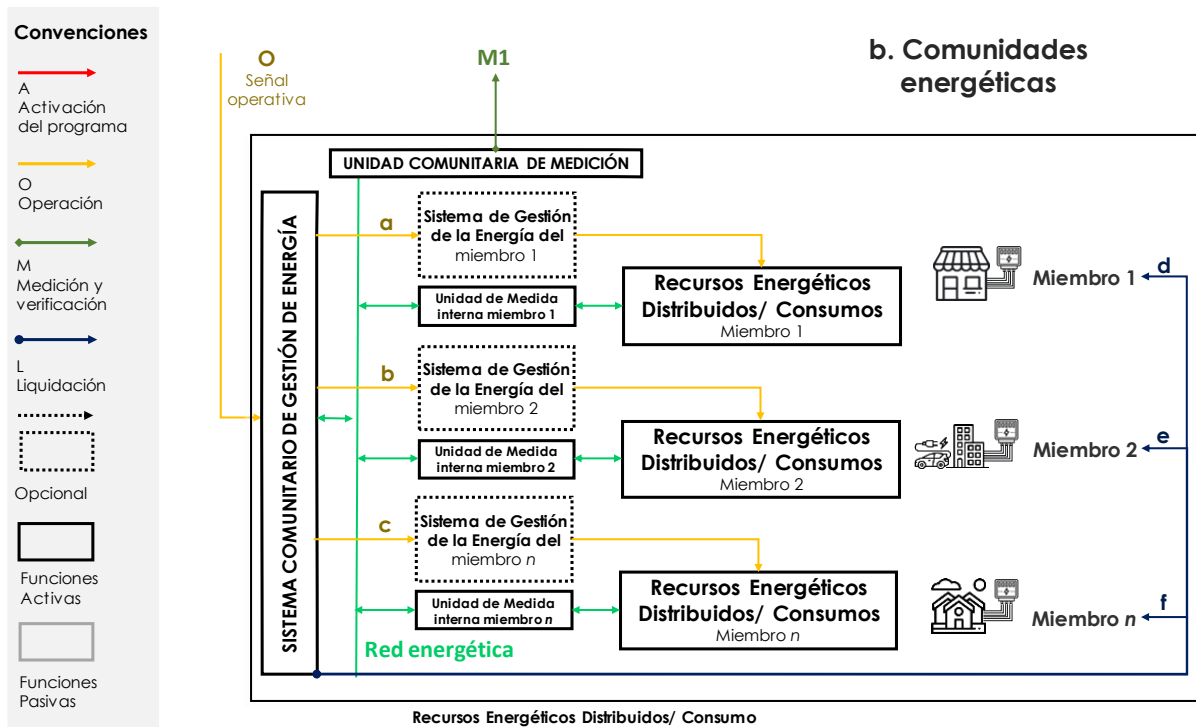


Figura 85. Esquema de interacción del sistema de almacenamiento comunitario energética

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 47, se describen las interacciones de las señales operativas que se envían a los diferentes miembros participantes de una comunidad energética. Las señales operativas están dadas por tarifas, acuerdos con agentes, u ofertas que realicen al agente encargado de representar y gestionar a la comunidad energética. Las señales operativas son enviadas a cada miembro de la comunidad desde el Sistema Comunitario de Gestión de Energía (CEMS por sus siglas en inglés); estas señales pueden ser enviadas directamente por parte del agente centralizador, a través del Sistema de Gestión de Energía para los miembros de la comunidad que decidan automatizar sus preferencias energéticas o de forma manual para usuarios que no dispongan de un EMS para que cada miembro modifique sus hábitos de consumo. Al igual que en el caso del ciudadano energético, los sistemas de generación, almacenamiento y vehículos eléctricos pueden ser gestionados automáticamente mediante los EMS o de forma manual por parte de los usuarios.

Tabla 47. Interacciones en los esquemas comunidad energética RD-AE

Fuente: Elaboración propia

Interacción	Descripción
O	Señales operativas enviadas al agente centralizador que representa a la comunidad energética. Por medio del Sistema Comunitario de Gestión de la Energía informa a los diferentes miembros de la comunidad para que modifiquen sus consumos de energía.
Oa,b,c	Teniendo en cuenta los acuerdos que tenga cada miembro de la comunidad con el agente centralizador, el agente centralizador podrá solicitar a cada miembro participe de la comunidad que modifique individualmente sus consumos de energía. Los DER de cada miembro (cargas, generación, almacenamiento de energía y vehículos eléctricos) pueden ser gestionados como se explicó para el escenario de los ciudadanos energéticos. Según los acuerdos de cada miembro con el agente centralizador, cada miembro de la comunidad podrá contar con una unidad de medida propia al interior de la comunidad, registrada como una frontera comercial embebida.
Od,e,f	El agente centralizador es el encargado de realizar las liquidaciones al interior de la comunidad, de acuerdo con los compromisos y las obligaciones pactados, así cada miembro de la comunidad obtendrá una remuneración acorde a su porcentaje de participación.
M1	Por medio de una Unidad Comunitaria de Energía se agrega la información de la energía tomada o entregada a la red eléctrica por parte de la comunidad energética en general.

c) Ciudad energética

Una ciudad energética, se muestra como aquella donde existe la interrelación entre comunidades y ciudadanos energéticos, que gestionan de manera inteligente, la generación y el almacenamiento de energía como parte integral del uso racional y eficiente de la energía, así como de la participación activa que empiezan a tener los usuarios finales en la cadena de energía, por ejemplo, por medio de programas RD. En este contexto, para que sea exitosa la integración de varios ciudadanos y comunidades energéticas, en una ciudad energética o inteligente es aquella que, involucra la integración de variedad de herramientas electrónicas y digitales, la incorporación de TICs en las entidades gubernamentales y su uso para transformar el entorno laboral y personal de los habitantes, de manera que permita una localización geográfica de las prácticas que unen las TICs con las personas, para potenciar el conocimiento y la innovación. Como se muestra en la Figura 86, las ciudades energéticas, o en un sentido claramente más ambicioso, debería tener en cuenta 6 pilares fundamentales (Deakin & Al Waer, 2011):

- i) **Gobierno energético:** incluye una mejor planificación urbana, gestión de las situaciones de emergencia, elaboración de presupuestos y pronósticos basados en datos en tiempo real que describen las necesidades y las prioridades en constante cambio. Un gobierno energético garantiza la agregación y el seguimiento de los datos sobre la producción y el consumo de energía con el fin de ofrecer mejores políticas de gestión.
- ii) **Usuarios energéticos:** Para que una ciudad energética prospere, es necesario que todos sus ciudadanos estén en armonía con buenas prácticas de gestión de la energía. Las tecnologías de la información (TICs) y dispositivos inteligentes jugarán un papel fundamental, por lo que se hace necesario que sus usuarios cuenten con habilidades y competencias tecnológicas para beneficiarse al máximo de estos elementos.
- iii) **Edificaciones energéticas:** Una ciudad energética busca fortalecer el desarrollo de lugares cómodos para vivir, trabajar y en general pasar el tiempo. Las edificaciones energéticas buscan apoyar y mejorar las capacidades de sus ocupantes en la ejecución de tareas y en optimizar la utilización de sus recursos energéticos.
- iv) **Movilidad energética sostenible:** o gestión inteligente del tráfico, el flujo de entrada y salida de personas hacia y desde la ciudad o los viajes dentro de la ciudad deben planificarse de manera que proporcionen interoperabilidad entre todos los medios de transporte y estar en la capacidad de comunicarse con la infraestructura en general de las ciudades.
- v) **Desarrollo energético:** calidad de vida es primordial para el desarrollo de una ciudad energética; los factores que contribuyen a la calidad de vida incluyen las instalaciones culturales, las condiciones de salud, la seguridad y la calidad de la vivienda.

- vi) **Economía energética:** es un nuevo campo en el que hay que hacer hincapié en el atractivo y la competitividad de una ciudad con respecto a factores como la innovación, el arte, la cultura, la productividad y, sobre todo, la participación de más usuarios en mercados convencionalmente limitados como el de energía. Impulsada para utilizar la infraestructura y tecnología para mejorar la eficiencia de los servicios en los sectores que la conforman.

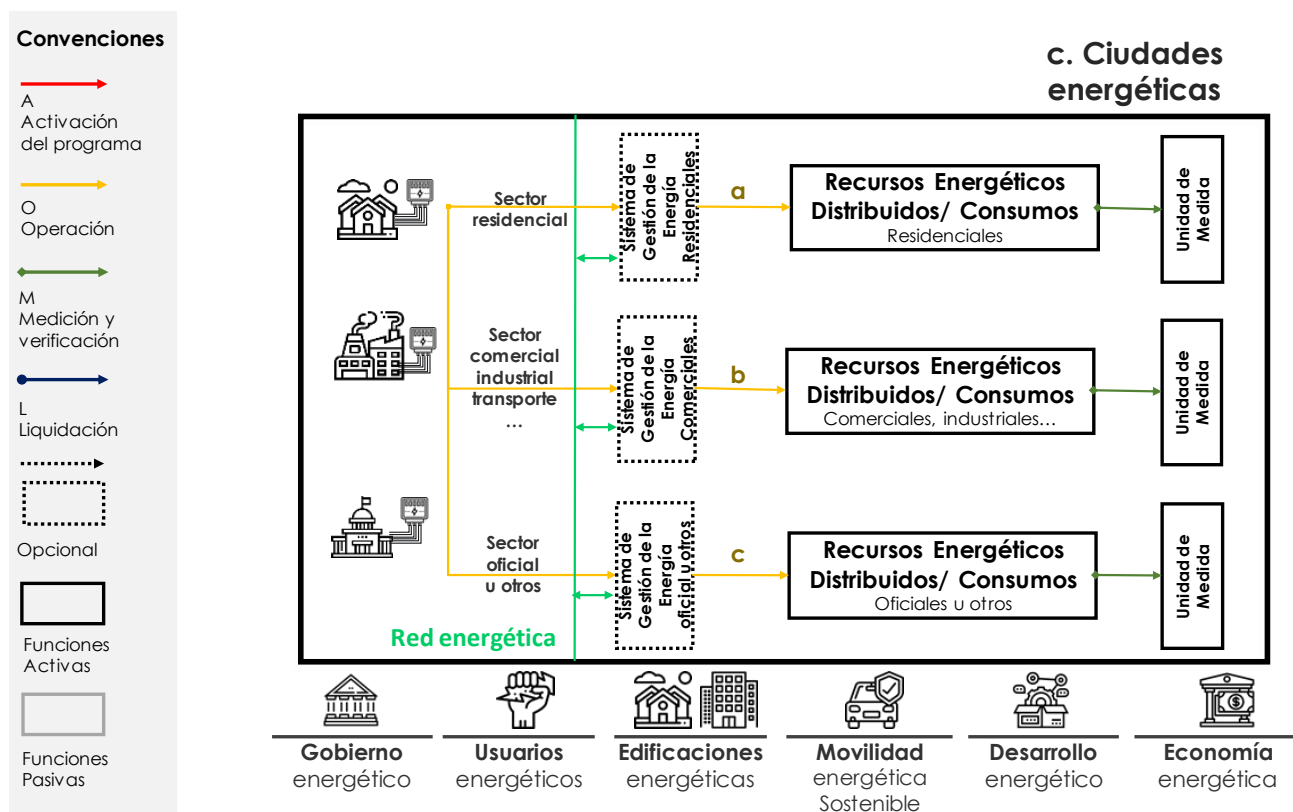


Figura 86. Esquema de interacción del sistema de almacenamiento ciudades energéticas

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 48, se describen las interacciones de las señales operativas que se envían a los diferentes sectores que comprenden una ciudad energética.

Tabla 48. Interacciones en los esquemas ciudad energética RD-AE

Fuente: Elaboración propia

Interacción	Descripción
Oa	Las unidades residenciales estarán fuertemente influenciadas a participar en programas RD pasivos como el programa de tarifas intradiaria; empero, de acuerdo a los portafolios que les ofrezcan los diversos agentes, y las soluciones tecnológicas que dispongan, se verán motivados a participar en más programas RD.
Ob	El sector comercial e industrial se espera tenga una amplia participación en los diferentes programas RD, incluir las reducciones de consumo de energía y la participación en mercados de energía dentro de sus estrategias y modelos de negocio. De igual forma el sector transporte con tendencia hacia la electrificación de las flotas, impactará significativamente la demanda de energía de la región.
Oc	El sector oficial tendrá un alto protagonismo para reflejar el compromiso del gobierno en la implementación y participación en programas RD, así como gestionar de una forma más eficiente sus consumos de energía.

A nivel de comunidades y ciudades energéticas, el control del sistema debe permitir que la energía que no se almacena en un sistema individual pueda ser almacenada en otro sistema de la ciudad, teniendo en cuenta la capacidad máxima de almacenamiento para no generar problemas en la red de la comunidad, o de la ciudad.

A nivel mundial, la unión europea es pionera en implementación de comunidades energéticas, y cuentan con la legislación para validarlas y define dos tipos de comunidades energéticas: comunidad de energía renovable relacionada con la legislación relativa con el fomento del uso de energía a partir de fuentes renovables y las comunidades energéticas locales, referidas a la legislación referente a normas comunes de uso de energía eléctrica tradicional.

Estas formas organizadas de gestionar la energía, hace que aparezcan nuevos conceptos para diferenciar de las maneras tradicionales de uso energético. La definición de comunidad energética establece la necesidad de nuevos actores que permitan la adecuada gestión de la energía, la interacción no excluyente entre la energía eléctrica y la térmica y la necesidad del uso de tecnologías habilitantes para la gestión de la energía.

A continuación, en la Tabla 49 se señalan algunos parámetros necesarios para establecer comunidades energéticas.

Tabla 49. Parámetros habilitadores de comunidades energéticas
Fuente: elaboración propia a partir de (presentación Aguasol y IDAE, 2019)

Actores	Vectores Almacenamiento energía		Habilitadores
	Bidireccional	Unidireccional	
Cliente activo	Marco legal		• Medidores avanzados (AMI). • Plataformas de gestión • Tecnologías avanzadas de gestión de la demanda. • Sensórica /IoT (internet de las cosas) • Analítica de datos y cadena de bloques.
Agregador	• Existe legislación • Competencia estatal • Mercado regulado • Precios homogéneos • Desintegración vertical	• No existe legislación • Competencia local • Mercado no regulado • Precios no referenciados • Integración vertical	
Redes de distribución cerradas	Tecnológico		
Modelos colaborativos: comunidad local+ entidades administrativas y gubernamentales + empresa	• Sistema centralizado a nivel estatal • Totalmente extendido • Infraestructura más ligera y ágil • Gestión compleja • Real o virtual	• Sistema centralizado a nivel de proximidad • Poco extendido • Infraestructura pesada • Gestión menos compleja • Sinergias con el sistema eléctrico	

4.5. Arquitectura tecnológica de programas RD

Teniendo en cuenta el alto grado de participación de los clientes en el caso de uso de Respuesta de la Demanda, se requiere definir la arquitectura tecnológica (Colombia Inteligente, 2019b) y diseñar escenarios RD de acuerdo con el tipo de cliente intervenido, por ejemplo, residencial, comercial/institucional o industrial.

La diversidad de los clientes puede ser categorizada sobre la base de sus diferencias asociadas con su tipo y prioridades de negocio (como por ejemplo la operación rentable de las plantas de producción, o la conservación de un ambiente confortable para la venta de productos en una tienda, entre otros), la complejidad de sus sistemas (baja para usuarios residenciales, media/alta para los comerciales y alta para instalaciones industriales) y las tecnologías de comunicación con las que cuenten para su operación (infraestructuras más simples para los usuarios residenciales comparadas con los industriales/comerciales). Desde el punto de vista de la respuesta esperada, el objetivo de un programa RD se correlaciona con algunos de los tres tipos de servicios RD (Figura 87): *desplazamiento (Shift)*, *reducción (Shed)* y *respuesta rápida (Shimmy)*, cada uno de los cuales tiene atributos que determinan el dimensionamiento adecuado de los tiempos de envío y respuesta ante eventos RD, las características de los recursos impactados y las tecnologías habilitadoras o de despliegue.

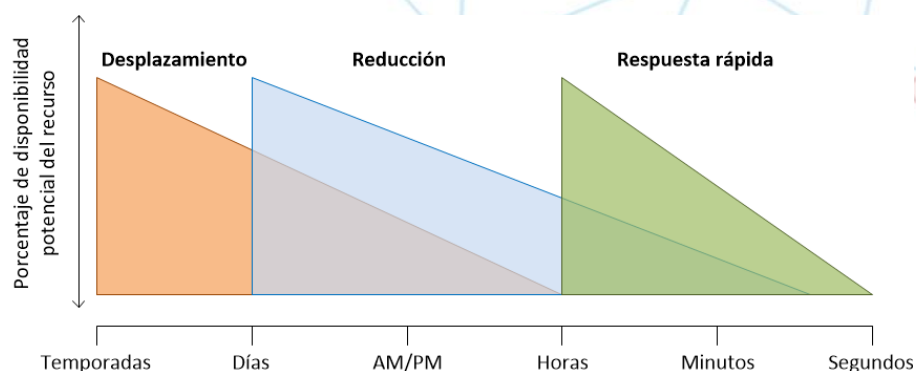


Figura 87. Disponibilidad de recursos de acuerdo con las características de los tipos de servicio RD

Adicionalmente cada tipo de servicio de RD tiene una asociación con el nivel de automatización que se requiere para proveer los requerimientos de tiempo de envío de las consignas y respuesta de la disponibilidad del recurso: manual, semi-automática o automática. Con el fin de proporcionar servicios de reducción, desplazamiento y respuesta rápida, los recursos de RD habilitados por el cliente deben contar con una tecnología habilitadora, la cual es una combinación de control de carga y Hardware/Software de comunicaciones que le permitan modificar los patrones de consumo de energía de los dispositivos finales, de acuerdo con los objetivos y características del programa en el que se desee participar.

Realizar un análisis durante la etapa de planeación de la capacidad tecnológica (nivel de automatización) con la que cuentan los usuarios finales, ofrece una estimación de las oportunidades de respuesta de la demanda y la clase de programa acorde a estas oportunidades (Tabla 50).

 Tabla 50. Aplicación de los tipos de programas RD asociados a la estabilidad de la red eléctrica
 Fuente: elaboración propia

Tipo de Servicio			Necesidades de la Red	Programa RD		
Respuesta rápida	Desplazamiento	Reducción		Tarifa Intradía	Gestión carga	Demanda en el mercado
		•	Reservas de capacidad		•	•
		•	Reservas suplementarias		•	•
•			Reservas de regulación			
•			Desbalance de energía			
		•	Generación para la siguiente hora		•	•
		•	Generación para el siguiente día		•	•
	•		Generación franjas horarias	•		
	•	•	Suficiencia de infraestructura	•	•	•

Para determinar qué tecnología de habilitación y combinaciones de uso final pueden proporcionar cada tipo de servicio al sistema de potencia, se categoriza cada tecnología habilitadora en términos de tres atributos clave: tecnología de control local, comunicación de despacho y requisitos de telemetría. Además, para aumentar el impacto de los programas RD se requiere del uso de una arquitectura y tecnologías habilitadoras que permitan la integración de recursos de almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos. Este tipo de recursos son claves para brindar flexibilidad en los tipos de respuesta que pueda activar el cliente (eventos, infraestructura y estándares).

4.5.1. Arquitectura tecnológica y funcional

La respuesta de la demanda representa una parte integral de las redes inteligentes, dado que asocia los sistemas de operación y distribución de la red con las acciones de clientes y generadores a través de un conjunto de infraestructuras de comunicación, sensores, medición avanzada, dispositivos inteligentes y controladores especializados.

El despliegue de un sistema de respuesta de la demanda implica el uso de tecnologías de medición inteligente, sistemas de comunicación y gestión en tiempo real y nuevos conceptos en mercados de energía. En general, la infraestructura necesaria para implementar esquemas de respuesta de la demanda dependerá del nivel de penetración deseado, así como del estado tecnológico de la empresa de servicios y del tipo de cliente que se desea impactar.

Entre los elementos tecnológicos más representativos utilizados en la implementación de sistemas de respuesta de la demanda se tienen:

- Medidores avanzados.
- Generación distribuida.
- Almacenamiento de energía.
- Vehículos eléctricos.
- Sistemas de energías renovables.
- Dispositivos y sistemas de control y gestión de energía.
- Esquemas de formación de precios.
- Sistemas de gestión de recursos distribuidos (DERMS).
- Sistemas de gestión de respuesta de la demanda (DRMS).
- Servidor automático de respuesta de la demanda (DRAS).

Desde el punto de vista operativo un sistema de respuesta de la demanda está conformado por las funciones relacionadas con la operación de la red, las funciones de despacho de requerimientos RD y monitoreo de recursos y las funciones asociadas al control de los recursos RD. Se requiere que cada una de las funciones este soportada sobre una arquitectura tecnológica, la cual está compuesta por una infraestructura de control de recursos, una infraestructura de comunicación y una infraestructura de medición y verificación (Figura 88).

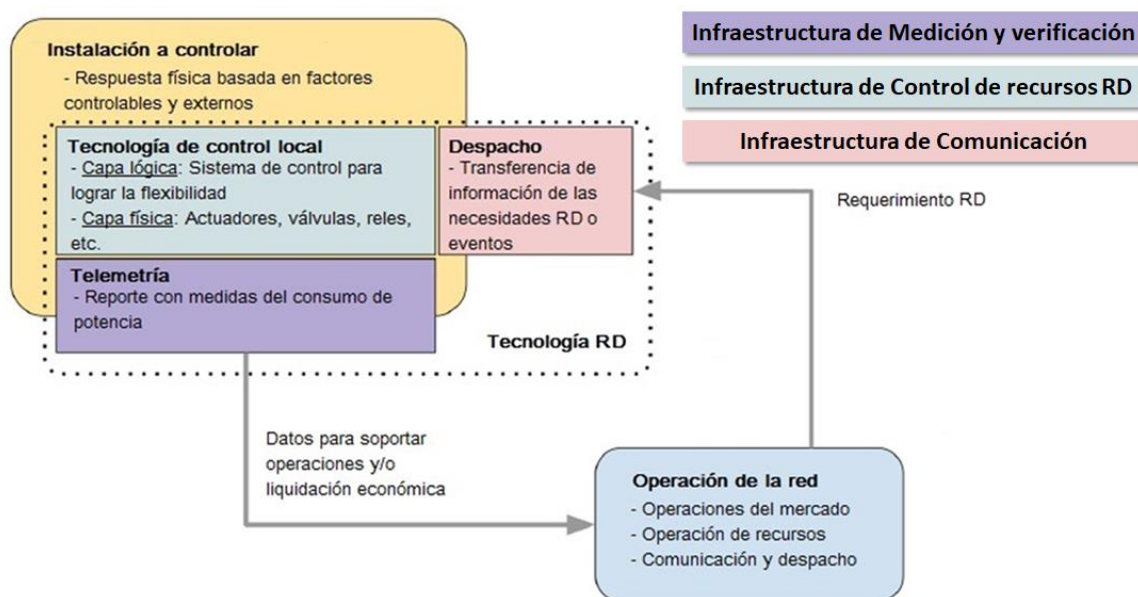


Figura 88. Arquitectura funcional Respuesta de la Demanda
Tomada de (Potter & Cappers, 2017).

Las funciones relacionadas con la operación de la red están asociadas las actividades de gestión encargadas de mantener continuamente el balance de la generación con respecto a la demanda, así como de la gestión e integración de recursos de generación variable (por ejemplo, generación eólica y solar) al sistema. También comprende las actividades para mantener y gestionar los canales de comunicación requeridos para el envío de notificaciones de eventos (señales de precios o requerimientos de reducciones de carga) de acuerdo con el contexto de los programas RD basados en precio o incentivos implementados.

Las funciones de monitoreo están relacionadas con las actividades necesarias para determinar las cantidades de carga y/o demanda reducida por los clientes, así como los procesos para el pago de incentivos a los participantes. Estas actividades también incluyen el establecimiento de las líneas base y la definición de procedimientos para la verificación y el reporte del impacto en la carga.

De acuerdo con las características y objetivos de cada programa RD se presentan diferentes tipos de interacciones (intercambios de información) entre los diferentes actores del sistema (dispositivos o sistemas de información) que conforman el sistema de respuesta de la demanda (ver Tabla 51).

Tabla 51. Actores y dominios – Sistema de Respuesta de la Demanda
Elaboración propia.

Actor	Dominio	Descripción
Gateway EMS	Cliente	Dispositivo físico o lógico normalmente localizado en las instalaciones del cliente y que se utiliza como puerta de enlace para las comunicaciones. El sistema de gestión de energía EMS puede proporcionar la función de puerta de enlace.
Visualizador	Cliente	Elemento que muestra la energía registrada por el medidor y otras variables e información. El visualizador puede encontrarse incorporado al medidor de energía eléctrica y/o como un dispositivo externo. En sistemas donde el cliente no tiene fácil acceso a la información, el visualizador externo se podrá reemplazar por otros medios diferentes que permitan al usuario consultar sus consumos, por ejemplo: audio respuesta, portal web, mensajes SMS, visualizador múltiple o los que la tecnología y/o los servicios informáticos posibiliten.
DER Cliente	Cliente	La generación distribuida o DER incluye generación a pequeña escala o almacenamiento de energía. Generación: Dispositivos de generación de energía a nivel de distribución, típicamente generación renovable en propiedad del cliente. Incluye un inversor y un sistema de control de carga y generación. Almacenamiento: Dispositivos que permiten el almacenamiento de energía y la gestión de este recurso que típicamente provienen de un sistema de generación DER.
Cargas/ Recurso RD	Cliente	Un recurso de energía que es capaz de reducir carga en respuesta a eventos de respuesta de la demanda, señales de precios u otro tipo de eventos del sistema. Ejemplos de activos RD son: electrodomésticos inteligentes, cargas gestionadas, edificios controlados por sistemas de gestión de energía, sistemas de iluminación inteligentes, etc.
Sub-medición	Cliente	Un medidor que permite la medición de una sección de la carga del usuario, por ejemplo, un PEVs.
Vehículo Eléctrico	Cliente	Vehículos eléctricos enchufables (Plug-in Electric Vehicles - PEVs). Vehículo que se conecta a una estación de recarga de baja potencia tipo residencial. Un PEV puede ser EV (<i>Electric Vehicle</i>) que solo depende de la propulsión eléctrica o un PHEV (<i>Plug-in Hybrid Electric Vehicles</i>) que incluye una fuente de potencia alternativa combinada.
Usuario	Cliente	Usuario final del servicio de energía, de tipo residencial, comercial o industrial. Puede pertenecer al mercado regulado o no regulado.
Medición de energía	Cliente	Dispositivo utilizado para medir variables eléctricas. Se clasifica como medidor avanzado cuando hace parte de una infraestructura AMI. Puede actuar como interfaz entre el cliente y los sistemas de gestión de información del proveedor del servicio.
Facturación	Mercado	Sistema que proporciona facturas consolidadas a los clientes.

Actor	Dominio	Descripción
HEMS/BMS/EMS Industrial	Cliente	Home Energy Management System (HEMS): Sistema que permite gestionar el funcionamiento de cargas específicas desde una Interfaz de usuario, integradas a una red HAN en el hogar. Building Management System (BMS): Sistema equivalente al HEMS para la gestión energética de edificaciones en usuarios comerciales e industriales. EMS Industrial: sistema para la gestión energética de instalaciones y procesos industriales.
Herramientas O&M local	Distribución	Herramientas con las cuales se realiza en terreno la configuración, operación y mantenimiento a los dispositivos que forman parte de la arquitectura del sistema AML, por ejemplo: la unidad de medida y la unidad concentradora. También pueden ser usadas para recuperar los datos de los medidores en caso de que la comunicación con el sistema de gestión y operación falle.
Comercializador/ Agregador	Mercado	Una persona o compañía que combina la capacidad de reducción de demanda o DER de dos o más clientes en una sola unidad de compra para negociar la compra o venta de energía. Los agregadores pueden interactuar en los mercados minoristas y mayoristas como proveedores de servicios RD proporcionando la distribución de señales de respuesta de la demanda.
ASIC/LAC	Mercado	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC): Encargado del registro de las fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos. Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC): Encargado de la Liquidación y Administración de Cuentas por los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores.
DERMS/DRMS/DRAS	Operación (distribución)	Sistema de gestión de recursos distribuidos (DERMS): Plataforma software utilizada para organizar la operación de recursos distribuidos (DER) agregados dentro de una red de distribución. Puede estar integrado a otros sistemas de gestión de la red de distribución como: DMS, SCADA, OMS, entre otros. Entre sus principales funciones está el pronóstico, monitoreo, control y coordinación de los recursos. Sistema de gestión de la respuesta de la demanda (DRMS): Sistema que gestiona los programas de respuesta de la demanda desde el punto de vista del prestador del servicio. Utiliza entradas de datos externos e históricos para realizar predicciones y análisis para la gestión de la respuesta de la demanda. Servidor automático de respuesta de la demanda (DRAS): Sistema que automatiza la gestión y envío de los eventos de RD o señales de precio a los participantes de programas RD registrados. El DRAS actúa como una plataforma simple de mercado y como un administrador de suscripciones.
AMI HeadEnd	Operación (distribución)	Sistema de cabecera AMI: Sistema encargado de recolectar los datos generados por los sistemas de medición de energía en la red AMI (Meter Data Collector MDC). Incluye además funciones de gestión y configuración de la infraestructura de comunicación y de los medidores avanzados.
OMS	Operación (distribución)	Outage Management System (OMS): Sistema para la gestión de eventos de interrupción del servicio y ejecución de acciones correctivas.
CIS	Operación (distribución)	Sistemas de información al usuario (CIS): Repositorio de información del cliente relacionado con los servicios de la compañía. EL SIU contiene datos de carga que son estimados por cada nodo, en función de los datos de facturación, curvas de carga horaria y diaria para tipos de carga.
MDMS	Operación (distribución)	Meter Data Management (MDMS): Sistema encargado de recolectar, validar, almacenar y administrar los datos de medición obtenidos por los sistemas de cabecera (HES), así como procesar dichos datos en información fiable y optimizada que pueda ser utilizada por otros sistemas de información (facturación, CIS, OMS, etc).

Las interacciones dependerán además de las capacidades tecnológicas de cada cliente y la información que se requiera (control, comunicaciones y recursos RD) (Figura 89, Figura 90, Figura 91).

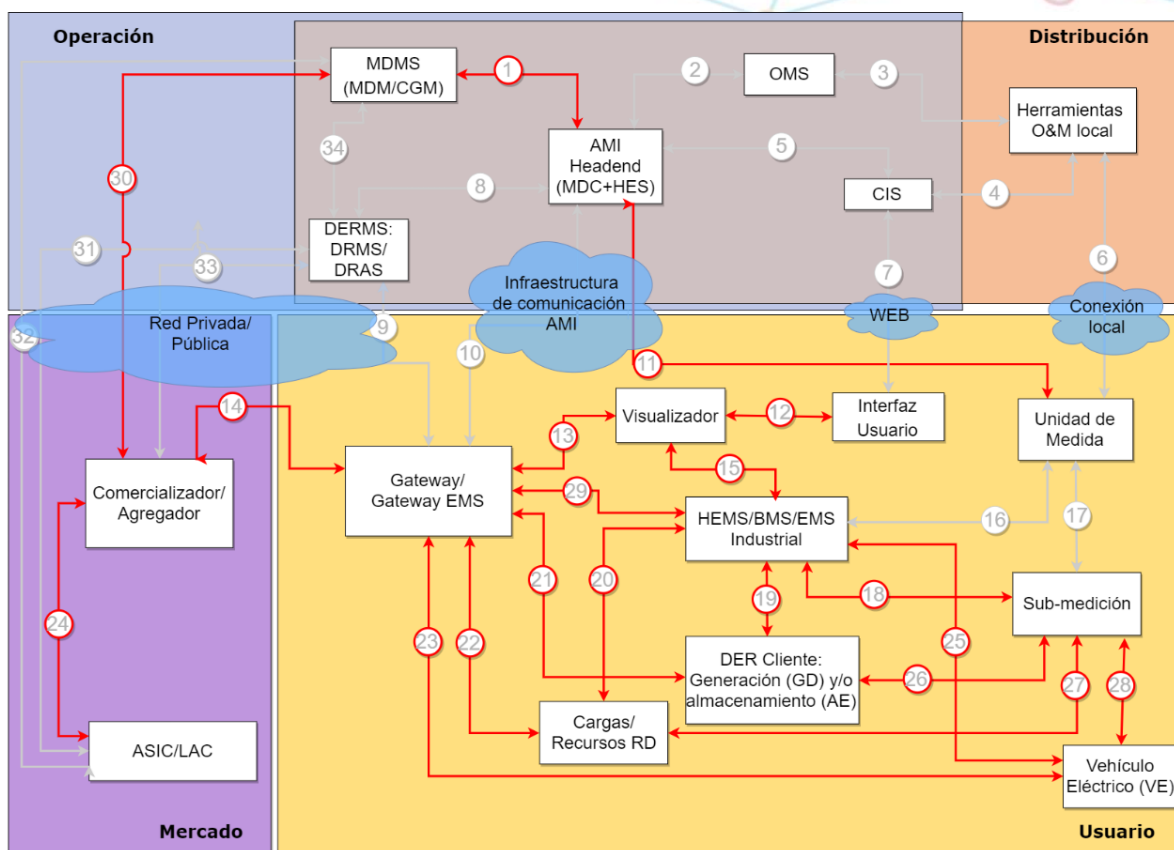


Figura 89. Diagrama de actores e interacciones - caso de uso RD Programa Tarifa Intradiaria
Fuente: Elaboración propia

La información intercambiada corresponde a señales de mando, monitoreo o información requerida para la operación de los programas RD (Tabla 52, Tabla 53, Tabla 54).

Tabla 52. Información intercambiada – Interacciones caso de uso RD Programa Tarifa Intradiaria
Fuente: elaboración propia

Id. Inter.	ACTOR QUE GENERA LA INFORMACIÓN	ACTOR QUE RECIBE LA INFORMACIÓN	INFORMACIÓN INTERCAMBIADA
24	ASIC/LAC	Comercializador/ Agregador	Tarifas franjas horarias
14	Comercializador/ Agregador	Gateway/ Gateway EMS	Tarifa (Precio \$/kWh + Franjas Horarias). Evento RD (precio \$/kWh + Tiempo de inicio + Duración + Intervalos).
13	Gateway/ Gateway EMS	Visualizador	Tarifa (Precio \$/kWh + Franjas Horarias). Evento RD (precio \$/kWh + Tiempo de inicio + Duración + Intervalos).
29	Gateway/ Gateway EMS	HEMS/BMS/EMS Industrial	Control Consumo

21	Gateway/ Gateway EMS	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
22	Gateway/ Gateway EMS	Cargas/Recursos RD	Control Consumo
23	Gateway/ Gateway EMS	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
12	Visualizador	Usuario	Precio \$/kWh. Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
12	Usuario	Visualizador	Activación/Cancelación Control
15	HEMS/BMS/EMS Industrial	Visualizador	Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
19	HEMS/BMS/EMS Industrial	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
19	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Generación/Almacenamiento
20	HEMS/BMS/EMS Industrial	Cargas / Recursos RD	Control Consumo
25	HEMS/BMS/EMS Industrial	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
25	Vehículo Eléctrico (VE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Almacenamiento
18	Sub-medición	HEMS/BMS/EMS Industrial	Medición Consumo/Generación
26	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Sub-medición	Medición Generación
27	Cargas / Recursos RD	Sub-medición	Medición Consumo
28	Vehículo Eléctrico (VE)	Sub-medición	Medición Consumo/Generación
11	Unidad de Medida	AMI Headend (MDC+HES)	Consumos de la instalación por Franjas Horarias/Perfiles
1	AMI Headend (MDC+HES)	MDMS (MDM/CGM)	Consumos por Franjas Horarias/Perfiles
30	MDMS (MDM/CGM)	Comercializador/ Agregador	Liquidación para facturación (sistema según los requerimientos del código de medida - CGM - y la reglamentación AMI).

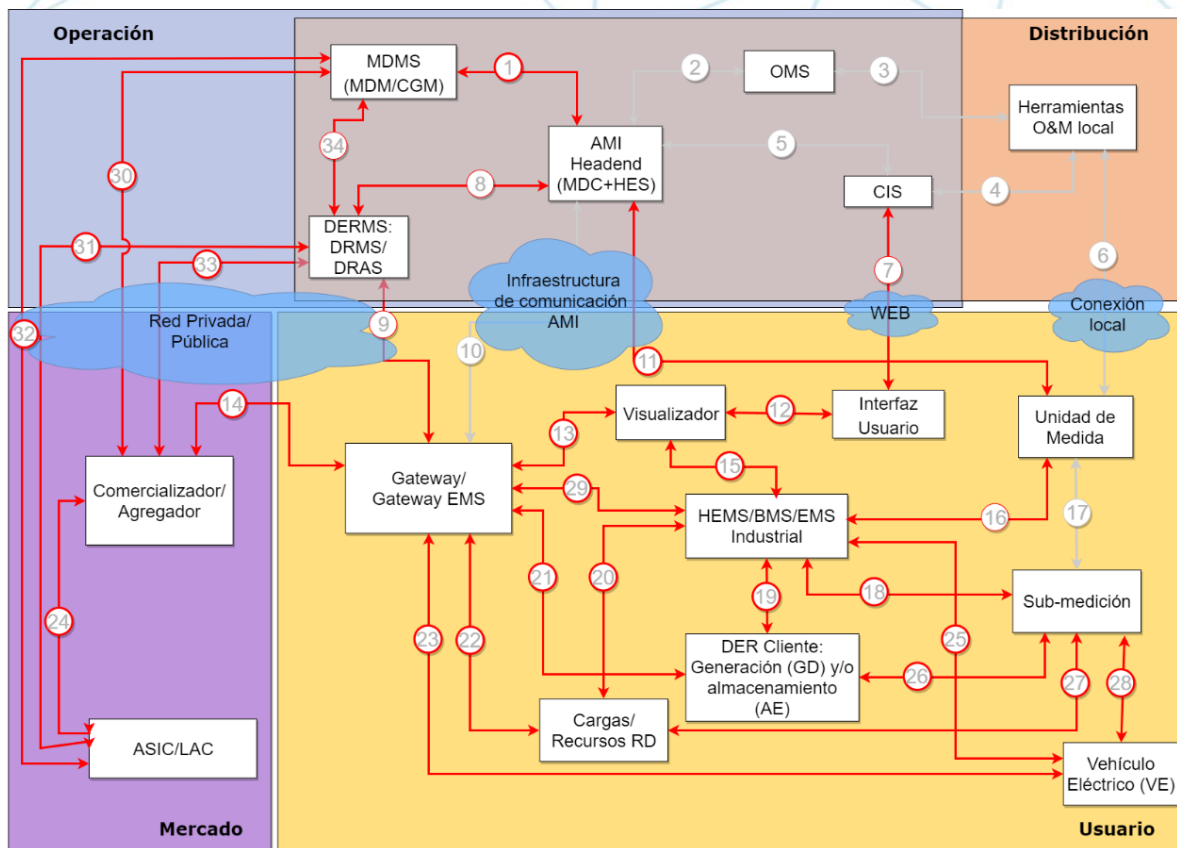


Figura 90. Diagrama de actores e interacciones - caso de uso RD Programa Gestión de Carga

Fuente: Elaboración propia

Tabla 53. Información intercambiada – Interacciones caso de uso RD Programa Gestión de Carga

Fuente: elaboración propia

Id Inter.	ACTOR QUE GENERA LA INFORMACIÓN	ACTOR QUE RECIBE LA INFORMACIÓN	INFORMACIÓN INTERCAMBIADA
24	ASIC/LAC	Comercializador/ Agregador	Solicitud de Gestión de Carga (Evento RD: kW a reducir + Tiempo inicio + Duración + Intervalos)
24	Comercializador/ Agregador	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Oferta de reducción.
31	ASIC/LAC	DERMS DRMS/DRAS	Solicitud de Gestión de Carga (Evento RD: kW a reducir + Tiempo inicio + Duración + Intervalos)
31	DERMS DRMS/DRAS	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Oferta de reducción.
32	MDMS (MDM/CGM)	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación (sistema según los requerimientos del código de medida - CGM - y la reglamentación AMI). Nivel de Reducción a partir de LBC.
30	MDMS (MDM/CGM)	Comercializador/ Agregador	Perfiles para Liquidación (sistema según los requerimientos del código de medida - CGM - y la reglamentación AMI). Nivel de Reducción a partir de LBC.
33	DERMS DRMS/DRAS	Comercializador/ Agregador	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Solicitud de Gestión de Carga (cuando el operador de red es quien solicita el servicio RD).

Id Inter.	ACTOR QUE GENERA LA INFORMACIÓN	ACTOR QUE RECIBE LA INFORMACIÓN	INFORMACIÓN INTERCAMBIADA
34	MDMS (MDM/CGM)	DERMS DRMS/DRAS	Perfil Instalación
14	Comercializador/ Agregador	Gateway/ Gateway EMS	kW a reducir. Control Consumo/Generación
9	DERMS DRMS/DRAS	Gateway/ Gateway EMS	kW a reducir. Control Consumo/Generación
13	Gateway/ Gateway EMS	Visualizador	kW a reducir
29	Gateway/ Gateway EMS	HEMS/BMS/EMS Industrial	kW a reducir
21	Gateway/ Gateway EMS	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
22	Gateway/ Gateway EMS	Cargas/Recursos RD	Control Generación
23	Gateway/ Gateway EMS	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
20	HEMS/BMS/EMS Industrial	Cargas/Recursos RD	Control Consumo
15	HEMS/BMS/EMS Industrial	Visualizador	Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
15	Visualizador	HEMS/BMS/EMS Industrial	Activación/Cancelación Control
19	HEMS/BMS/EMS Industrial	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
19	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Instalación Generación/Almacenamiento
18	Sub-medición	HEMS/BMS/EMS Industrial	Medición Consumo/Generación
26	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Sub-medición	Medición Generación
27	Cargas/Recursos RD	Sub-medición	Medición Consumo
25	HEMS/BMS/EMS Industrial	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
25	Vehículo Eléctrico (VE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Almacenamiento
28	Vehículo Eléctrico (VE)	Sub-medición	Medición Consumo/Generación
16	Unidad de Medida	HEMS/BMS/EMS Industrial	Medición Instantánea. Perfiles Instalación
12	Usuario	Visualizador	Activación/Cancelación Control. Consumo/Generación.
12	Visualizador	Usuario	kW a reducir. Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
11	Unidad de Medida	AMI Headend (MDC+HES)	Perfiles Instalación
7	CIS	Usuario	Condiciones Contractuales Programa RD
8	AMI Headend (MDC+HES)	DERMS DRMS/DRAS	Perfiles Instalación I
1	AMI Headend (MDC+HES)	MDMS (MDM/CGM)	Perfiles Instalación

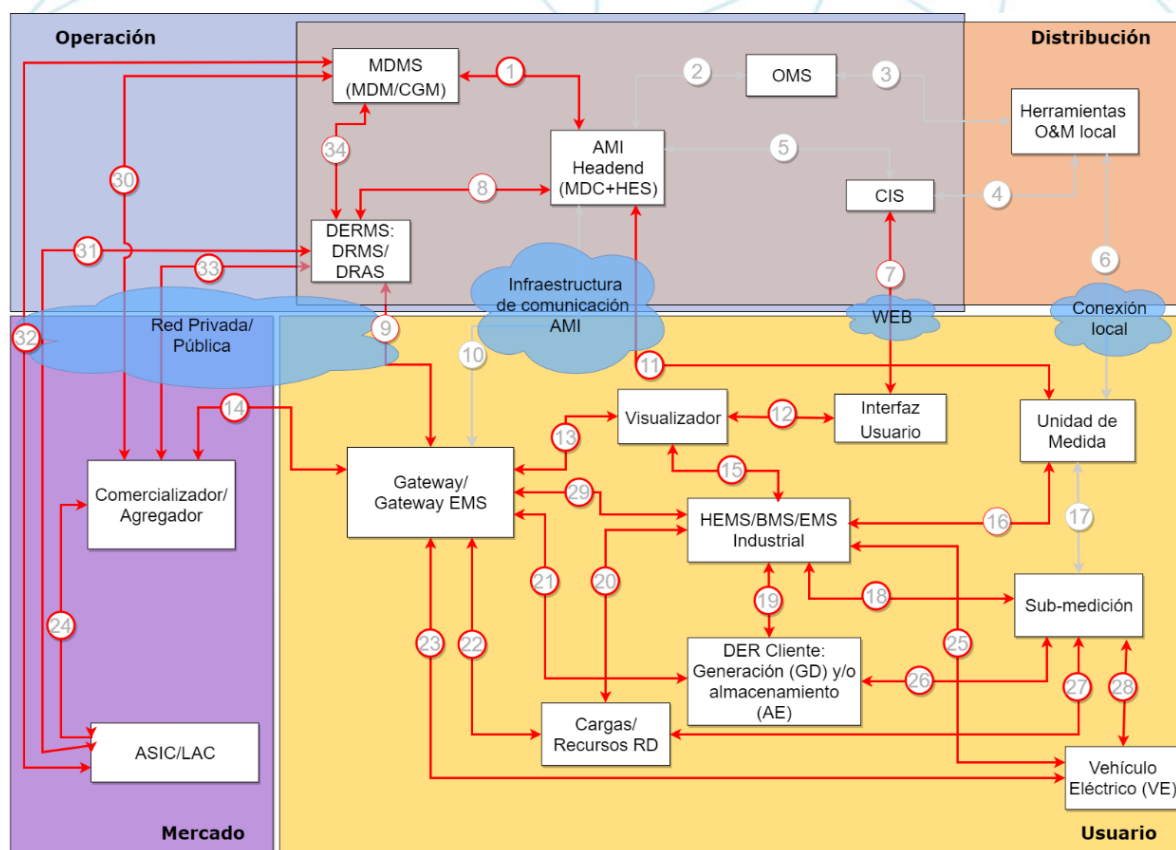


Figura 91. Diagrama de actores e interacciones - caso de uso RD Programa Demanda en el Mercado
 Fuente: Elaboración propia

Tabla 54. Información intercambiada – Interacciones caso de uso RD Programa Demanda en el Mercado
 Fuente: elaboración propia

Id Inter.	ACTOR QUE GENERA LA INFORMACIÓN	ACTOR QUE RECIBE LA INFORMACIÓN	INFORMACIÓN INTERCAMBIADA
24	ASIC/LAC	Comercializador/ Agregador	Solicitud de Gestión de Carga (Evento RD: kW a reducir + Tiempo inicio + Duración + Intervalos)
24	Comercializador/ Agregador	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Oferta de reducción.
31	ASIC/LAC	DERMS DRMS/DRAS	Solicitud de Gestión de Carga (Evento RD: kW a reducir + Tiempo inicio + Duración + Intervalos). Evento de Prueba.
31	DERMS DRMS/DRAS	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Oferta de reducción.
32	MDMS (MDM/CGM)	ASIC/LAC	Perfiles para Liquidación (sistema según los requerimientos del código de medida - CGM - y la reglamentación AMI). Nivel de Reducción a partir de LBC.
30	MDMS (MDM/CGM)	Comercializador/ Agregador	Perfiles para Liquidación (sistema según los requerimientos del código de medida - CGM - y la reglamentación AMI). Nivel de Reducción a partir de LBC.
33	DERMS DRMS/DRAS	Comercializador/ Agregador	Perfiles para Liquidación. Nivel de Reducción a partir de LBC. Solicitud de Gestión de Carga (cuando el operador de red es quien solicita el servicio RD).

Id Inter.	ACTOR QUE GENERA LA INFORMACIÓN	ACTOR QUE RECIBE LA INFORMACIÓN	INFORMACIÓN INTERCAMBIADA
34	MDMS (MDM/CGM)	DERMS DRMS/DRAS	Perfil Instalación
14	Comercializador/ Agregador	Gateway/ Gateway EMS	kW a reducir. Control Consumo/Generación
9	DERMS DRMS/DRAS	Gateway/ Gateway EMS	kW a reducir. Control Consumo/Generación
13	Gateway/ Gateway EMS	Visualizador	kW a reducir
29	Gateway/ Gateway EMS	HEMS/BMS/EMS Industrial	kW a reducir
21	Gateway/ Gateway EMS	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
22	Gateway/ Gateway EMS	Cargas/Recursos RD	Control Generación
23	Gateway/ Gateway EMS	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
20	HEMS/BMS/EMS Industrial	Cargas/Recursos RD	Control Consumo
15	HEMS/BMS/EMS Industrial	Visualizador	Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
15	Visualizador	HEMS/BMS/EMS Industrial	Activación/Cancelación Control
19	HEMS/BMS/EMS Industrial	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Control Generación
19	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Instalación Generación/Almacenamiento
18	Sub-medición	HEMS/BMS/EMS Industrial	Medición Consumo/Generación
26	DER Cliente: Generación (GD) y/o almacenamiento (AE)	Sub-medición	Medición Generación
27	Cargas/Recursos RD	Sub-medición	Medición Consumo
25	HEMS/BMS/EMS Industrial	Vehículo Eléctrico (VE)	Control Consumo/Generación
25	Vehículo Eléctrico (VE)	HEMS/BMS/EMS Industrial	Estado Almacenamiento
28	Vehículo Eléctrico (VE)	Sub-medición	Medición Consumo/Generación
16	Unidad de Medida	HEMS/BMS/EMS Industrial	Medición Instantánea. Perfiles Instalación.
12	Usuario	Visualizador	Activación/Cancelación Control. Consumo/Generación
12	Visualizador	Usuario	kW a reducir. Estado Instalación (Uso de Energía, Generación, Almacenamiento, Temperatura, Iluminación, etc.).
11	Unidad de Medida	AMI Headend (MDC+HES)	Perfiles Instalación
7	CIS	Usuario	Condiciones Contractuales Programa RD
8	AMI Headend (MDC+HES)	DERMS DRMS/DRAS	Perfiles Instalación1
1	AMI Headend (MDC+HES)	MDMS (MDM/CGM)	Perfiles Instalación

4.5.2. Eventos y señales RD

El evento es el mecanismo de notificación que le permite al administrador del sistema RD solicitar a los recursos reducir o desplazar su carga. Un evento RD está descrito típicamente por la siguiente información:

- *Contexto del mercado*: identifica el programa RD al que pertenece el evento.
- *Estado del evento*: indica alguno de los estados del evento (lejano, cercano, activo o cancelado).
- *Tiempo de inicio*: momento en que debe iniciar el periodo activo del evento.
- *Rampa*: periodo que tiene el sistema para ajustar gradualmente la carga hasta alcanzar el punto de operación solicitado en el evento.
- *Aleatoriedad o tolerancia*: ventana de tiempo que puede ser usada por los dispositivos del cliente para retardar el tiempo de inicio del evento.
- *Recuperación*: periodo que tiene el sistema para revertir los efectos de la respuesta a la demanda.
- *Duración*: periodo activo del evento.
- *Nivel de prioridad*: indica la prioridad con que debe atenderse el evento. Se emplea en casos donde el cliente recibe más de un evento.
- *Señal(es)*: Contienen los valores de niveles, tarifas, ofertas o intervalos de ejecución con que se influencia la demanda.
- *Identificador de evento de prueba*: Indica si el evento enviado corresponde a un evento de prueba. Este tipo de eventos se utiliza para verificar y evaluar la capacidad de respuesta del participante.

La Figura 92 ilustra la relación entre los parámetros de tiempo y los estados operativos del evento.

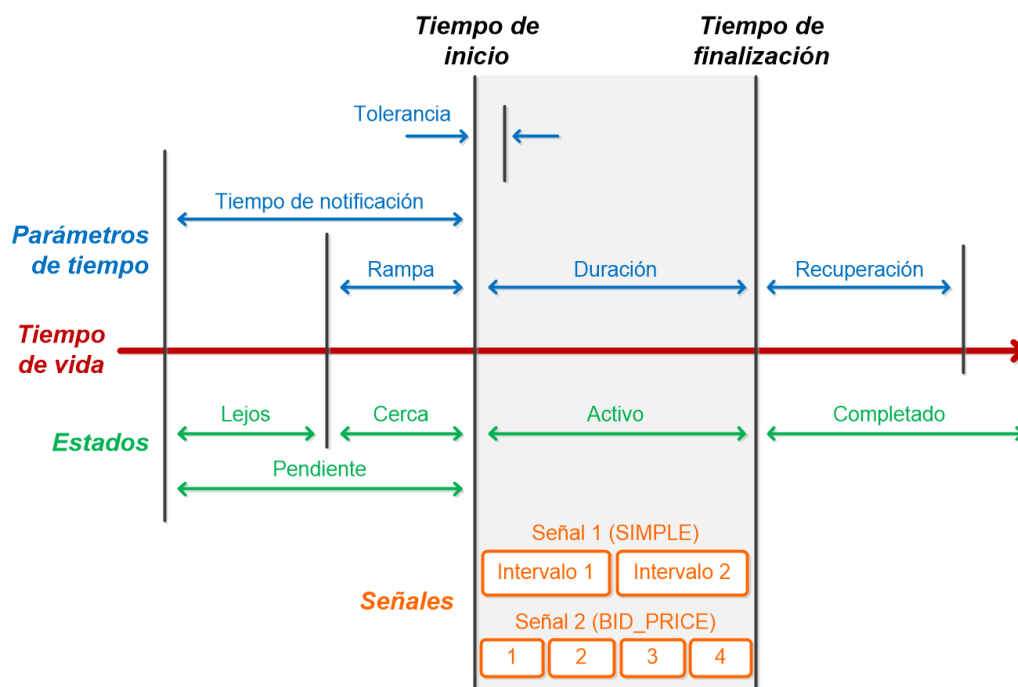


Figura 92. Estados y periodos de tiempo de un evento RD
Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

Un evento puede incluir una o más señales divididas en secuencias de intervalos, cuya suma de tiempos debe ser igual a la duración del periodo activo. Los intervalos contienen los valores de la señal, definidos en niveles, precios, etc., que se deben aplicar al recurso en un momento dado.

4.5.3. Infraestructura de comunicación y control de recursos RD

Las diferentes interacciones que se podrían llegar a establecer entre el administrador del sistema de respuesta de la demanda (operador del sistema, operador de red, comercializador/agregador) con sus clientes se pueden establecer a diferentes niveles (Figura 93). Estas interacciones están ligadas a las capacidades tecnológicas del cliente para el control de sus recursos, así como de las tecnologías de información y comunicaciones disponibles para la integración.

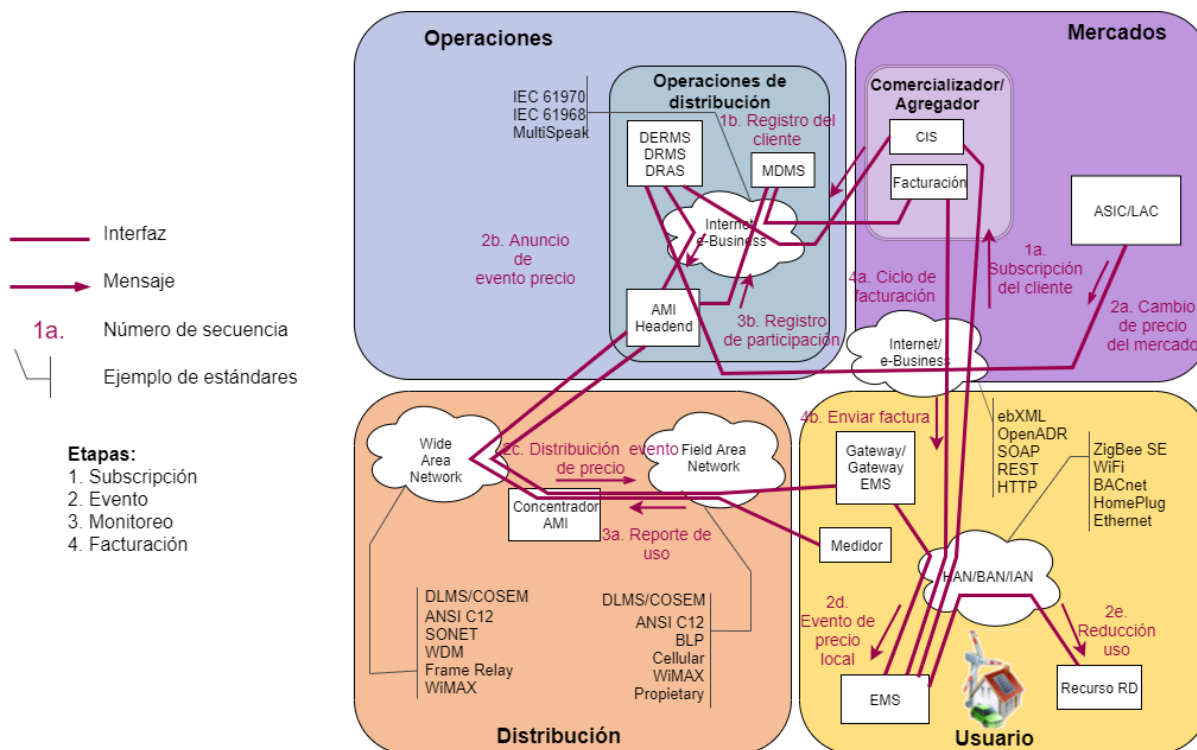


Figura 93. Ejemplo de comunicaciones – Sistema RD
Adaptada de (EnerNex Corporation, 2010).

De acuerdo con su grado de abstracción se pueden definir 4 niveles de interacción (Figura 94):

- **Transacción de energía:** es el nivel más alto; la interacción con el cliente se realiza a través de la comunicación con los procesos de negocio. A este nivel el cliente es visto como una entidad autónoma para la toma de decisiones, con capacidad de optimizar su comportamiento interno en respuesta a señales provenientes de la red.
- **Solicitud de modificación de demanda:** este nivel está enfocado en el "qué" se necesita lograr, mientras que el cliente mantiene el "cómo" responder. Es decir, se especifica y acuerda con los clientes los resultados deseados (como por ejemplo reducir la carga en 10kW) y el cliente decide cómo alcanzar esos resultados.
- **Monitoreo y control indirecto:** a este nivel se interactúa con los sistemas o dispositivos lógicos del cliente (elementos que gestionan la lógica de control de los recursos). Bajo este esquema por ejemplo el cliente puede recibir comandos para parametrizar puntos de operación, como la temperatura de los sistemas de HVAC. Las acciones de control se pueden activar de manera automática o manual, y el cliente conserva la facultad de anularlas. Bajo este esquema también es posible tener acceso a la información proveniente del monitoreo del estado de la instalación, como por ejemplo los datos de uso de energía.
- **Control directo de carga:** es el nivel más bajo de abstracción, en donde el cliente permite el control directo del estado de las cargas de su instalación. Normalmente opera enviando señales de encendido/apagado directamente a los equipos físicos, así como recibiendo información de su estado.

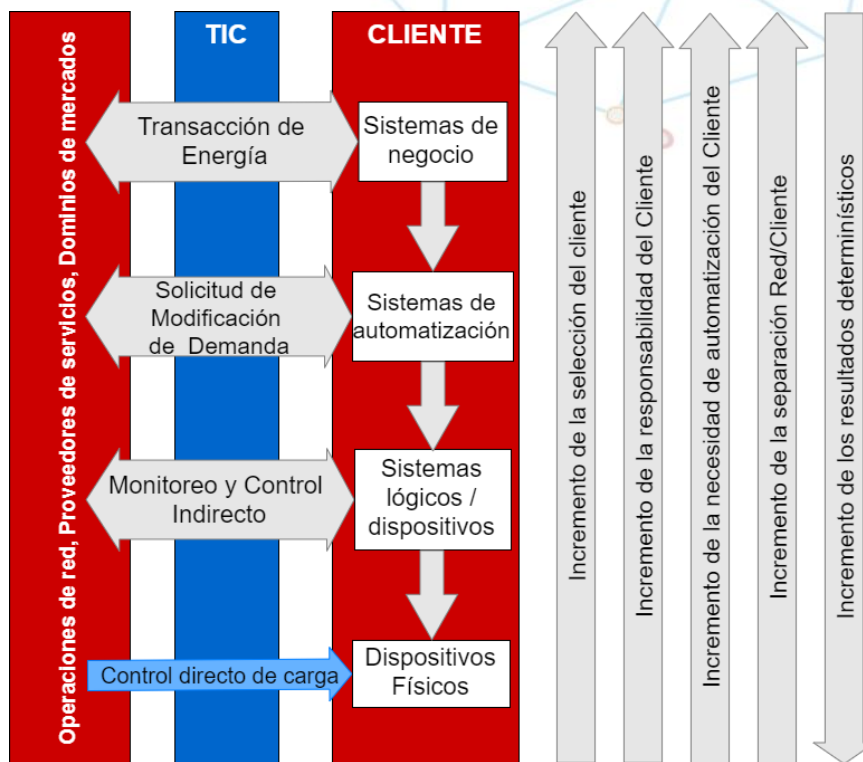


Figura 94. Niveles de abstracción: Modelo Conceptual RD
Tomada de (Holmberg et al., 2014).

Existe también una jerarquía de control en la instalación participante en RD, la cual está determinada de acuerdo con el nivel de automatización que sus sistemas de gestión y control presenten. Así dentro del dominio del cliente las decisiones de negocio actúan como entradas para los sistemas de gestión y control de energía, los cuales interactúan con los diferentes dispositivos y sistemas de control de bajo nivel que finalmente actúan sobre los dispositivos físicos (cargas).

El operador de red, los proveedores de servicio (agregador/comercializador) o el mercado, pueden interactuar con el cliente a diferentes niveles dentro de la jerarquía de control existente, lo que traerá también diferentes efectos e implicaciones relacionados con la elegibilidad del cliente, las responsabilidades asumidas por el cliente, la necesidad de automatización, el grado de relación Red/Cliente y la capacidad de determinar los resultados.

Adicionalmente, y dependiendo de las características de cada programa RD a implementar y el nivel de interacción deseado (tiempos de notificación, frecuencia de monitoreo, opciones de participación y anulación de eventos, etc.) la infraestructura de comunicación deberá cumplir con cierto nivel de calidad de servicio, como por ejemplo desempeño de la red, capacidad de transporte de mensajes, seguridad y privacidad de datos, escalabilidad, entre otros.

Respuesta de la Demanda Automática (ADR)

La respuesta de la demanda automática (*Automatic Demand Response – ADR*) se presenta como un mecanismo para mejorar la eficiencia e impacto de los programas RD, así como aumentar el grado de participación y beneficios para los clientes. La ADR tiene como objetivo proporcionar consistencia en la comunicación de eventos RD así como generar respuestas más rápidas que se traducen en una mayor reducción de la demanda y más opciones para combinar recursos de energía. La automatización ayuda a los operadores del sistema a reducir los costos de operación de los programas de RD a la vez que aumenta la confiabilidad de los recursos gestionados y la efectividad de los programas RD, mientras que del lado de los clientes reduce los recursos y el esfuerzo necesarios para lograr resultados exitosos.

De acuerdo con el nivel de interacción deseado (Tabla 55) con los clientes, los programas RD se pueden clasificar adicionalmente como:

- *Programas controlables*: contemplan la posibilidad de controlar directamente (a través de RF, internet, telemetría u otros medios remotos) el consumo eléctrico de los dispositivos finales (por ejemplo, calentadores de agua eléctricos, bombas de piscina) o alguna proporción de la carga, la cual podría aumentarse, disminuirse o incluso desconectarse físicamente de la red con poca o ninguna notificación al cliente.
- *Programas configurables*: proporcionan a la empresa de servicios o al agregador la capacidad de controlar el consumo de electricidad de uno o más dispositivos del cliente durante un período de tiempo específico, pero el cliente conserva la posibilidad de anular las señales de DR que se reciben bajo ciertas condiciones.
- *Programas manuales*: no proporcionan ninguna tecnología de control automático a los clientes participantes, lo que les permite alterar su consumo de electricidad a través de cambios netamente manuales en respuesta a una señal de evento discreto a cambio de una compensación financiera definida.
- *Programas de comportamiento*: están destinados a producir un cambio en el consumo de electricidad, pero son voluntarios y no proporcionan ningún pago de desempeño explícito. En esta categoría se pueden considerar los programas basados en precio (tarifa).

Tabla 55. Características de los programas RD
Adaptada de (Potter & Cappers, 2017).

Tipo	Uso de tecnologías de control automático	Cliente con opción de anular la señal de DR	Pago explícito por desempeño	Programa RD
Controlable	•		•	Demanda en el mercado, Gestión carga
Configurable	•	•	•	Demanda en el mercado, Gestión carga
Manual			•	Demanda en el mercado, Gestión carga
Comportamiento	Opcional			Tarifa intradiaria

4.5.4. Medición y verificación

La medición precisa y la verificación del rendimiento de los programas de RD son elementos clave para determinar el éxito de la respuesta a la demanda. La mayoría de los programas actuales evalúan la reducción de carga de los clientes utilizando metodologías basadas en la comparación entre el consumo medido y una línea de base (consumo esperado). Un cálculo preciso de la cantidad de demanda reducida se realiza restando de la línea base la demanda real medida. Asegurar que un cliente sea capaz de entender cómo se mide su nivel de reducción de carga y recibir realimentación oportuna acerca de su desempeño, contribuye al éxito de un programa RD.

4.5.5. Tecnologías habilitadoras

Los beneficios que se pueden obtener de los sistemas de respuesta de la demanda dependen en buena parte de las tecnologías habilitadoras que incorporen. Los avances en electrónica, sistemas de control y tecnologías de la información y comunicación han mejorado significativamente la eficiencia y capacidad de los sistemas de respuesta de la demanda. Así, la combinación e interacción apropiada y coordinada entre elementos clave como las infraestructuras de control de instalación, los canales y redes de comunicación y el comportamiento de los usuarios, determinan la capacidad y oportunidades de eficiencia energética y respuesta de la demanda de los clientes.

Infraestructura de medición y verificación

Típicamente los sistemas de monitoreo y verificación esta conformados por sistemas de medición inteligente (AMI), los sistemas de gestión energética (EMS) y sistemas de información energética (EIS).

Medidores avanzados: Los medidores avanzados además de habilitar esquemas tarifarios por franjas horarias permiten conocer los patrones de uso de energía de la instalación por medio de los perfiles de carga. Cuentan además con capacidad de medición bidireccional, por lo que es posible registrar la cantidad de energía exportada hacia la red, por ejemplo, proveniente de fuentes de generación distribuida o sistemas de almacenamiento. Los perfiles de carga entregados por los medidores se utilizan como insumo para el proceso de liquidación, incluyendo el cálculo de las líneas base.

Infraestructura Medición Avanzada (AMI): corresponde a la infraestructura de medición que permite el intercambio de información bidireccional entre el medidor de energía y la empresa prestadora del servicio. La infraestructura está compuesta por medidores, concentradores y sistemas de información para la gestión de la infraestructura (*Head End Systems*), que interactúan sobre diferentes redes de comunicación (LAN, NAN, FAN y WAN) soportadas sobre diversos medios como radiofrecuencia y línea de potencia. A nivel de usuario, AMI brinda a los clientes información detallada sobre su consumo de energía y facilita los medios para para realizar una gestión más eficiente y económica del servicio.

Sistemas de gestión de energía: además del control y gestión energética, los EMS permite monitorear, analizar y controlar el estado de los sistemas y equipos de la instalación. Esto gracias a la red de sensores y sistemas de sub-medición que se le integren.

Sistemas de información energética: los sistemas de información energética (EIS) pueden funcionar como la puerta de enlace para la comunicación bidireccional entre la empresa de servicios y un EMS existente en la instalación. Se utilizan principalmente para recopilar datos relacionados con el rendimiento de los sistemas de la instalación. Pueden ofrecer también reportes para la empresa de servicios para determinar la respuesta de la instalación ante eventos RD.

Sensores: se utilizan para obtener información sobre el entorno (condiciones ambientales, por ejemplo) y el estado de operación en la instalación, con el objetivo de mejorar la eficiencia de las estrategias de control sobre el consumo energético.

Infraestructura de control

Típicamente los sistemas de monitoreo y verificación esta conformados por dispositivos de control de carga, sistemas de gestión energética, generación de respaldo y almacenamiento de energía, gestión distribuida y control activo, dispositivos inteligentes y controladores de energía para el hogar y vehículos eléctricos enchufables.

Dispositivos de control de carga: las características de estos dispositivos dependen del tipo de recurso a gestionar y por lo general en instalaciones industriales/comerciales pequeñas y grandes, están integrados por medio de redes de comunicaciones a un sistema de gestión de energía EMS. Entre estos dispositivos se encuentra interruptores de control de carga, variadores de velocidad (para el control de motores y compresores) termostatos inteligentes y controles de iluminación inteligentes.

Sistemas de gestión energética: la interacción entre el administrador del sistema RD y los clientes se puede establecer a través de sistemas activos, como los EMS locales utilizados para la gestión energética de las instalaciones de los clientes. Un EMS está diseñado esencialmente para mejorar el rendimiento energético de la instalación al ahorrar energía y/o reducir la demanda máxima, sin embargo, también puede llevar a cabo funciones automatizadas de RD.

Generación de respaldo y almacenamiento de energía: mediante el uso de generadores de respaldo los clientes industriales y comerciales pueden implementar esquemas simples de reducción o deslastre de carga de la red, a cambio de incentivos económicos, sin alterar la operación normal de sus instalaciones. Teniendo en cuenta el nivel de emisiones es preferible el uso de fuentes de energía renovables. Las unidades de almacenamiento también pueden incluirse a través de los sistemas de gestión de carga, inclusive para suministrar excedentes de energía a la red a cambio de beneficios económicos.

Gestión distribuida y control activo: la introducción de los recursos energéticos distribuidos puede crear problemas para los operadores de la red de distribución (DNO), debido al flujo bidireccional de energía que se presentara entre la red y los consumidores. Los sistemas de distribución de los DNO deberán pasar de un modelo de control pasivo a un modelo más activo, a través del cual la red de distribución se pueda modificar y reconfigurar dinámicamente de acuerdo con los cambios en el sentido del flujo de energía. El control activo está basado en el monitoreo continuo y la gestión en tiempo real, lo que implica el despliegue de una red de sensores que permita el monitoreo eficiente de las condiciones y estado de la red.

Dispositivos inteligentes y controladores de energía para el hogar: un dispositivo inteligente (electrodoméstico, aire acondicionado, sistema de calefacción, entre otros) combina capacidades integradas de computo, censado y comunicación para permitir la toma inteligente de decisiones y optimizar el uso de la energía. Estos dispositivos se pueden comunicar a través de una red local con un controlador de energía para el hogar (HEC). Un HEC es una aplicación software que administra los dispositivos inteligentes con capacidad de control de energía.

Vehículos eléctricos enchufables: los vehículos eléctricos pueden comportarse como una carga, una fuente de generación o un dispositivo de almacenamiento. La gestión de carga de los vehículos eléctricos debe estar integrada a la operación del DSM de la empresa de servicios públicos, de tal manera que se pueda administrar el tiempo y las tasas de carga de los EV, la recopilación de los datos de medidores y la gestión de los EV como recursos RD.

Infraestructura de comunicación

Los sistemas de comunicación son un componente fundamental para desplegar sistemas de respuesta de la demanda, de tal manera que se le puedan transmitir a los clientes participantes las señales de mercado (precio de la energía) y de confiabilidad (requerimientos de reducción de demanda) y estos respondan de acuerdo con las condiciones pactadas. Adicionalmente la infraestructura de comunicación se aprovecha para recopilar la información de monitoreo de la instalación con el fin de evaluar el grado de respuesta del cliente.

El sistema de comunicación puede ser unidireccional o bidireccional. Las infraestructuras de comunicación bidireccionales son las más adecuadas para la implementación de la respuesta de la demanda, ya que es posible incluso monitorear la cantidad de instalaciones disponibles para atender un evento RD e identificar la diversidad de carga disponible. También habilita la gestión de las fuentes de generación distribuidas con las que cuente el cliente, aumentando su flexibilidad al momento de responder a un evento RD. Para la automatización de la RD es requisito indispensable la comunicación bidireccional.

La infraestructura de comunicación está conformada por diversas redes: las HAN (*Home Area Network*), BAN (*Building Area Network*) o LAN (*Local Area Network*) son redes que interconectan los diversos dispositivos que componen la instalación, como cargas inteligentes, controladores y sensores. Las redes NAN (*Neighbor Area Network*) son redes de vecindad que le permiten a un dispositivo concentrador de datos recopilar e intercambiar la información con los dispositivos pertenecientes a múltiples redes HAN; la red WAN (*Wide Area Network*) es la encargada de soportar el intercambio de datos con los centros de control o sistemas de información empresariales. Dependiendo del tipo de información intercambiada los datos pueden estar modelados de acuerdo con estándares establecidos para tal fin.

Como medios de transmisión para la construcción de las redes de comunicación se pueden utilizar tecnologías inalámbricas y/o cableadas.

Sistemas de comunicación inalámbricas: las tecnologías de comunicación inalámbricas, en especial las basadas en radio frecuencia, representan una de las mejores opciones para la implementación de las redes HAN, NAN y WAN. La radio frecuencia (RF) es una tecnología de comunicación en donde el intercambio de datos se realiza modulando y transmitiendo ondas de radio y microondas (energía electromagnética). La transmisión por radio frecuencia es especialmente útil para comunicar datos a grandes distancias. Entre las tecnologías más representativas se tienen:

- Red celular (2G/3G/4G).
- IEEE 802.15.4 (WPAN).
- IEEE 802.15.1 (Bluetooth).
- ZigBee y Perfil ZigBee Smart Energy.
- 6LoWPAN.
- LoRa.
- WIMAX.
- Wi-Fi IEEE 802.11 (Redes WLAN).
- Comunicación con Luz Visible (VLC).

Sistemas de comunicación cableados: son aquellos sistemas caracterizados por utilizar un medio de transmisión guiado para el intercambio de datos. Dependiendo del área de cobertura deseada se pueden utilizar diferentes tipos de comunicación por cable. La selección dependerá de las características de cada tecnología, pudiéndose utilizar para la implementación de redes HAN, NAN y WAN. Entre las principales tecnologías de comunicación cableada se destacan:

- Puerto Eléctrico (RS-485, RS-232, PSTN y Ethernet).
- MODBUS.
- Fibra Óptica.
- Comunicación por Línea de Potencia PLC:
 - Ultra Narrow Band PLC (UNB)
 - Narrow band PLC (NB)
 - BroadBand PLC
- KNX (ISO/IEC 14543).
- Homeplug.
- LonWorks.
- BACnet (ISO 16484-5).

Proceso de diseño de la red de comunicaciones: el primer paso del proceso de diseño de la red es estimar la cantidad de tráfico que soportará. Esto dependerá del tipo de servicio a implementar y sus características. Por ejemplo, para el caso de Respuesta de la Demanda una de las restricciones más importantes está dada por los tiempos de notificación de eventos y el volumen de datos de telemetría intercambiados. Además de las estimaciones de tráfico de la red, otras entradas necesarias para el diseño incluyen el rendimiento de la red, la confiabilidad, calidad de servicio y los requisitos de seguridad (Figura 95).

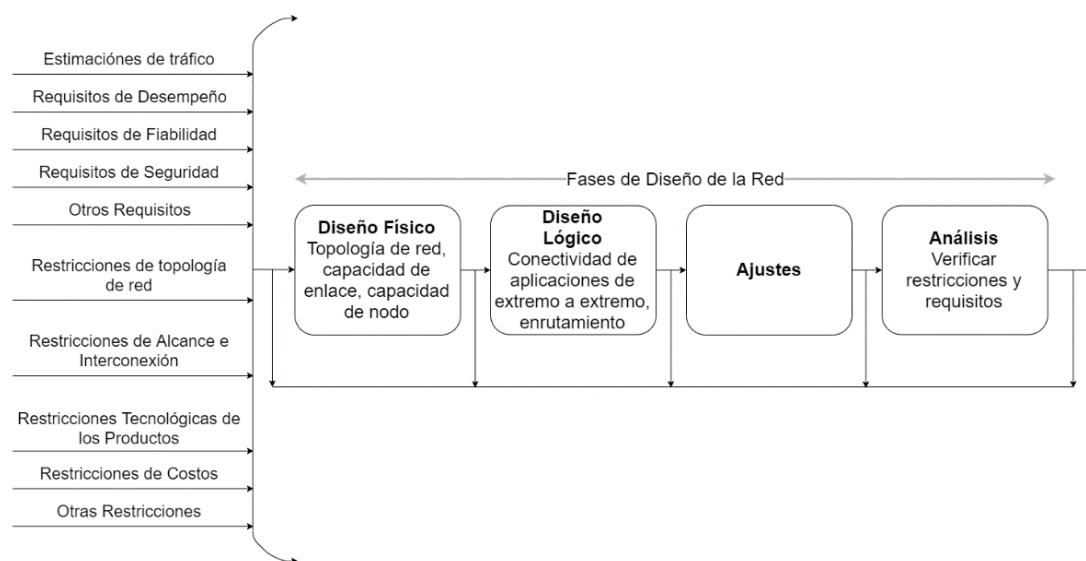


Figura 95. Proceso de diseño de una red de comunicaciones
Tomada de (Budka et al., 2016).

4.5.6. Estandarización, interoperabilidad y ciberseguridad

La integración de un número creciente de dispositivos electrónicos inteligentes, aplicaciones e intercambios de información entre múltiples actores de la Red Inteligente, ha evidenciado la necesidad de contar con arquitecturas de red capaces de integrarse e intercambiar información de manera casi transparente. Esto implica el uso de protocolos de intercambio estandarizados y modelos de datos común, de tal manera que se garantice la interoperabilidad entre los diferentes dispositivos.

La interoperabilidad se define como la capacidad de dos o más sistemas o componentes para intercambiar información y utilizar la información intercambiada, de forma segura, efectiva y con poco o ningún inconveniente para el usuario (NIST).

Se deben tener en cuenta dos aspectos fundamentales para lograr la interoperabilidad:

- Sintaxis: hace referencia a la estructura, empaquetamiento y transporte de los datos. Se define como la habilidad de dos o más sistemas de comunicarse e intercambiar datos. Requiere del uso de formatos de datos específicos y protocolos de comunicación.
- Semántica: hace referencia a la capacidad de los elementos del sistema de intercambiar datos con un significado común y no ambiguo. Se define como la habilidad para interpretar el significado preciso de la información intercambiada. Requiere que las partes en comunicación acuerden un modelo común de información.

Desde el punto de vista de los actores de tipo sistema (dispositivos y sistemas de información) la interoperabilidad se puede lograr a diferentes niveles:

- Capa funcional: casos de Uso, funcionalidades lógicas y servicios (AMI, DR, prepago...).
- Capa de información: Información usada e intercambiada. Modelo de datos y capa de aplicación.
- Capa de comunicaciones: mecanismos y protocolos para el intercambio de información entre componentes.
- Capa de componentes: Componentes físicos que alojan funciones, información y medios de comunicación.

Como condición para lograr la interoperabilidad, la red de comunicación *Smart Grid* debe basarse en estándares de redes de comunicación abiertos y preferiblemente bien establecidos. Lograr interoperabilidad reduce los costos de instalación e integración, acelera la implementación y proporciona la escalabilidad y flexibilidad necesaria para que el sistema pueda evolucionar.

Los estándares pueden clasificarse de acuerdo a su área de aplicación en: modelos de datos o información, protocolos de intercambio o tecnologías de comunicación. Algunos estándares cubren una o varias de las áreas, como por ejemplo el estándar IEC 62056 utilizado para la comunicación con medidores de energía, o el estándar IEC 62746-10.1 (OpenADR 2.0) utilizado para la automatización de la respuesta de la demanda.

El uso de los estándares estará definido por el caso de uso específico y en particular por la arquitectura tecnológica y funcional que soporte el caso de uso. Por ejemplo, la Figura 96 muestra la arquitectura funcional de un sistema de recursos distribuidos basado en respuesta de la demanda. A diferentes niveles de interacción se presentan diferentes protocolos, tecnologías y estándares de comunicación. Esto debido al tipo de información intercambiada y al tipo de redes utilizadas para la comunicación.

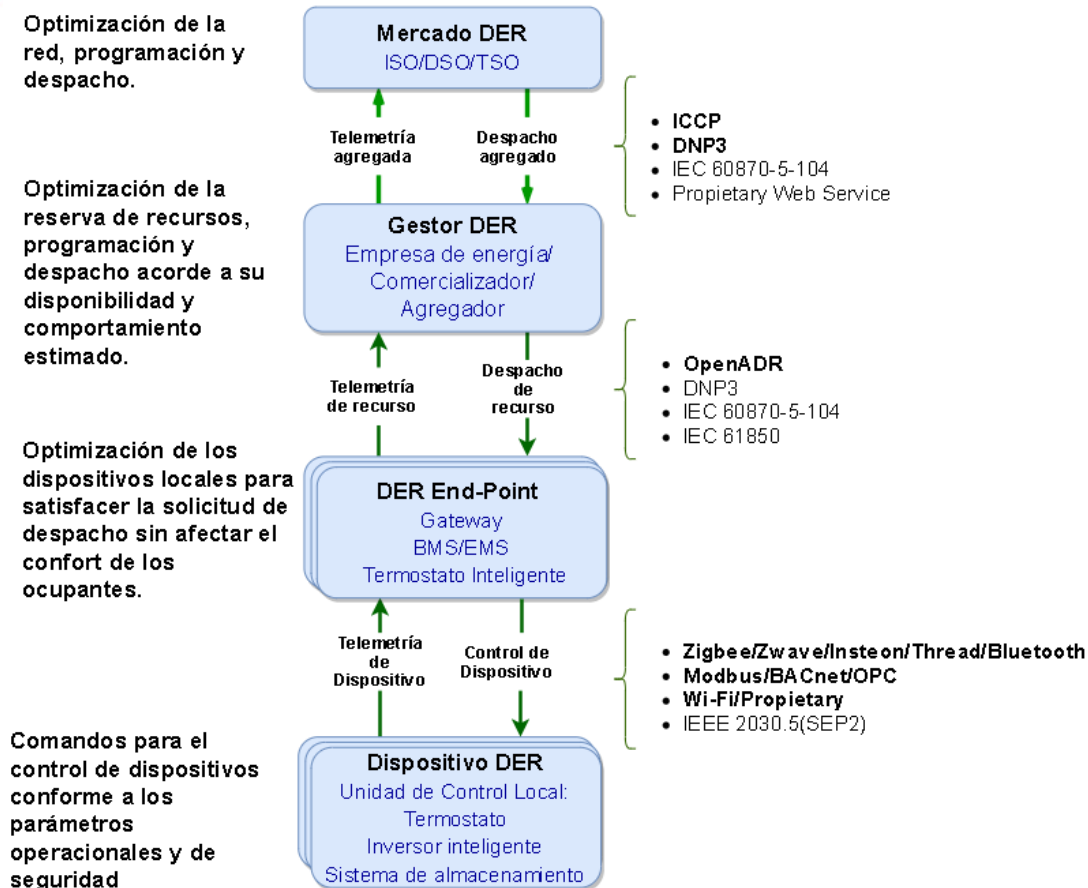


Figura 96. Interacciones y protocolos RD como recurso distribuido
Tomada de (Mullin, 2017).

En la Tabla 56 se resumen los estándares más relevantes que pueden ser utilizados para el despliegue de sistemas de respuesta de la demanda bajo un esquema de monitoreo de recursos basado en medición avanzada:

Tabla 56. Estándares para sistemas de Respuesta de la Demanda y AMI
Adaptada de (International Electrotechnical Commission) (Smart Electric Power Alliance)

Estándar		Resumen
IEC 61158	Industrial communication networks - Fieldbus specifications	Especifica el concepto genérico de los <i>fieldbuses</i> . También presenta una visión general y una guía para IEC 61158.
IEC 61334	Distribution automation using distribution line carrier systems	Describe los requisitos de S-FSK (modulación de modulación por cambio de frecuencia) junto con los servicios proporcionados por la entidad de capa física y la subcapa MAC. Se supone que el medio de transmisión es la red de distribución en ambos niveles, MT o BT.
ANSI C12.18	IEEE 1701 Standard for Optical Port Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables	Detalla los criterios requeridos para las comunicaciones entre un Dispositivo y un Cliente a través de un puerto óptico. El protocolo especificado en este documento fue diseñado para transportar datos en formato de tabla. Las definiciones de las tablas están en la ANSI C12.19 (Tablas de datos de dispositivos finales de la industria de servicios públicos).
ANSI C12.21	IEEE 1702 Standard for Telephone Modem Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables	Detalla los criterios requeridos para las comunicaciones entre un dispositivo y un cliente a través de un módem conectado a la red telefónica conmutada. El cliente podría ser una computadora portátil, un sistema de estación maestra u otro dispositivo de comunicaciones electrónicas.

Estándar		Resumen
ANSI C12.22	<i>Standard for LAN/WAN Node Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables</i>	Define los servicios de aplicaciones de red para el intercambio de datos y elementos de control. Estos servicios deben ser implementados por todos los Nodos, incluidos los sistemas de "back-office" o "head-end".
IEC 62488	<i>Power line communication systems for power utility applications</i>	Se aplica a la planificación de sistemas de portadoras de líneas eléctricas analógicas y digitales que funcionan con redes eléctricas de EAT / AT / MT. El objetivo de esta norma es establecer la planificación de los servicios y los parámetros de rendimiento para los requisitos operacionales para transmitir y recibir datos de manera eficiente a través de redes eléctricas.
ISO/IEC 14543	<i>Home electronic systems (HES) architecture (KNX)</i>	Especifica un protocolo inalámbrico para dispositivos de baja potencia, como dispositivos de energía recolectada en un entorno doméstico.
IEEE 1815	<i>IEEE Standard for Electric Power Systems Communications-Distributed Network Protocol (DNP3)</i>	Es un conjunto de protocolos de comunicaciones utilizados entre componentes en sistemas de automatización de procesos. Su uso principal es en empresas de servicios públicos como electricidad y agua. El uso en otras industrias no es común. Fue desarrollado para comunicaciones entre varios tipos de equipos de control y adquisición de datos. Desempeña un papel crucial en los sistemas SCADA, donde son utilizados por las estaciones maestras SCADA (a.k.a. Centros de control), las unidades terminales remotas (RTU) y los dispositivos electrónicos inteligentes (IED).
IEC 62351	<i>Power systems management and associated information exchange</i>	Se ha desarrollado para manejar la seguridad de la serie de protocolos TC 57 (Power systems management and associated information exchange). Los diferentes objetivos de seguridad incluyen la autenticación de la transferencia de datos a través de firmas digitales, asegurando solo el acceso autenticado, la prevención de escuchas ilegales, la prevención de la reproducción, la suplantación de identidad, y la detección de intrusos.
ISO 8601	<i>Data elements and interchange formats, Information interchange, Representation of dates and times</i>	Especifica la notación estándar utilizada para representar instantes, intervalos e intervalos recurrentes de tiempo evitando ambigüedades. Esta notación facilita la migración entre distintas plataformas.
ANSI C12.19	<i>Standard for Utility Industry Metering Communication Protocol Application Layer (End Device Data Tables)</i>	Este estándar define una estructura de tabla para que los datos de la aplicación se pasen entre un dispositivo final y un PC. El "dispositivo final" suele ser un medidor de electricidad, y el "PC" suele ser un dispositivo portátil que lleva un lector de medidor, o un módulo de comunicación del medidor que forma parte de un sistema de lectura automática de medidores.
IEC 61131	<i>Programmable controllers</i>	Es un conjunto de normas e informes técnicos publicados por la Comisión Electrotécnica Internacional con el objetivo de estandarizar los autómatas programables.
ISO/IEC 27001	<i>Information security system management. Specification with guidance for use.</i>	Busca preservar la información, considerando toda la información esencial que se debe proteger.
OpenADR 2.0 IEC 62746-10.1	<i>Open Automated Demand Response</i>	Protocolo basado OASIS para la definición de modelos de información enfocados al intercambio de señales de precio, mercado energético y de confiabilidad en aplicaciones.
MultiSpeak	<i>MultiSpeak</i>	Busca la integración de software de aplicación dentro del dominio de operaciones. Está diseñado para funcionar bajo CIM implementando un bus de servicio empresarial.

Estándar		Resumen
IEEE 2030.5	IEEE Adoption of Smart Energy Profile (SEP) 2.0 Application Protocol Standard	Esta norma define los mecanismos para intercambiar mensajes de aplicación, los mensajes exactos intercambiados, incluidos los mensajes de error, y las características de seguridad utilizadas para proteger los mensajes de la aplicación. Con respecto al modelo de red OSI, este estándar se construye utilizando el modelo de pila de Internet de cuatro capas. El protocolo de aplicación definido es un perfil de información común IEC 61968 [61968].
IEC 61850	Communication networks and systems for power utility automation	Estándar para la automatización de subestaciones mediante modelos de datos.
IEC 62056	Electricity metering data exchange The DLMS/COSEM suite	Especifica un modelo de un medidor como se ve a través de su (s) interfaz (es) de comunicación.
IEC 62325	Framework for energy market communications	Especifica el modelo de información común (CIM) para las comunicaciones del mercado energético.
ISO 16484	Building automation and control systems (BACS)	Especifica las fases necesarias para los proyectos de los sistemas de control y automatización de edificios (BACS) y los requisitos para que el hardware realice las tareas dentro de un BACS.
IEC 60870	Telecontrol equipment and systems	Definir sistemas utilizados para telecontrol (control de supervisión y adquisición de datos).
IEC 62541	Open Platform Communicationns (OPC) Unified Architecture	Es una extensión de la serie estándar de la arquitectura unificada de OPC y define el modelo de información asociado con los dispositivos.
IEC 61968	Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management (CIM)	Especifica el contenido de información de un conjunto de tipos de mensajes que se pueden usar para admitir muchas de las funciones comerciales relacionadas con la lectura y el control del medidor. Los usos típicos de los tipos de mensajes incluyen lectura de medidores, controles, eventos, sincronización de datos del cliente y cambio de cliente.
IEC 62443 series	Security for industrial automation and control systems	Especifica los requisitos de proceso para el desarrollo seguro de productos utilizados en sistemas de control y automatización industrial. Esta especificación forma parte de una serie de estándares que abordan el tema de la seguridad para los sistemas de control y automatización industrial (IACS).
ISO/IEC 15118	Road vehicles -- Vehicle to grid communication interface	Especifica la comunicación entre los Vehículos eléctricos (EV), incluidos los Vehículos eléctricos con batería y los Vehículos eléctricos híbridos enchufables, y el Equipo de suministro de vehículos eléctricos (EVSE). Como las partes de comunicación de este equipo genérico son el Controlador de comunicación del vehículo eléctrico (EVCC) y el Controlador de comunicación del equipo de suministro (SECC), ISO 15118 describe la comunicación entre estos componentes.
ISO/IEC 27002	Information technology. Code of practice for information security management.	Es una guía de buenas prácticas que describe los objetivos de control y controles recomendables en cuanto a seguridad de la información. No es certificable. Contiene 39 objetivos de control y 133 controles, agrupados en 11 dominios.

Ciberseguridad

La ciberseguridad debe garantizar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de los sistemas electrónicos de comunicación, de información y los sistemas de control necesarios para la gestión, operación y protección de las infraestructuras de la red inteligente, tecnologías de la información y telecomunicaciones. Por ello, en el marco de la red inteligente, la ciberseguridad está enfocada en la protección de personas, datos e información, aplicaciones y procesos, redes de comunicación y dispositivos y la infraestructura física.

La Figura 97 ilustra los principales estándares relacionados con la ciberseguridad de la red inteligente analizados por cuadrantes: aspectos técnicos (cuadrantes superiores) o políticas y gobernanza (cuadrantes inferiores); y el nivel de los análisis de ciberseguridad que puede ser: alto nivel desde la operación (cuadrantes a la izquierda) o desde los productos y servicios (cuadrantes a la derecha).

Los estándares europeos IEC 62351 están orientados a resolver puntualmente los requerimientos técnicos de los productos y dispositivos en cuanto a ciberseguridad, pero dejan de especificar necesidades de protección organizacionales o administrativas. Las normas ISO/IEC 27002 y ISO/IEC 27001 enfocadas en las tecnologías de información proporcionan requisitos y técnicas para los sistemas gestión de seguridad de datos, desde una visión de alto nivel. En el caso del NISTIR 7628, las recomendaciones tienen un mayor alcance al dar requerimientos organizacionales (cuadrante 2) y cubrir una gran parte de las políticas administrativas (cuadrante 3), permitiendo la libre elección de estándares de los equipos a implementar (cuadrante 1), así como libertad en la verificación y cumplimiento de las medidas de ciberseguridad (cuadrante 4). Se debe considerar que estos últimos temas son estrictamente regulatorios y están influenciados por incentivos, planes de integración y entes de control o de estandarización regional.

El estándar IEC 62351 describe mejoras de seguridad para una serie de protocolos del sector eléctrico (IEC 61850, IEC 60870-5) donde se incluye el uso de perfiles TCP/IP. Entre las mejoras de seguridad incluidas se encuentra la autenticación de la transferencia de datos a través de firmas digitales, el control de acceso mediante autenticación y la prevención de las comunicaciones transparentes. La norma incluye medidas como: uso de esquemas de autenticación para el acceso, autenticación mutua entre entidades a través de firmas digitales, confidencialidad y cifrado, integridad y no repudio.

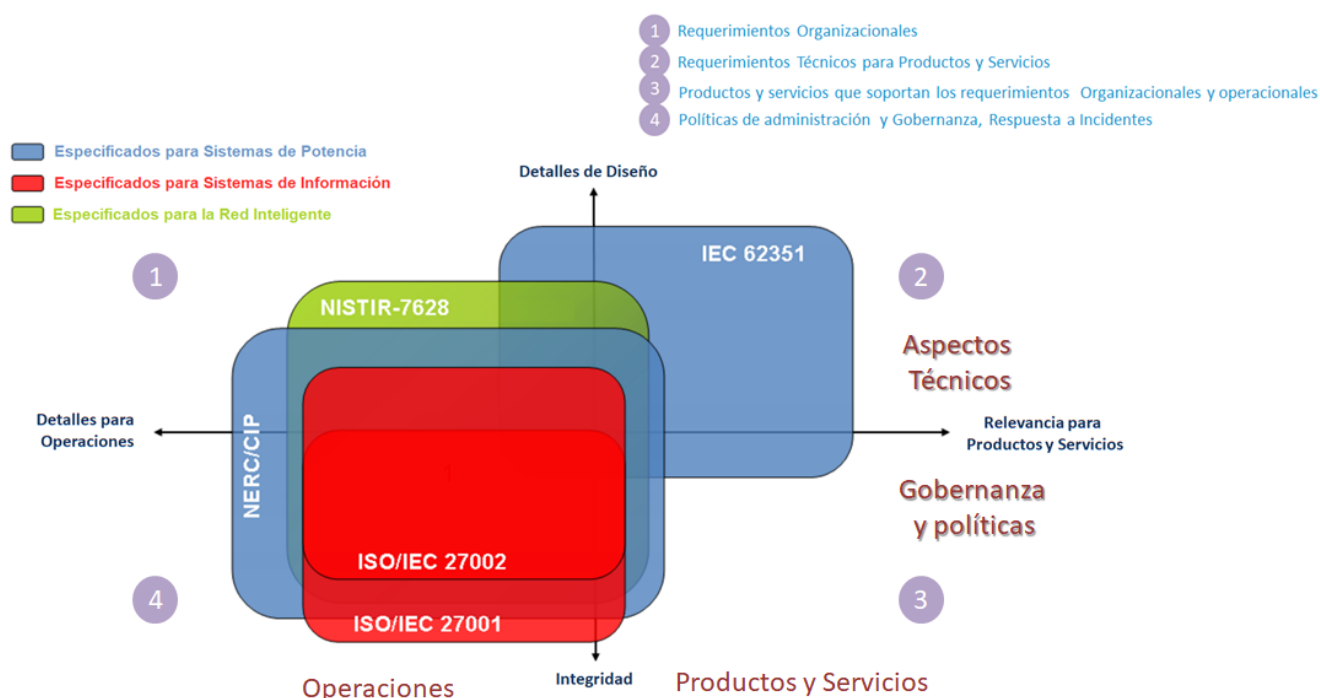


Figura 97. Estándares de ciberseguridad relacionados con las redes inteligentes
Tomada de (UPME et al., 2018).

La North American Electric Reliability Corporation's (NERC) estandariza los requerimientos de seguridad para el sector eléctrico a través de las normas NERC CIP²⁵, dónde se definen requisitos específicos de ciberseguridad para empresas asociados al Bulk Electric System (BEC): generadores, transmisores, distribuidores y centros de despacho.

²⁵ <https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/CIPStandards.aspx>

Los requisitos de ciberseguridad están agrupados de la siguiente manera:

- CIP-002-5: BES Cyber System Categorization
- CIP-003-6: Security Management Controls
- CIP-004-6: Personnel & Training
- CIP-005-5: Electronic Security Perimeter(s)
- CIP-006-6: Physical Security of BES Cyber Systems
- CIP-007-6: System Security Management
- CIP-008-5: Incident Reporting and Response Planning
- CIP-009-6: Recovery Plans for BES Security Systems
- CIP-010-2: Configuration Change Management and Vulnerability Assessments
- CIP-011-2: Information Protection
- CIP-012-1: Cyber Security – Communications between Control Centers (Pending)
- CIP-013-1: Cyber Security - Supply Chain Risk Management (Future Enforcement)
- CIP-014-2: Physical Security

Cabe destacar que en Colombia, la NERC CIP es el estándar referente para la guía de ciberseguridad del Sistema Interconectado Nacional (Acuerdo CNO 1241²⁶). A su vez, la CREG realiza estudios para establecer la estrategia integral de seguridad digital en el sector eléctrico²⁷ y la actualización del código de redes en un entorno digital²⁸.

La norma NISTIR 7628 [SGIP14] propone requerimientos puntuales de seguridad para cada una de las posibles interfaces lógicas entre actores del sistema eléctrico que conforman los casos de uso (Figura 98): medición inteligente (AMI), gestión del lado de la demanda (DSM), automatización de la distribución (ADA), almacenamiento de energía (ES) y vehículos eléctricos (PEVs).

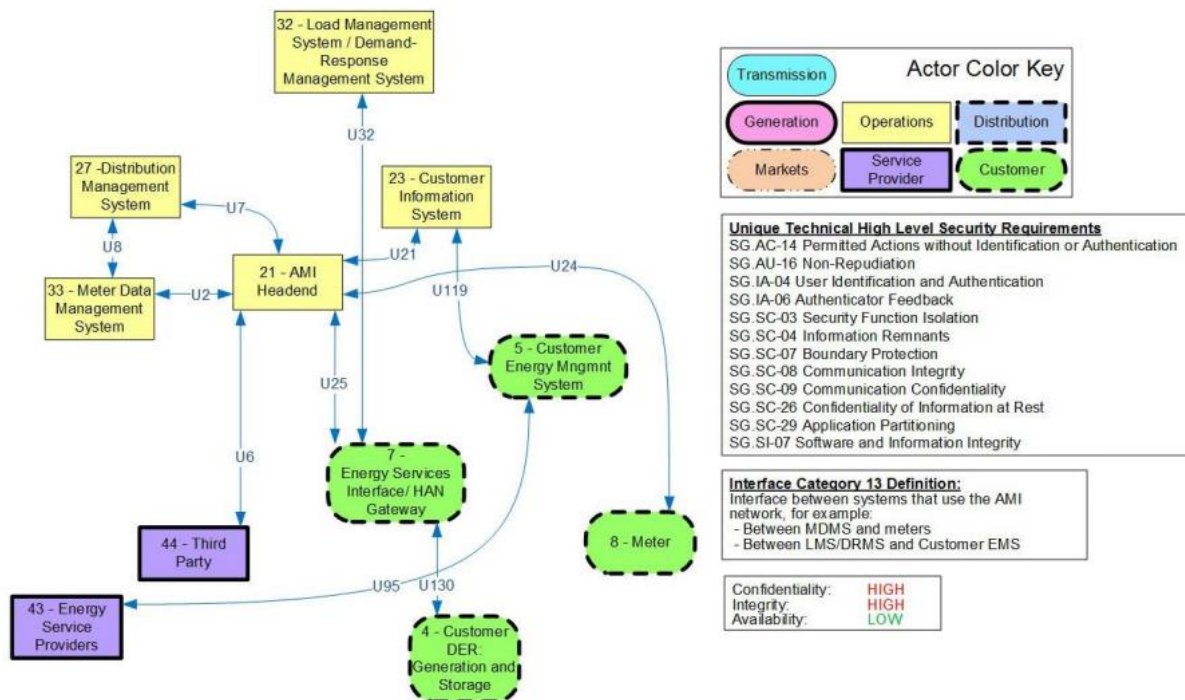


Figura 98. Interfaces lógicas categoría 13

Tomada de (The Smart Grid Interoperability Panel – Smart Grid Cybersecurity Committee, 2014).

²⁶ <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1241-por-el-cual-se-aprueba-la-actualizacion-de-la-guia-de-ciberseguridad>

²⁷ [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/b3f5512e987fd6c4052584720057e239/\\$FILE/Circular072-2019%20Anexo1.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/b3f5512e987fd6c4052584720057e239/$FILE/Circular072-2019%20Anexo1.pdf)

²⁸ [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/106b52701cadf93b0525849b007aaeb2/\\$FILE/Circular087-2019%20Anexo.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/106b52701cadf93b0525849b007aaeb2/$FILE/Circular087-2019%20Anexo.pdf)

Cada interfaz lógica esta agrupada en alguna de las 22 categorías identificadas en la norma (Tabla 57) a la cual se le asigna un nivel de impacto en las dimensiones de confidencialidad, integridad y disponibilidad.

Tabla 57. Ejemplo de categorías de interfaces lógicas NISTIR 7628
Tomada de (UPME et al., 2018).

Logical Interface Category	Examples	Logic Interfaces	Confidentiality	Integrity	Availability
8. Interface between back office systems not under common management authority	Between a third-party billing system and a utility meter data management system	U1, U6, U15, U55	HIGH	MODERATE	LOW
9. Interface with B2B11 connections between systems usually involving financial or market transactions	Between a Retail aggregator and an Energy Clearinghouse	U4, U17, U20, U51, U52, U53, U57, U58, U70, U72, U90, U93, U97	LOW	MODERATE	MODERATE
10. Interface between control systems and non-control/corporate systems	Between a Work Management System and a Geographic Information System	U12, U30, U33, U36, U59, U75, U91, U106, U113, U114, U131	LOW	HIGH	MODERATE
11. Interface between sensors and sensor networks for measuring environmental parameters, usually simple sensor devices with possibly analog measurements	Between a temperature sensor on a transformer and its receiver	U111	LOW	MODERATE	MODERATE
12. Interface between sensor networks and control systems	Between a sensor receiver and the substation master	U108, U112	LOW	MODERATE	MODERATE
13. Interface between systems that use the AMI network	Between MDMS and meters Between LMS/DRMS and Customer EMS	U8, U21, U25, U32, U95, U119, U130	HIGH	HIGH	LOW
14. Interface between systems that use the AMI network with high availability	Between MDMS and meters Between LMS/DRMS and Customer EMS Between DMS Applications and Customer DER Between DMS Applications and DA Field Equipment	U8, U21, U25, U32, U95, U119, U130	HIGH	HIGH	HIGH
15. Interface between systems that use customer (residential, commercial, and industrial) site networks which include:	Between Customer EMS and Customer Appliances Between Customer EMS and Customer DER Between Energy Service Interface and PEV	U42, U43, U44, U45, U49, U62, U120, U124, U126, U127	LOW	MODERATE	MODERATE

Con base en la categoría de la interfaz lógica se asignan los requisitos de ciberseguridad (Figura 99). Estos requisitos están agrupados en 19 categorías y la mayoría tienen equivalentes con las normas NERC CIP y SP 800:

- Control de acceso.
- Concientización y Entrenamiento de personal.
- Auditoría y rendición de cuentas.
- Evaluación y autorización de seguridad.
- Gestión de configuración (parametrización del sistema y operación).
- Continuidad de las operaciones.
- Identificación y Autenticación.
- Gestión de documentos e Información.
- Respuesta a incidentes.
- Desarrollo y mantenimiento del sistema de información para red inteligente.
- Protección de recursos multimedia.
- Seguridad física y ambiental.
- Planeación.
- Gestión del programa administrativo de seguridad.
- Seguridad del personal.
- Evaluación y gestión de riesgos.

- Sistema de información de red inteligente y adquisición de servicios (software, firmware, servicios externos, contratistas, etc.).
- Sistema de información de red inteligente y protección de la comunicación entre los componentes del sistema de información.
- Sistema de información de red inteligente e integridad de su información.

Smart Grid Requirement Number	Logical Interface Categories																					
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
SG.AC-1	Applies at all impact levels																					
SG.AC-2	Applies at all impact levels																					
SG.AC-3	Applies at all impact levels																					
SG.AC-4	Applies at all impact levels																					
SG.AC-6	Applies at moderate and high impact levels																					
SG.AC-7	Applies at moderate and high impact levels																					
SG.AC-8	Applies at all impact levels																					
SG.AC-9	Applies at all impact levels																					
SG.AC-12								H	H									L				L
SG.AC-13																		M		M		
SG.AC-14	H	H	H	H	H	H	M	M	M	H				H	H	M	M	H	H		H	H
SG.AC-15																				H	H	H
SG.AC-16	Applies at all impact levels																					
SG.AC-17	Applies at all impact levels with additional requirement enhancements at moderate and high impact levels																					
SG.AC-18	Applies at all impact levels with additional requirement enhancements at moderate and high impact levels																					
SG.AC-19	Applies at all impact levels																					
SG.AC-20	Applies at all impact levels																					
SG.AC-21	Applies at all impact levels																					

Figura 99. Asignación de requerimientos de seguridad a categorías de interfaces lógicas
Tomada de (The Smart Grid Interoperability Panel – Smart Grid Cybersecurity Committee, 2014)

Los requisitos propuestos en la NISTIR 7628 tienen un mayor cobertura y son complementarias respecto a las normas NERC CIP (Figura 100) debido a que engloban la ciberseguridad del cliente; por lo tanto, deberá validarse la simultaneidad de las normas para evitar ineficiencias técnico-económicas.

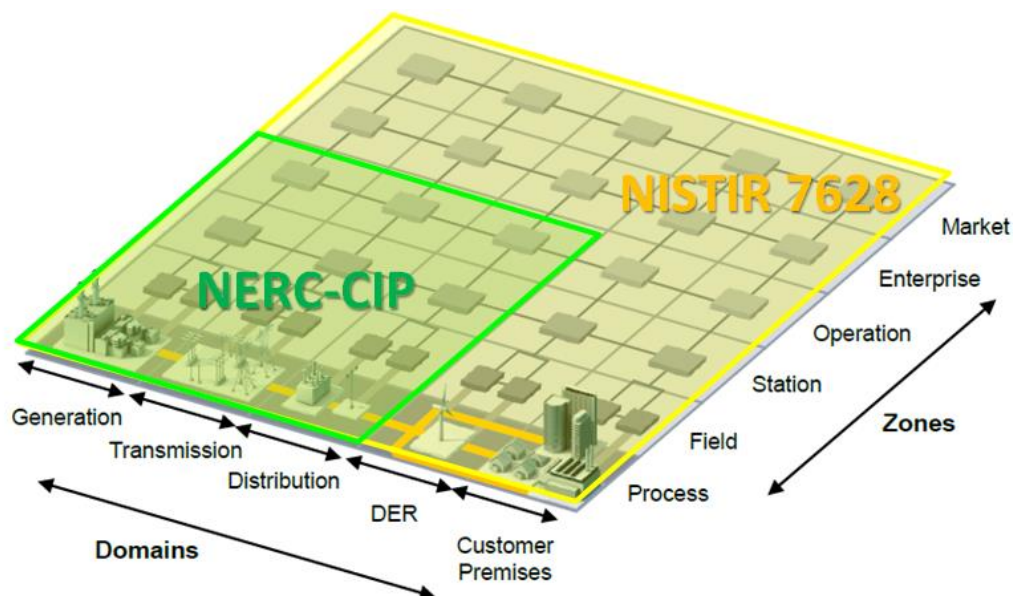


Figura 100. NERC vs NISTIR 7628
Elaboración propia.

Estándar OpenADR

OpenADR es un estándar abierto y reconocido por IEC en la norma IEC 62746-10.1, que define un modelo de intercambio de información interoperable, para que proveedores y consumidores del sistema eléctrico intercambien señales RD, utilizando un lenguaje común transportado a través de redes TCP/IP.

Se define un modelo de comunicación jerárquico (Figura 101) basado en la interacción entre dos tipos de elementos: un *Virtual Top Node* (VTN) y uno o varios *Virtual End Nodes* (VEN). Un VTN es una entidad operada por un proveedor de servicios RD, tales como empresas de servicios públicos, agregadores o facilitadores, para el envío de señales RD a los VEN. Un VEN típicamente es un Gateway o módulo Software que recibe las señales de RD y las transforma en señales de control, utilizando un algoritmo o lógica RD, con las que modifica el perfil de carga de los recursos.

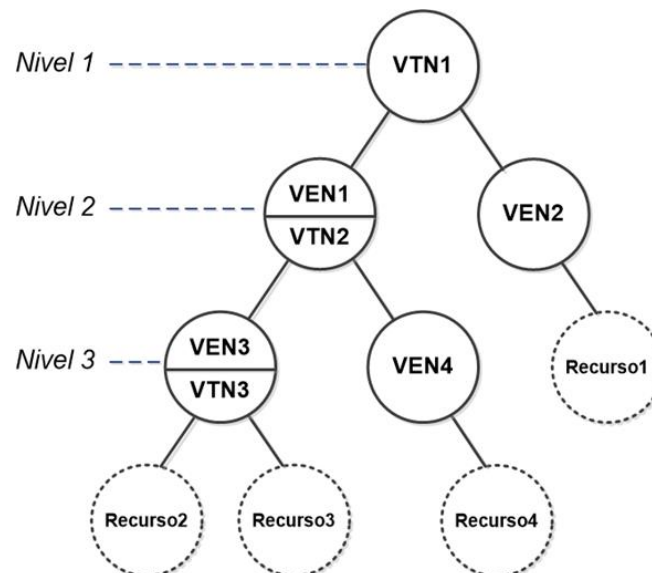


Figura 101. Topología OpenADR
Tomada de (Universidad del Valle, 2018).

OpenADR establece un modelo de comunicación de datos fundamentado en los protocolos HTTP y XMPP. Este modelo utiliza XML como estándar para definir la estructura de los mensajes, eventos, reportes, etc., que se intercambian entre nodos, sin depender de los protocolos de capas subyacentes ni las tecnologías utilizadas para transportarlos. Utiliza además una capa de seguridad basada en el protocolo TLS para la autenticación de los nodos en Internet y establecimiento del enlace cifrado. El proceso de autenticación se efectúa mediante el uso de certificados de infraestructura de claves públicas (*Public Key Infrastructure-PKI*) con formato X.509v3, los cuales son gestionados y emitidos por la autoridad de certificación (CA).

4.6. Planeación tecnológica de programas RD-DER

Para aumentar el impacto de los programas RD se requiere del uso tecnologías habilitadoras que faciliten el despacho de eventos, la gestión, el control y el monitoreo de los recursos. Así mismo tecnologías que permitan la integración de recursos de almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos, que brinden flexibilidad en los tipos de respuesta que pueda activar el usuario.

De acuerdo a los anterior, se requiere avanzar en tres elementos principales: la apropiación de infraestructura tecnológica, el desarrollo de ecosistemas tecnológicos y sistemas de información, y la estandarización tecnológica.

4.6.1. Apropiación de infraestructura tecnológica

La definición de las tecnologías habilitadoras para programas RD debe estar basado en los objetivos y características de éste, lo que permitirá determinar de forma adecuada las tecnologías de gestión y control, monitoreo e infraestructura de comunicación requeridos en las instalaciones del cliente para alcanzar los resultados esperados, se requiere que:

1. Para lograr un mayor impacto en la aplicación de los programas RD es importante identificar correctamente los clientes con las instalaciones más apropiadas para alcanzar los mayores niveles de reducción de carga, para lo cual se debe tener en cuenta sus capacidades tecnológicas (fomento a la innovación), así como la flexibilidad de los recursos RD que gestionen.
2. Para garantizar el desempeño y beneficios deseados de los programas, su implementación y uso requiere de un acompañamiento y orientación adecuada al cliente, permitiéndole identificar y comprender los patrones de consumo de su instalación. Así mismo el cliente requiere de asistencia técnica y financiera para instalar y aprovisionar adecuadamente los dispositivos automatizados, de tal manera que pueda operar apropiadamente ante la recepción de eventos o señales RD (educación y coordinación de todos los interesados e involucrados).
3. Para la aplicación de programas basados en precios dinámicos y ofertas de capacidad, se requiere el uso de tecnologías de control sofisticados, donde las tecnologías automatizadas mejoran considerablemente la capacidad de respuesta de los clientes.
4. Para programas de tarifas intradiarias, si bien no se requiere la incorporación de tecnologías de control automatizado, el cliente que ya cuente con este tipo de tecnología (por ejemplo, porque está participando de algún programa RD despachable) se incentive su participación en programas basados en precio más sofisticados, como por ejemplo CPP (*Critical Peak Pricing*) y RTP (*Real Time Pricing*).
5. Para los clientes residenciales, que se caracterizan por contar con cargas relativamente pequeñas y con recursos tecnológicos limitados para la gestión del consumo eléctrico, se incentive su participación a través de la figura de los agregadores, quienes pueden realizar los despliegues tecnológicos necesarios para gestionar eficientemente los recursos RD de los clientes agregados.
6. Fomentar la innovación para el diseño y uso de sistemas de gestión de energía para hogar (HEMS), edificios (BEMS/BMS) e instalaciones industriales (IEMS), dado que habilitan la automatización de la RD gracias a que a través de la infraestructura de comunicación que implementan es posible realizar el envío de señales de precio o señales de control para modificar el consumo de la instalación, así como monitorear el estado y uso energético de los recursos RD asociados. Además, si la instalación cuenta con sistemas de generación o almacenamiento, el sistema de gestión de energía puede gestionarle como un recurso RD (bajo este esquema la ADR se puede invocar casi en tiempo real).
7. Dado que tanto la Respuesta de la Demanda como la generación distribuida están soportadas por los sistemas de medición avanzada, es estratégico su masificación teniendo en cuenta aspectos transversales a la tecnología, como los son la interoperabilidad, la ciberseguridad y la gobernanza de los datos.

4.6.2. Desarrollo de ecosistemas tecnológicos y de sistemas de información

La interacción de los diferentes componentes en los dominios de la operación y el mercado para desencadenar los eventos de Respuesta de la Demanda, ante señales de precio o de confiabilidad en la red, conlleva a la necesidad de establecer los ecosistemas tecnológicos y de sistemas de información para garantizar la participación de la demanda (ver Figura 102), por lo que se recomienda:

1. Desde el punto de vista de interoperabilidad y teniendo en cuenta que la medición avanzada es el pilar para la operación de respuesta de la demanda, estudiar la conveniencia de definir un perfil o especificación complementaria de los estándares utilizados para el intercambio de información con los medidores avanzados de energía.

2. Definir como los sistemas de información del dominio de operaciones intercambiarán información bajo esquemas de respuesta de la demanda con recursos agregados que actúen como servicios complementarios o reservas del sistema.
3. Definir como los sistemas de información pertenecientes al mercado transmitirán y recibirán información desde y hacia los demás sistemas involucrados con respuesta de la demanda, como por ejemplo con sistemas de gestión DERMS o DRMS en el dominio de operación y HEMS/BEMS/IEMS en el dominio del usuario.
4. Definir los ecosistemas tecnológicos y requerimientos técnicos para el uso de los medios de telecomunicación alámbricos e inalámbricos que garantizan la operación costo-eficiente.

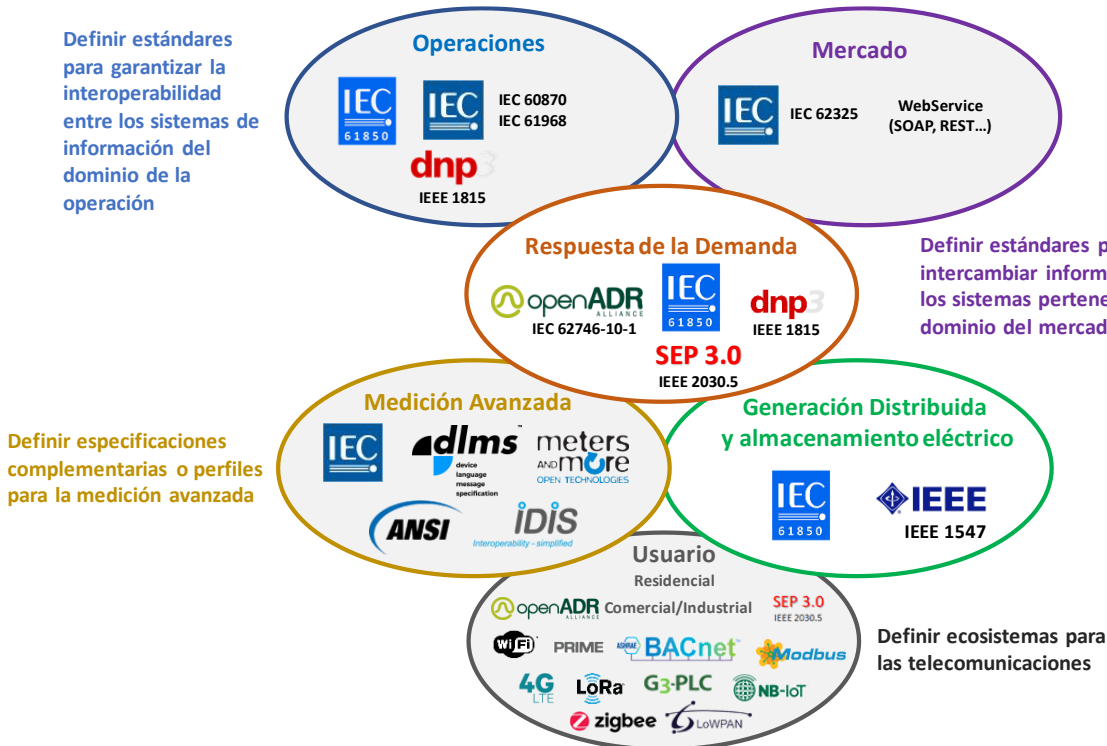


Figura 102. Ecosistemas tecnológicos y de sistemas de información
Elaboración propia.

4.6.3. Estandarización tecnológica

Uno de los elementos clave para el éxito de cualquier implementación ADR (*Automated Demand Response*) es la estandarización, la cual es el medio que facilita la interoperabilidad, para que los operadores del sistema eléctrico, empresas de servicios públicos, agregadores y clientes propietarios de recursos RD interactúen con el ánimo de flexibilizar la demanda de energía eléctrica.

Sin un estándar ADR las soluciones propietarias eventualmente atarán las inversiones hacia un mismo fabricante, aumentando los costos de desarrollo, integración e instalación.

Además, la falta de interoperabilidad entre los diferentes componentes de la red inteligente y la inmadurez tecnológica de algunos de ellos, representan el obstáculo técnico más comúnmente reportado para el despliegue de servicios de red inteligente. El uso de una arquitectura abierta facilita la interoperabilidad y agiliza la implementación. Por tanto, se recomienda la selección de estándares abiertos que cumplan con los requisitos de consistencia, escalabilidad, interoperabilidad y ciberseguridad de los equipos.

En la Tabla 58 se proponen aquellos que, por sus características, pueden llegar a ser apropiados para la implementación de los sistemas de respuesta de la demanda (medición y monitoreo, interfaces de comunicación entre los diversos componentes, ciberseguridad y a la selección adecuada de equipos, entre otras):

Tabla 58. Estándares SG para servicios de RD, DER, AMI, EV y Almacenamiento
Elaboración propia.

Estándar	Descripción	Justificación
Medición Avanzada		
ANSI C12.18	IEEE 1701 Standard for Optical Port Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables	Estándares bien establecidos y con reconocimiento internacional. Adoptados por un gran número de fabricantes de medidores de energía. La SUITE ANSI, la SUITE IEC 62056 (DLMS/COSEM) y <i>Meters and More Open Technologies</i> fueron acogidas en la norma técnica NTC 6079 para del despliegue de sistemas de infraestructura de medición avanzada en Colombia. Se destaca la SUITE IEC 62056 ya que conforma uno de los pilares de estándares para la Red Inteligente, en conjunto con CIM e IEC 61850. Esta además basada en diversos casos de uso que incluyen habilitadores para respuesta de la demanda, específicamente dirigidos al control directo de cargas a través del medidor de energía.
ANSI C12.19	Standard for Utility Industry Metering Communication Protocol Application Layer (End Device Data Tables)	
ANSI C12.21	IEEE 1702 Standard for Telephone Modem Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables	
ANSI C12.22	Standard for LAN/WAN Node Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables	
IEC 62056	Electricity metering data exchange The DLMS/COSEM suite	
Comunicación entre sistemas de información y/o control		
IEC 60870	Telecontrol equipment and systems	La comunicación entre sistemas de información y control es indispensable para el despliegue del sistema de respuesta de la demanda y la gestión de los recursos distribuidos. El uso de un estándar específico dependerá del nivel de jerarquía de la interacción. Para las interacciones entre el mercado y los administradores de los sistemas de respuesta de la demanda se recomienda utilizar estándares basados en modelos de información común como CIM o ebXML (IEC 62325) y protocolos bien establecidos, como ICCP (Suite IEC 60870), DNP3 (IEEE 1815) o servicios Web. Para la comunicación entre el administrador de sistema de respuesta de la demanda y los agregadores o recursos RD se recomienda utilizar el estándar OpenADR, que modela eventos RD y los transporta a través de enlaces de comunicación seguros y robustos. También se puede utilizar IEC 61850 o DNP3 dependiendo de las características del recurso a intervenir (como por ejemplo cuando se trata de generación distribuida).
IEC 61850	Communication networks and systems for power utility automation	
IEC 61968	Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management (CIM)	
IEC 62325	Framework for energy market communications	
IEEE 1815	IEEE Standard for Electric Power Systems Communications-Distributed Network Protocol (DNP3)	
MultiSpeak	MultiSpeak	
OpenADR 2.0 IEC 62746-10	Open Automated Demand Response	
Recursos Energéticos Distribuidos		
Std 1547™-2018	1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces	Estándares que además de especificar el control, gestión y requisitos técnicos que deben cumplir los recursos, definen las interfaces de comunicación apropiadas para interactuar con ellos.
IEC 61850	Communication networks and systems for power utility automation	
Vehículos Eléctricos		
SAE J2836-Use-Cases-(1-3)	Use Cases for Communication Between Plug-in Vehicles and the Utility Grid	Definen las interfaces de comunicación apropiadas para la comunicación con los demás componentes del sistema, tales como los equipos de carga y los sistemas de gestión de energía.
SAE J2847-1	Communication between Plug-in Vehicles and the Utility Grid	
ISO/IEC 15118	Road vehicles -- Vehicle to grid communication interface	
HEMS/BEMS		
ASHRAE 135-2010-BACnet	A Data Communication Protocol for Building Automation and Control Networks	Los protocolos de comunicación para el control de los recursos en las instalaciones del cliente deben estar bien definidos, con el ánimo de garantizar la interoperabilidad, dando así mayor flexibilidad a su gestión. Como medios de comunicación se pueden utilizar tecnologías inalámbricas o cableadas, pero su selección dependerá de las características de la instalación (estructura física, por ejemplo) y del tipo de recurso a intervenir.
IEC 15067.3	Information technology — Home Electronic System (HES) application model — Part 3: Model of a demand-response energy management system for HES	

Estándar	Descripción	Justificación
Ciberseguridad		
NISTIR 7628	<i>Guidelines for Smart Grid Cybersecurity</i>	La guía presenta un análisis completo de los riesgos e impactos sobre las interfaces lógicas de comunicación entre los diferentes actores tipo sistema que pueden llegar a interactuar en servicios de Red Inteligente. Esto facilita el análisis de las características de comunicación que deben cumplir los dispositivos que intervendrán en el sistema (como por ejemplo los requeridos para implementar el servicio de respuesta de la demanda). Cabe destacar que los requisitos están alineados con las normas NERC, las cuales se tomaron en Colombia como base para la garantizar la ciberseguridad de las redes eléctricas.

Desde el punto de vista tecnológico y dada su flexibilidad, escalabilidad y seguridad inherente, el estándar *OpenADR* se presenta como la mejor opción para el despliegue de programas RD, en especial para la comunicación de eventos, el monitoreo, la gestión de recursos participantes. El modelo de datos, la capa de transporte y seguridad implementadas en el estándar permiten la habilitación de programas RD sobre diferentes tipos de arquitecturas de despliegue. Así mismo su flexibilidad facilita la interacción con recursos distribuidos, haciéndolos gestionables directamente desde los programas.



Monitoreo GEI Programas RD

Cada vez más la preocupación internacional sobre los efectos del cambio climático está llevando a la creación de mecanismos para promover iniciativas en materia de uso de energía que reduzcan las emisiones de Gases De Efecto Invernadero (GEI).

En este capítulo se propone una metodología para el monitoreo de GEI producto de la aplicación de programas RD en el sistema eléctrico colombiano. Para determinar el potencial de reducción de estas emisiones, la metodología plantea también, el establecimiento de un valor referencial, que es denominado línea base de emisiones, esto permite compararla con las emisiones reales medidas con la aplicación de los mecanismos RD y con la diferencia determinar la eficiencia del programa en un contexto de mitigación GEI.

Finalmente, se muestra la metodología propuesta para la línea base de emisiones adaptada a las condiciones de los mecanismos RD en el país, donde se señalan los supuestos a tener en cuenta y los datos necesarios para aplicar la metodología propuesta en función de la RD despachable o no despachable.

5. Monitoreo GEI de Programas RD

El aumento del ingreso per cápita en América Latina en particular en Colombia, trae consigo un incremento en el uso de energía, con el consiguiente desafío que impone sus efectos sobre la seguridad energética y sobre el medio ambiente, relacionados entre otros con el calentamiento global y la disponibilidad de los recursos. Cada vez La preocupación internacional sobre los efectos del cambio climático está llevando a la creación de mecanismos para promover iniciativas en materia de uso de energía que reduzcan las emisiones de Gases De Efecto Invernadero (GEI).

Siendo así, la oficina de Asuntos Sociales y Ambientales del Ministerio de Minas y Energía (MME), el Centro Internacional de Agricultura Tropical CIAT y el CIDET promueven este estudio para proporcionar la estructura metodológica para la cuantificación de emisiones. En este sentido, esta publicación apunta a ser utilizada por los responsables de la generación, operadores de red, planificadores como guía metodológica para determinar las emisiones de GEI en el sector eléctrico para determinar la reducción de emisiones como resultado de la implementación de mecanismos de Respuesta de la Demanda (RD) Esta sección incluye una propuesta de metodología de monitoreo de GEI en el sector eléctrico, en el contexto de aplicación de programas RD como mecanismo para reducir las emisiones, a rasgos generales la dicha propuesta es la que se muestra en la Figura 103.

Para determinar el potencial de reducción de estas emisiones, la metodología plantea también, el establecimiento de un punto de comparación, que es denominado línea base de emisiones, esto permite comparar las emisiones reales medidas con la aplicación de los mecanismos RD y con la diferencia determinar la eficiencia del programa. Como se dijo anteriormente, la naturaleza de los mecanismos RD difiere, así, la propuesta metodológica de monitoreo de GEI, también varía. Por ejemplo, para los programas RD No despachables, el cálculo de emisiones y la revisión del Factor de Emisión (FE) del sistema deberá hacerse con la misma regularidad que la revisión del esquema de tarifas asociado a los programas RD NO despachables (anual, semestral, trimestral, etc.).

Adicionalmente se muestra la metodología propuesta para la línea base de emisiones adaptada a las condiciones de los mecanismos RD en el país. Se señalan los supuestos a tener en cuenta y los datos necesarios para aplicar la metodología propuesta.

4.1. Metodología de monitoreo GEI

Para el caso de este estudio los programas se pueden clasificar en Programas RD despachables (Programa Gestión de Carga y Programa de Demanda en el Mercado) y Programa RD NO despachables (Programa Tarifas Intradiarias).

En el caso de programas RD No despachables, la periodicidad del cálculo y revisión del Factor de Emisión (FE) del sistema deberá hacerse con la misma regularidad que la revisión del esquema de tarifas asociado al programa RD NO despachables (anual, semestral, trimestral, etc.). Principalmente, porque en estos programas la decisión de alterar o no los patrones de consumo de energía, depende totalmente del usuario final. Así, estos programas RD están ligados directamente al esquema de tarifas disponible, el cual puede variar el tiempo, de acuerdo con la regulación. Actualmente el esquema tarifario es designado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y propone la formula tarifaria del costo de prestación del servicio para los usuarios, discriminando las diferentes variables que la componen, a saber: Generación (G), Transmisión (T), Distribución (D), Comercialización (C), Restricciones y servicios complementarios (R) y pérdidas (PR). De acuerdo a la Ley eléctrica 143 de 1994, la metodología de remuneración de los negocios de transmisión y distribución (TyD) debe actualizarse cada cinco años, sin embargo, de acuerdo a las necesidades del sistema se pueden presentar propuestas normativas y regulatorias que modifiquen parámetros de la estructura tarifaria en cualquier momento.

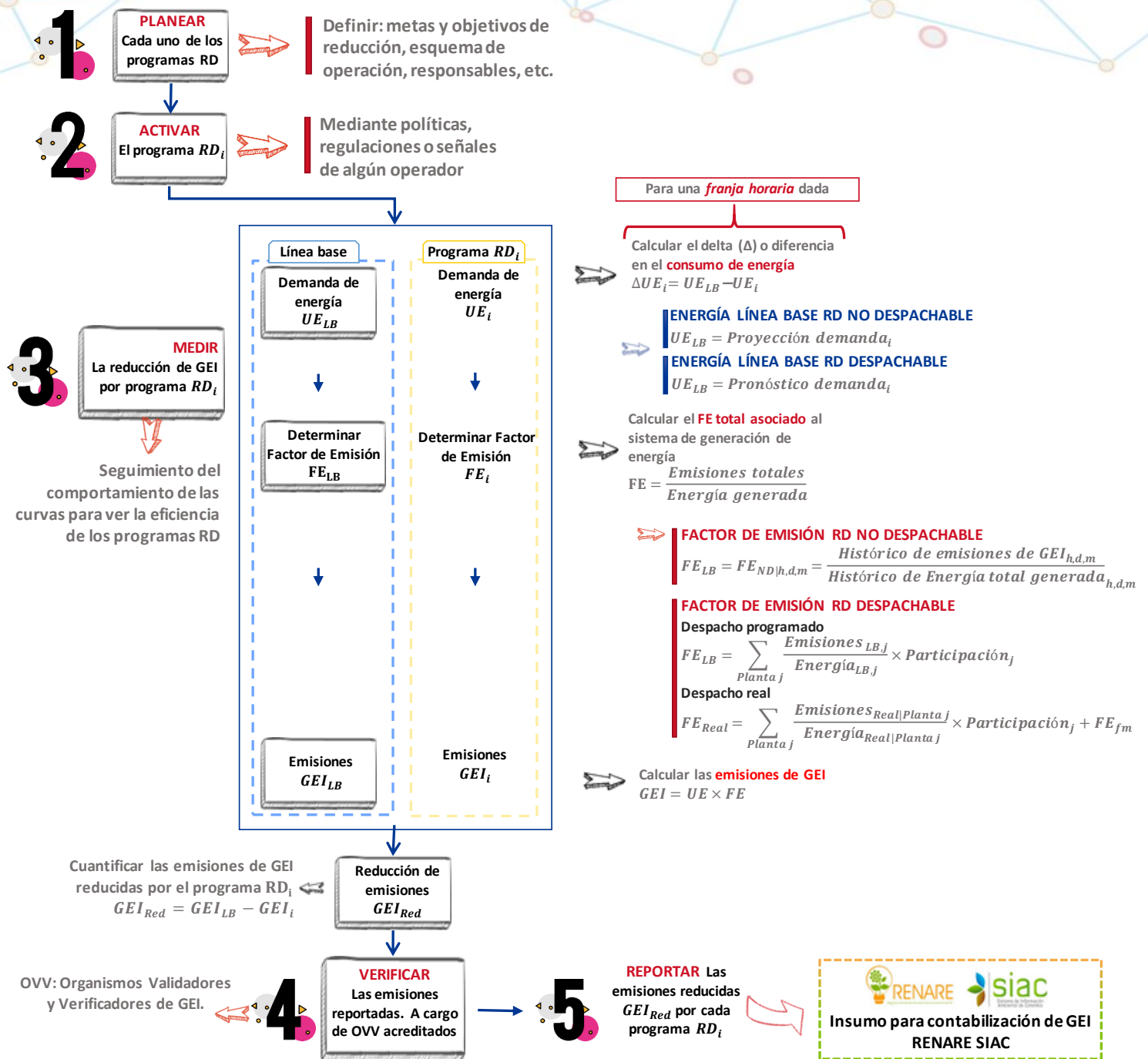


Figura 103. Estructura metodología GEI RD
Fuente: Elaboración propia

El uso del almacenamiento de energía en combinación con la generación de electricidad, dependiendo del sistema de almacenamiento y la fuente de electricidad, aumenta i) la entrada de energía necesaria para producir electricidad ii) las emisiones netas de GEI asociadas a ineficiencias de transmisión y conversión (Denholm & Kulcinski, 2003), así como iii) el coste total de dicho sistema híbrido. Sin embargo, las emisiones de GEI acumuladas procedentes de los sistemas de almacenamiento cuando se utilizan en combinación con tecnologías de baja emisión de carbono, como las tecnologías nucleares o renovables, pueden ser sustancialmente inferiores a las de la electricidad derivada de combustibles fósiles (Weisser, 2017).

Estas emisiones son contabilizadas desde el concepto de ciclo de vida o huella de carbono de los sistemas de almacenamiento, por lo que en los casos donde la emisión sea debido al proceso de fabricación o construcción del sistema y no a su operación misma, esta emisión no se tendría en cuenta en la metodología de monitoreo bajo los programas RD. Así, por ejemplo, las emisiones por el uso de baterías esta dado principalmente en la etapa de fabricación, y no en la operación de las baterías, los sistemas por bombeo, sus emisiones son debidas a los reservorios de agua (emisiones fugitivas), las bombas de calor, las emisiones en la operación del mismo estarían asociadas a la fuente, y la emisión se cuantifica asociada a la generación por un sistema de respaldo y no por el almacenamiento en si mismo.

A continuación, se presenta en la Tabla 59, una comparación de emisiones por ciclo de vida de algunos sistemas de almacenamiento, incluyendo construcción del sistema, operación y mantenimiento.

Tabla 59. Emisiones de ciclo de vida para diferentes sistemas de almacenamiento
 Fuente: elaboración propia a partir de (Denholm & Kulcinski, 2003, 2004; Johnson et al., 2019)

Etapa de ciclo	Emisiones, Ton CO ₂ e/*capacidad de almacenamiento								
	Aire comprimido	Baterías				Bombeo reverso	Sistemas térmicos	Hidrogeno	Volantes de inercia
		PSB (polisulfuro)	Acido Plomo	Vanadio redox	VSB (vanadio)				
Construcción (*MWh)	19,4	125.3	288	256	161.4	35.7	-	-	-
Operación y mantenimiento (*GWh)	288	4	14,7	6.5	3.3	1.8	Ninguno a Insignificante	Ninguno a Insignificante	Ninguno

Dado que la energía almacenada proviene de fuentes que pueden o no aumentar las emisiones, la Figura 104 muestra la aportación de emisiones según la fuente y el sistema de almacenamiento. Esta figura muestra que las emisiones netas del sistema de almacenamiento están dominadas por la fuente de la energía almacenada, particularmente cuando la fuente es de naturaleza fósil.

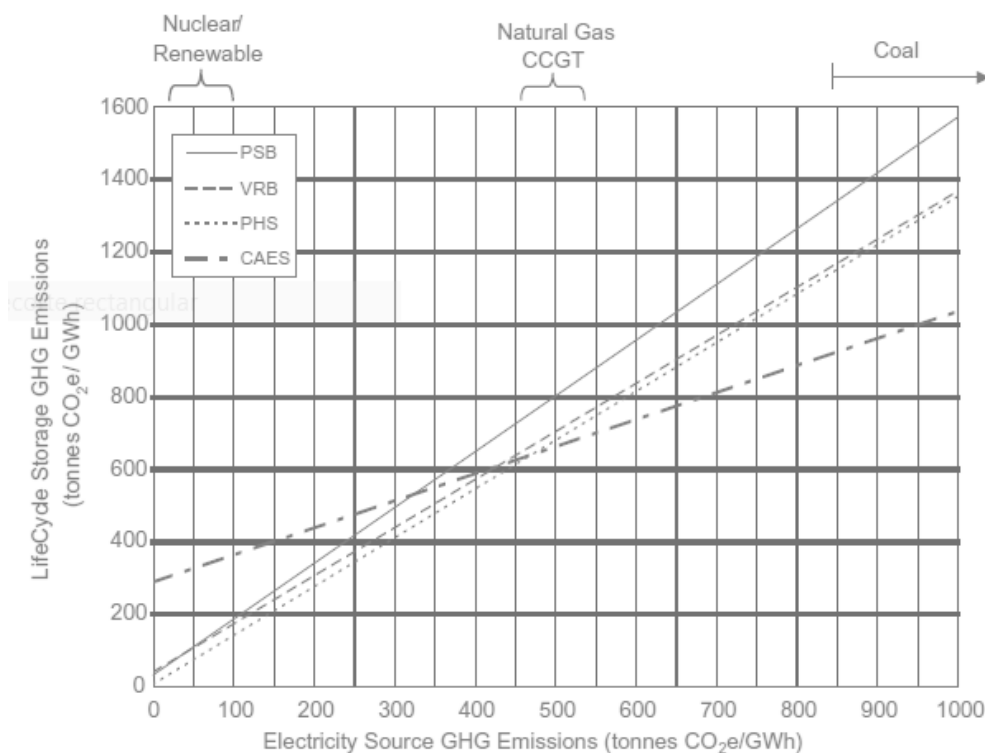


Figura 104. Emisiones de ciclo de vida de sistemas de almacenamiento según fuente de energía.
 Fuente: tomado de (Denholm & Kulcinski, 2004)

5.1.1. Estructura de la metodología de monitoreo

La manera más fiable de obtener un valor de las emisiones asociadas a la generación de energía es mediante la medición directa en los puntos de generación de las centrales eléctricas, mediante el uso de sistemas de monitoreo continuo o puntuales de emisiones (CEMS, por sus siglas en inglés), los cuales se conectan en la sección transversal del ducto de emisión o chimenea (MADS, 2017); sin embargo, la medición directa es la forma más compleja y costosa de determinar las emisiones, por lo que, en la mayoría de las veces, las emisiones de GEI se determinan multiplicando los datos de actividad de generación de energía de la planta por un factor de emisión asociado a la actividad.

La metodología de monitoreo de emisiones propuesta hace énfasis en determinar ese FE asociado al sistema, de manera que permita cuantificar las emisiones reducidas por la implementación de programas RD. El alcance de la metodología es aplicable al sistema interconectado nacional y las zonas no interconectadas, siempre que se cuente con la disponibilidad de los datos de actividad e información adicional para calcular el FE asociado a estas zonas. En la Figura 105 se describe la estructura general de la metodología de monitoreo de GEI para evaluar la eficiencia de los mecanismos en la reducción.

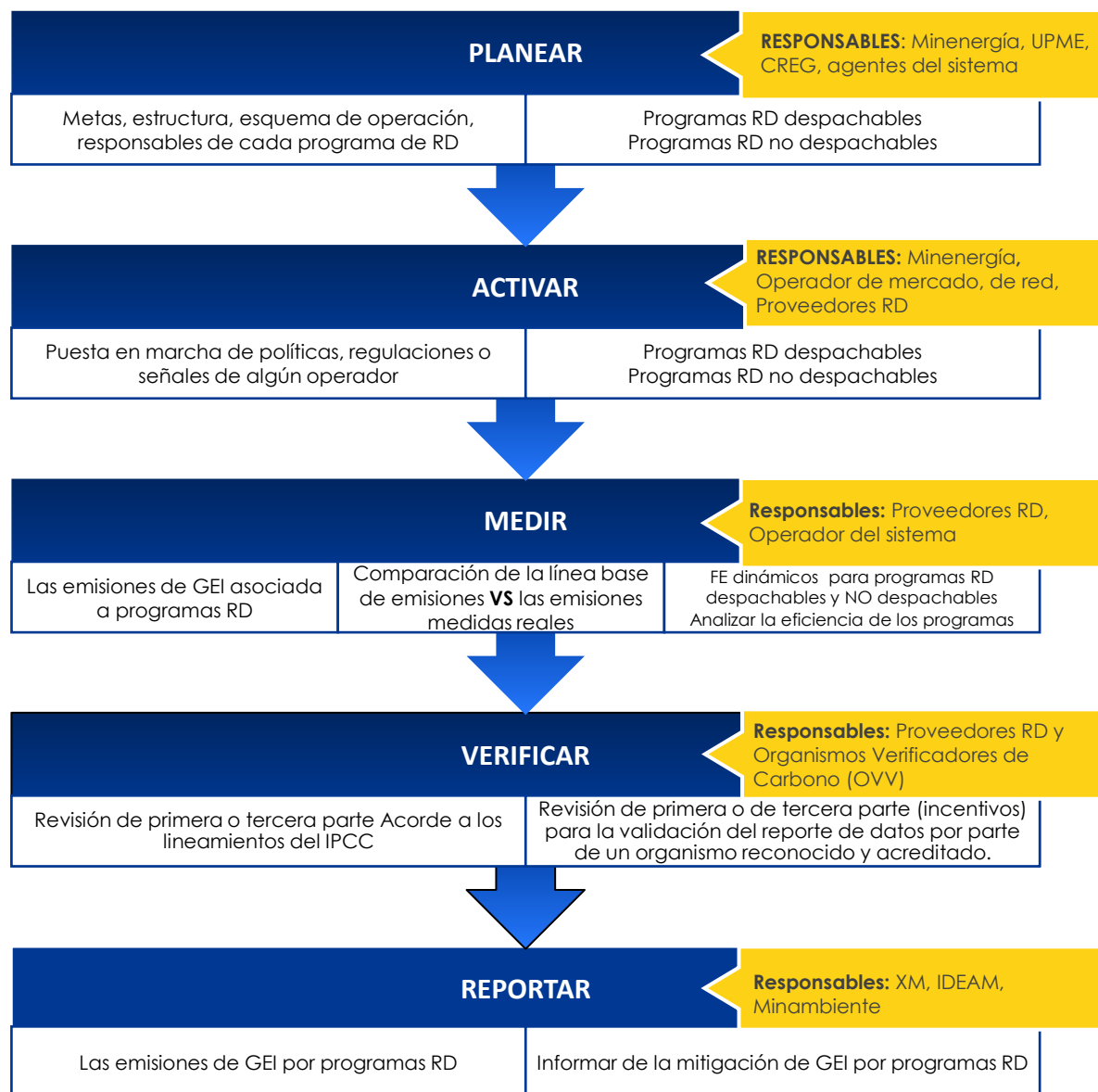


Figura 105. Estructura general metodología de monitoreo GEI
Fuente: Elaboración propia

5.1.2. Criterios y supuestos

Los principales parámetros necesarios para realizar la cuantificación de emisiones de GEI mitigadas por la aplicación de programas RD y los responsables de suministrar la información se muestran en la Tabla 60.

Tabla 60 Variables de entrada (datos reportados de forma horaria)

Fuente: Elaboración propia

Variable Requerida		Unidades	Responsables
Dato de actividad	Generación total por planta	kWh, MWh	Administrador del mercado
	Capacidad instalada por planta	kW, MW	Administrador del mercado
	Tipo y composición de combustible por planta	Gas, Carbón, combustóleo, entre otros	Generadores
	Heat rate por planta	MBTU/MWh	Generadores
	Diferencia en el consumo de energía en el evento de RD (línea base consumo de energía)	kWh, MWh	Administrador del mercado/Agente responsable por la operación
	Información plantas de respaldo: - heat rate - tipo de combustible	MBTU/MWh Gas, Carbón, combustóleo, entre otros	Participantes de programas RD que dispongan de plantas propias de generación de energía con combustibles fósiles
	Información del despacho de plantas	Generación programada y real	Administrador del mercado
Dato de Factor de Emisión	Emisiones GEI por planta	tCO_{2-eq} ó tCO_2	Generadores
	Incertidumbre del equipo o instrumento de medición de GEI	tCO_{2-eq} ó tCO_2	Generadores
	Factor de emisión del combustible (Dato FECOC)	$\frac{gCO_2}{kg \text{ combustible}}$ ó $\frac{gCO_2}{BTU}$ ó $\frac{gCO_2}{TJ}$	Unidad de Planeación Minero Energética (Aplicativo FECOC UPME ²⁹)
	Consumo de combustible por planta	kg de combustible ó MBTU ó TJ	Administrador del mercado

Supuestos:

- Se disponen de los datos requeridos para todas las plantas conectadas al sistema.
- Todos los agentes del sistema están dispuestos a reportar la información.
- Se cuenta con los instrumentos tecnológicos necesarios para realizar las mediciones con el nivel de precisión requerido (diario y horario).
- La generación de energía total considera toda la generación de energía necesaria para satisfacer la demanda compensando pérdidas, restricciones, exportaciones, entre otros.
- Las emisiones de GEI asociadas a la importación de energía se contabilizan en el país o región donde se genera dicha energía.

²⁹ Disponible en línea: http://www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones/aplicacion/calculadora.html

5.1.3. Matriz de responsabilidades

A continuación, se presenta la matriz de asignación de responsabilidades para los diferentes actores vinculados en cada una de las etapas propuestas en la metodología, diferenciando los roles para cada agente, acorde con la matriz RACI (Tabla 61):

- **Responsable (R):** Encargado de ejecutar la tarea, llevar a cabo la acción o tomar decisiones.
- **Aprobador (A):** Este rol se asegura de que la tarea se realice; no realiza la tarea directamente, pero si se encarga de que esté finalizada, de igual manera está en la capacidad de dictar los lineamientos de realización de la tarea.
- **Consultados (C):** Brinda información útil y necesaria para llevar a cabo la tarea o acción
- **Informado (I):** Este actor se mantendrá al tanto de las tareas y se les informará acerca del avance y los resultados de las tareas, no aportan comentarios ni revisiones, pero pueden verse afectados por el resultado.

Tabla 61 Matriz de responsabilidades metodología GEI RD
Fuente: Elaboración propia

Etapas	Responsable	Aprueba	Consultado	Informado
Planear	Minenergía	Minenergía	UPME, CREG	Agentes del sistema
Activar	Operador de red Operador de mercado	Minenergía	Proveedores RD	Usuários
Medir	Proveedores RD XM-Minenergía	XM Minenergía MADS (IDEAM)	Generadores Comercializadores UPME XM	Minenergía
Reportar	XM Proveedores de RD	Minenergía	N/A	Minenergía RENARE
Verificar	Proveedores de RD Organismos Validadores y Verificadores (OVV) de GEI	Organismos Validadores y Verificadores (OVV) de GEI	XM Minenergía Proveedores de RD	N/A

5.1.4. Proceso metodológico

A continuación, se describen de forma general las etapas de planeación, activación, cada una de las etapas que comprende la metodología en las etapas de monitoreo y cuantificación de GEI propuesta.

Etapas de planeación:

En esta etapa de responsabilidad de UPME, CREG y operadores de mercado, se definen y establecen para cada programa RD despachable y no despachable, las bases y elementos que se enumeran a continuación:

- Metas y objetivos de reducción para cada programa.
- Compensación del programa (pagos por capacidad, energía, disponibilidad, etc.).
- Medición del desempeño del programa de RD (Establecer medidas claras y realistas para verificar el éxito en la reducción de emisiones).
- Tiempo de respuesta de los recursos (tiempo que se demora en actuar un programa RD).
- Disponibilidad de programas (Definición de eventos).
- Activadores de programas (señales, políticas).
- Penalidades (ante incumplimiento de compromisos pactados).
- Administración de los programas (asignación de roles de los agentes).

Los anteriores como elementos generales, y específicamente, para los programas de RD despachables, siguiendo criterios técnico-económicos, disponibilidad de recursos para periodos críticos, servicios complementarios y su participación en mercados de energía, así como atributos de tiempo, frecuencia, duración de los eventos, entre otros; para los programas de RD NO despachables, esquema de tarifas aplicable a usuarios que hagan parte de los programas RD y su periodo de vigencia, así como el proceso de información, educación y culturización sobre las principales características del esquema tarifario.

Etapas de activación:

Pueden ser activados ante diferentes eventos como recursos para periodos críticos, servicios complementarios, ofertas abiertas en mercados entre otros. En los programas RD despachables, su activación puede ser dada por la señal de un agente externo al consumidor (Operador de Red, Operador del sistema o mercado, agente encargado del despacho, entre otros).

Los programas RD NO despachables son activados de acuerdo a señales de un operador que esté a cargo de administrar los recursos del sistema en tiempo real (por ej. operador del sistema, operador de mercado, operadores de red, entre otros) a través de los agentes encargados de gestionar a los usuarios (comercializadores, agregadores, proveedores de RD en general).

Etapas de medición:

En esta etapa se realiza la medición de las emisiones mitigadas por la implementación de programas de RD, comparando las emisiones de GEI determinadas en la línea base (LB), las cuales están estimadas bajo un escenario en el cual no se aplican mecanismos RD, contra las emisiones medidas reales luego de implementado el programa, así como el incremento de emisiones de GEI asociado a la activación de plantas de generación de energía de respaldo por parte de los usuarios para satisfacer su demanda de energía de forma autónoma:

$$GEI_{mitigadas} = GEI_{LB} - (GEI_{Reales} + GEI_{Programa RD})$$

Donde,

$GEI_{mitigadas}$:	Emisiones de GEI mitigadas gracias a la implementación de programas RD
GEI_{LB} :	Emisiones de GEI de línea base (esperadas sin implementar programas RD)
GEI_{Reales} :	Emisiones de GEI reales (emisiones medidas luego de implementar programas RD)
$GEI_{Programa RD}$:	Emisiones de GEI ocasionadas por la activación de plantas de generación de energía de respaldo u otros sistemas de generación, activadas por parte de los usuarios que participen de programas RD

En sintonía con lo propuesto por las metodologías de monitoreo y cuantificación, las emisiones son función del consumo o uso de energía (UE) (por ejemplo, en kWh) y el factor de emisión asociado (FE) (por ejemplo, en $\frac{kgCO_2}{año}$) durante un periodo de tiempo determinado. Teniendo en cuenta la naturaleza de los programas RD, el dato de actividad a determinar es el consumo de energía per se, representado por el cambio (o delta) de consumo de energía (ΔUE) que se haya dado luego de implementar un programa de RD. Análogamente, la determinación del FE asociado dependerá de la matriz de generación del sistema, calculado dinámicamente en una franja de tiempo lo suficientemente precisa, de suerte que permita identificar las emisiones que se están generando en el sistema en un periodo determinado (día y hora).

La forma de cálculo de las emisiones de GEI mitigadas, de línea base (LB), reales o las emisiones asociadas a las plantas de respaldo es la misma y consiste en multiplicar el dato de actividad por un factor de emisión asociado:

$$GEI_i = \text{Dato de actividad}_i \times FE_i$$

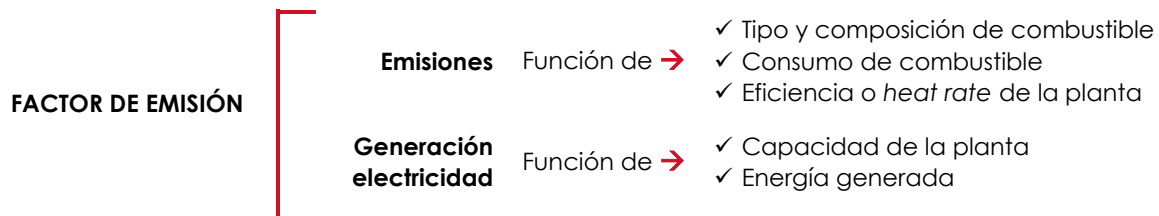
Donde,

GEI_i Emisiones de GEI (mitigadas, LB, reales o plantas de respaldo) asociadas al programa RD_i

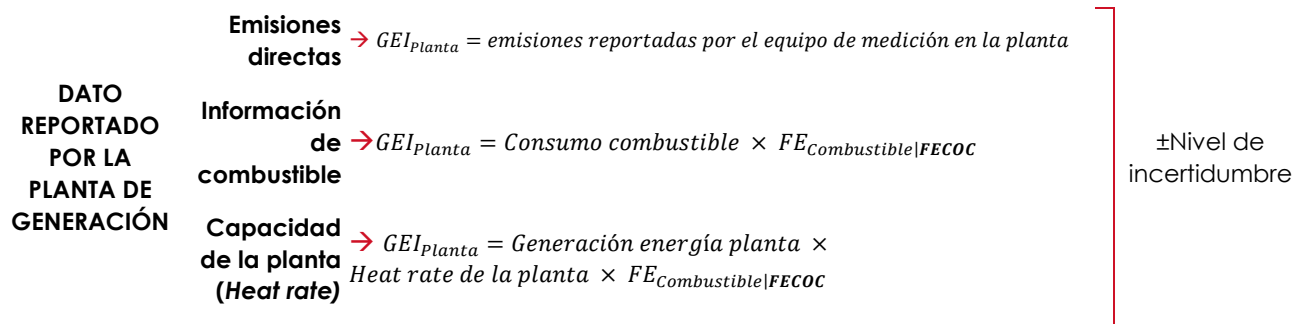
Dato de actividad_i: Representa la variación (o delta) en la demanda de energía eléctrica antes y después de implementar el programa RD_i (ΔUE_i)

FE_i Factor de emisión asociado al programa RD_i

El Factor de Emisión es la variable que, en este caso, relaciona la actividad de generación de energía eléctrica con las emisiones generadas, por lo tanto, el FE es función de:



Para determinar las emisiones emitidas por las plantas de generación de energía es necesario conocer el tipo de combustible utilizado y sus características. Dependiendo de la información disponible el FE se puede calcular de dos formas, dado que las plantas de generación pueden reportar en orden de prioridad y precisión en los resultados: **i)** directamente las emisiones de GEI emitidas por su operación o **ii)** información del combustible utilizado (tipo, composición y consumo) y **ii)** la capacidad de la planta para la transformación de combustible en energía eléctrica (*Heat Rate*).



De acuerdo a la información disponible, el FE se calcularía de la siguiente forma para un periodo de tiempo determinado:

$$FE = \frac{GEI_{Planta}}{EEG_{Planta}} \pm \Delta FE$$

Donde,

GEI_{Planta} : Emisiones de gases de efecto invernadero emitidas por planta

EEG_{Planta} : Energía Eléctrica Generada por planta

ΔFE : Nivel de incertidumbre asociada a las variables de actividad y los equipos de medición

Las emisiones asociadas a las plantas hidroeléctricas se consideran principalmente emisiones por difusión, por lo que son contabilizadas y analizadas bajo la categoría de agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra (AFOLU, por sus siglas en inglés), por lo que no se consideran dentro de los aportes de emisiones al factor de emisión del sistema eléctrico.

El periodo de tiempo a seleccionar para el cálculo del FE dependerá de la clasificación del programa RD que se quiera monitorear, dado que, de acuerdo al tipo de programa, el FE deberá ser calculado, verificado y ajustado con una mayor o menor resolución en el tiempo (por ejemplo, de manera trimestral, semanal, diaria, horaria...).

• Cálculo FE para programas RD NO despachable (FE_{ND})

Al tratarse de programas RD NO despachable, se propone contar con un FE constante por mes para una misma franja horaria del día tipo³⁰, el cual deberá ser verificado y ajustado anualmente. El cálculo de este FE será basado en el promedio de los históricos de emisiones de GEI ($GEI_{Planta|Histórico}$) y la energía generada ($EEG_{Planta|Histórico}$) durante un periodo representativo del año inmediatamente anterior, que exhiba características similares al periodo en curso.

**FACTOR DE EMISIÓN
RD NO DESPACHABLE**

FE_{ND}

Función de ➔

- ✓ Histórico emisiones en el día tipo del mes en el año anterior
- ✓ Vigente durante la franja horaria del día tipo del mes
- ✓ Revisado y ajustado anualmente

Por lo tanto, el Factor de Emisión para programas RD no despachables dado para una hora, día y mes dado ($FE_{ND|h,d,m}$) se calcularía de la siguiente forma:

$$FE_{ND|h,d,m} = \sum_{Plantas} \frac{GEI_{Planta|h,d,m-1}}{EEG_{Planta|h,d,m-1}}$$

Donde,

$FE_{ND|h,d,m}$: Factor de Emisión para programas RD no despachables para una hora, día y mes dado del periodo actual

$GEI_{Planta|h,d,m-1}$: Emisiones de GEI promedio por planta para una hora, día y mes del periodo anterior

$EEG_{Planta|h,d,m-1}$: Energía generada promedio por planta para una hora, día y mes del periodo anterior

³⁰ Tipología de día: hábil (H), sábado (S) y no hábil (NH)

La Figura 106 muestra el comportamiento mensual, de las emisiones de GEI durante el año 2018 reportado por XM, para los días hábiles, sábado y domingos y festivos (XM, 2018).

Teniendo en cuenta el comportamiento de las emisiones de CO₂ se observa que la cantidad de emisiones varía significativamente para algunos meses del año (febrero y marzo) y aumentan considerablemente durante la segunda punta de demanda en el día (después de las 18:00 hrs). Por lo anterior, se espera contar con la información acerca del factor de emisión para cada tipo de día del mes en las diferentes franjas horarias que se determinen, diferenciando las horas valle de las horas pico o punta, como se muestra en la Tabla 62.

Tabla 62 Ejemplo factores de emisión () para programas RD no despachables
Fuente: Elaboración propia

FACTOR DE EMISIÓN (kg CO ₂ /MWh)		Enero				Diciembre		
Día		H	S	NH		H	S	NH
Franja horaria*								
Valle →	Franja 1	XX	XX	XX		XX	XX	XX
Punta uno →	Franja 2	XX	XX	XX		XX	XX	XX
Punta dos →	Franja 3	XX	XX	XX		XX	XX	XX

*Franja horaria de ejemplo

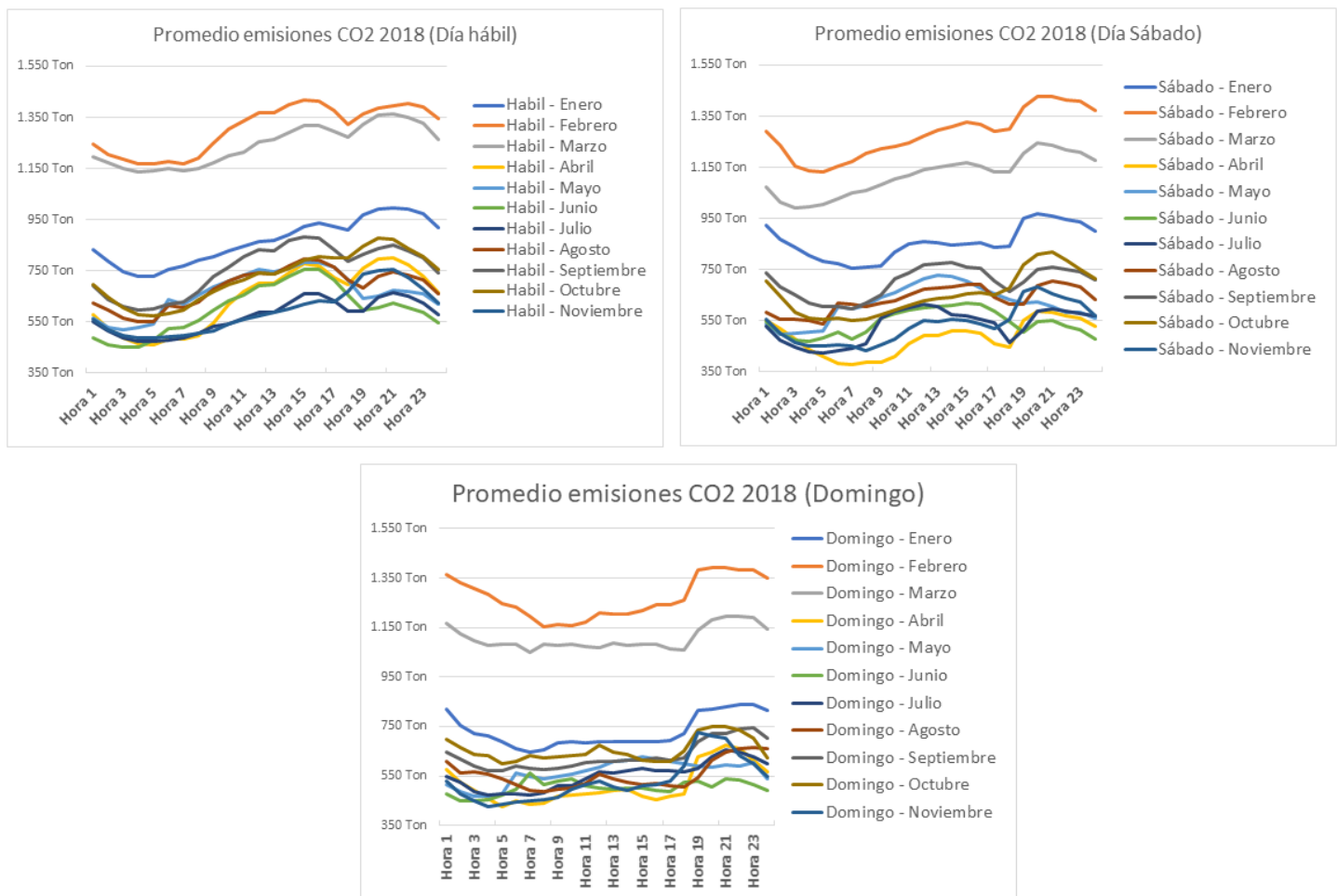


Figura 106 Comportamiento de emisiones de CO₂ en el 2018
Fuente: (XM, 2018)

De forma análoga, en la Figura 107, que representa el comportamiento usual de la curva de demanda, se pueden observar tres puntos característicos, un periodo de amanecida (05:00 a 07:00), una primera punta (11:00 a 13:00) y una segunda punta (18:00 a 21:00), periodo durante el cual se registra el mayor consumo de energía eléctrica en el país. Teniendo en cuenta este comportamiento se podrían diseñar franjas horarias como las expuestas en la Tabla 63, con las cuales se pretende representar un comportamiento tipo para los diferentes días de la semana (lunes-viernes, sábados, domingos y festivos) a lo largo de los doce meses del año, en las cuales la tarifa de energía variaría, al igual que el factor de emisión asociado al sistema. Para cuantificar las emisiones de GEI mitigadas por programas RD NO despachables, se propone entonces, disponer de un FE referente para cada franja horaria (la misma utilizada para establecer el periodo tarifario de la energía) para cada día de la semana, que pueda ser usado por los agentes encargados de cuantificar las emisiones mitigadas.

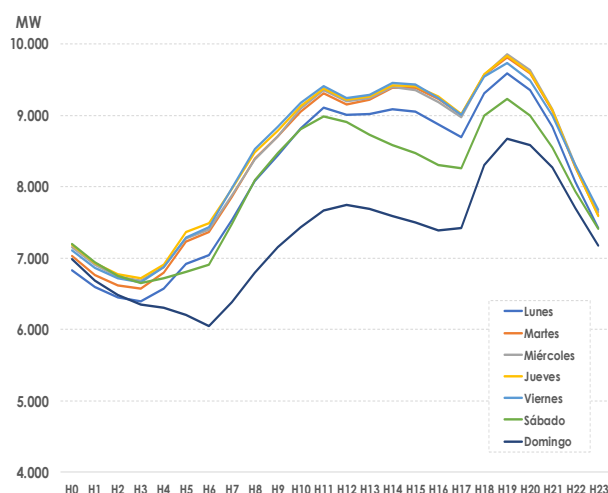


Figura 107 Curva de consumo de energía en el país
Fuente: (XM, 2019)

Tabla 63 Ejemplo Factor de Emisión estipulado para las diferentes franjas horarias
Fuente: Elaboración propia

FACTOR DE EMISIÓN (kg CO ₂ /MWh)				
Agosto				
	Día	L-V	S	D y F
	Franja horaria			
Valle →	0:00 - 07:00	150,83	148,30	156,68
Valle →	07:01 - 11:00	150,83	148,30	156,68
Punta uno →	11:01 - 13:00	178,31	164,83	154,42
Valle →	13:01 - 18:00	150,83	148,30	156,68
Punta dos →	18:01 - 21:00	213,38	188,93	170,73
Valle →	21:01 - 23:59	150,83	148,30	156,68

• Cálculo FE para programas RD despachable

En esta clase de programas donde el usuario hace parte activa del despacho del sistema, pudiendo contribuir a mejorar la fiabilidad del sistema u ofertar en el mercado, se propone **calcular el FE dinámico en periodos horarios**, donde el mix de generación refleje la participación de las diferentes tecnologías de generación de electricidad en un determinado momento. Para determinar el FE a utilizar en programas RD despachables, es necesario considerar la información del despacho programado y el despacho real considerando eventos que generen algún re-despacho; lo anterior con el fin de realizar una medición lo más ajustada a la realidad, para determinar las emisiones de GEI mitigadas por este tipo de mecanismos de RD.

Para determinar el Factor de Emisión a utilizar en el cálculo de las emisiones de GEI reducidas, es necesario tener el FE esperado si no se aplicaran programas RD (FE_{LB}), el cual estará asociado a la oferta de

generación estipulado en el despacho programado³¹ del día antes; ya durante la operación real se pueden presentar situaciones que hace necesario ajustar la programación inicial y quizá despachar nuevas plantas, por ello se debe calcular el Factor de Emisión que realmente está asociado a las plantas que finalmente estuvieron activas durante el día (FE_{Real}).

FACTOR DE EMISIÓN RD DESPACHABLE	FE_{LB}	Emisiones línea base	Función de →	✓ % de participación de cada planta (combustible) en el despacho programado
	FE_{Real}	Emisiones medidas reales	Función de →	✓ % de participación de cada planta (combustible) en el despacho real y redespacho

Dado que los programas RD despachables responden a las órdenes del despacho diario, o pasivos, que puedan proveer reducciones de demanda durante períodos horarios específicos durante el día, se propone que el FE sea calculado de manera horaria para poder estimar con una mayor precisión las emisiones mitigadas durante la duración de eventos de RD despachable. El cálculo del FE_{LB} para cada hora, se estaría dado por:

$$FE_{LB} = \sum_{Planta\ j} \frac{GEI_{LB|Planta\ j}}{EEG_{LB|Planta\ j}} \times Participación_j$$

Hora a hora
En el despacho programado

$$Participación_j = \frac{Energía\ planta_j}{Energía\ total\ programada}$$

Donde,

$GEI_{LB|Planta\ j}$: Emisiones históricas de GEI reportadas por la planta j

$EEG_{LB|Planta\ j}$: Generación de energía asignada a la planta j en el despacho programado

Durante la operación real durante el día, como se mencionó anteriormente, se pueden presentar situaciones particulares en el sistema que hacen necesario despachar generación fuera de mérito (seguridad, u otros) para suplir las restricciones eléctricas u operativas que se presenten en el SIN. Bajo este escenario, el FE_{Real} estaría dado por la participación real que hayan tenido las plantas de generación más las plantas que hayan sido despachadas fuera de mérito. El FE real se calcularía de la siguiente forma:

$$FE_{Real} = \sum_{Planta\ j} \frac{GEI_{Real|Planta\ j}}{EEG_{Real|Planta\ j}} \times Participación_j + FE_{fm}$$

En el despacho real

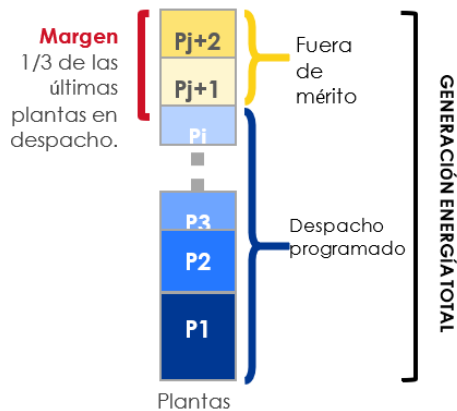
Donde,

$GEI_{Real|Planta\ j}$: Emisiones de GEI reales medidas por la planta j

$EEG_{Real|Planta\ j}$: Generación de energía por la planta j en el despacho real

³¹ Programa de generación que se realiza para atender una predicción de demanda y que está sujeto a las restricciones del sistema, considerando la declaración de disponibilidad, la oferta de precios y asignando la generación por orden de méritos de menor a superior.

Para las plantas que inicialmente no hacen parte del programa base de generación, pero que se hace necesario su despacho, se propone calcular el Factor de Emisión asociado a esa generación fuera de mérito (FE_{fm}), de manera que permita identificar las emisiones generadas por situaciones de emergencia o contingencia, teniendo en cuenta lo establecido por el GHG Protocol en el apartado de las directrices para cuantificar las reducciones de GEI del proyecto de energía eléctrica conectada a la red.



Para determinar las emisiones asociadas a plantas despachadas fuera de mérito es necesario identificar la generación total fuera de mérito (por ej. MWh por día) y el tipo de combustible utilizado, seleccionando un margen de generación establecido por 1/3 de la energía total generada por las últimas plantas en ser despachadas. Así las cosas, el FE para las plantas fuera de mérito se calcularía de la siguiente forma:

$$FE_{fm} = \sum_j \frac{(F_i \times FE_{Combustible_i} | FECOC \times k_i)_j}{m}$$

Para cada tipo de Combustible_i utilizado por la planta j:

F_i : Combustible_i consumido total por todas las plantas conectadas al sistema, fuera de mérito

FE_i : Factor de Emisión combustible_i (dato FECOC)

k_i : participación por combustible_i en la generación fuera de mérito

m : Total energía generada fuera de mérito

El destacar el cálculo de emisiones asociado a las plantas despachadas fuera de mérito resulta de gran interés, dado que permitiría analizar información relevante como por ejemplo las emisiones de GEI que podrían evitarse al activar programas de RD en lugar de realizar despachos de plantas fuera de mérito.

Cálculo de Incertidumbre.

Las estimaciones de la incertidumbre son un elemento esencial de un inventario de emisiones y absorciones. No está orientada a cuestionar los resultados si no a generar criterios para mejorar los métodos de medición de las emisiones y mejorar la exactitud de los inventarios. Algunas fuentes de incertidumbre son los errores de muestreo o las limitaciones en las mediciones de los instrumentos, a menudo, cuando no se dispone de estos, la incertidumbre dada por expertos también es aceptada. Los factores de emisión son la principal fuente de incertidumbre al momento de cuantificar las emisiones de GEI.

Estadísticamente, se diferencian dos métodos para cuantificar la fuente de incertidumbre: El Método de Evaluación Tipo A basado en la distribución de mediciones repetidas obtenidas del mismo proceso de medición (medidas a partir de equipos) y el Método de Evaluación tipo B que supone una distribución con base en la experiencia o información externa de un experto (ej. el metrólogo). A continuación, se presentan las ecuaciones usadas para los cálculos. La incertidumbre debe tener en cuenta la fuente de los datos, y es necesario considerar las desviaciones estándar de los mismos. Estas ecuaciones son importantes en la determinación de los FE

Media:

$$x_i = \bar{q} = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n q_j$$

Desviación estándar:

$$u(x_i) = \frac{1}{\sqrt{n}} \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{k=1}^n (q_k - \bar{q})^2}$$

Donde n representa el número de mediciones y q, la medida realizada.

Para el caso de la incertidumbre del FE, se puede hacer uso de reglas de propagación de errores, que se muestra en la Tabla 64. Los cuales permiten obtener el error absoluto dependiendo la operación que se lleve a cabo (suma, resta, división y/o multiplicación):

Tabla 64. Cálculo para la propagación de errores según la operación
Fuente: Elaboración propia

Operación		Error Absoluto
Suma o resta	$(A \pm \Delta A) + (B \pm \Delta B) = C \pm \Delta C$	$\Delta C = \Delta A + \Delta B$
Multiplicación por constante	$(A \pm \Delta A) \times B = C \pm \Delta C$	$\Delta C = \Delta A \times B$
Multiplicación o división	$(A \pm \Delta A) \times (B \pm \Delta B) = C \pm \Delta C$	$\Delta C = C \sqrt{\left(\frac{\Delta A}{A}\right)^2 + \left(\frac{\Delta B}{B}\right)^2}$

Donde A, B y C representan las medidas realizadas.

Estas reglas se pueden ser usadas en la determinación de los niveles de incertidumbre de los Factores de Emisión (ΔFE) a partir de los datos de emisiones y energía eléctrica, y al final se presentan como porcentaje (%) de error junto con el correspondiente valor hallado **FE $\pm$ %Error**:

$$\Delta FE_{ND} = FE_{ND} \times \sqrt{\left(\frac{\Delta \text{Emisiones}}{\text{Emisiones}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta \text{Energía}}{\text{Energía}}\right)^2}$$

$$\Delta FE_{Real} = FE_{Real} \times \sqrt{\left(\frac{\Delta \text{Emisiones real}}{\text{Emisiones real}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta \text{Energía real}}{\text{Energía real}}\right)^2}$$

$$\Delta FE_{fm} = FE_{fm} \times \sqrt{\left(\frac{\Delta \text{Consumo combustible}}{\text{Consumo combustible}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta FE_{FECOC}}{FE_{FECOC}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta \text{Energía}}{\text{Energía}}\right)^2}$$

Aquellos datos que sean obtenidos por medición directa aplican la incertidumbre de los equipos de medición según el fabricante del mismo; en caso de datos obtenidos por estimación, será necesario conocer los modelos de cálculo, o en caso negativo, disponer de la incertidumbre por parte del responsable del reporte de los datos estimados. Así, por ejemplo, si se tiene que la emisión de CO₂ en determinado día fue medida directamente, y cantidad de energía consumida, la incertidumbre para el FE calculado se determina a partir de la ecuación dada para el cálculo de $\Delta FE_{ND|h,d,m}$ (ver Tabla 65):

Tabla 65 Ejemplo cálculo de incertidumbre asociada el FE
Fuente: Elaboración propia

Descripción	Dato	FE (g CO ₂ /KWh)
Emisión de CO₂ (Ton)	350 ± 10	2.420 ± 0,084
Consumo de energía (KWh)	144.367.437,39 ± 2,88x10 ⁶	
FE (g CO₂/KWh)	$FE = \frac{350 \times 10^6}{144.367.437,39} = 2,42$	
Incertidumbre	$\Delta FE = 2,42 \times \sqrt{\left(\frac{10}{350}\right)^2 + \left(\frac{2,88}{144,37}\right)^2} = 0,084$	

Plan de monitoreo

Realizar seguimiento del comportamiento de las curvas de emisiones y demanda en el tiempo para monitorear la eficiencia de los programas RD en materia de reducción de emisiones GEI. Los principales parámetros a monitorear son:

- **Datos reportados por las plantas de generación**
 - Emisiones directas: las plantas de generación pueden estar equipadas con dispositivos que permitan la medición directa de las emisiones generadas, especialmente por la quema de combustibles fósiles, de suerte que midan no solamente emisiones de CO₂, sino también las emisiones de otros GEI resultantes del proceso o de combustión incompleta.
 - Consumo y caracterización de combustible y de la planta de generación: ésta puede resultar la forma más práctica en que las empresas reporten sus emisiones de GEI, monitorear el consumo de combustible y con base en ello calcular las emisiones generadas utilizando los factores de emisión para cada combustible aportados por entidades como la UPME.
- **Demanda de energía eléctrica**: Este es un factor crítico para monitorear, dado que las emisiones de GEI mitigadas estarán ligadas directamente a la reducción de consumo de energía eléctrica motivada por mecanismos de RD.
- **Metas de reducción**: Verificar las metas y objetivos de reducción establecidos en la etapa de planeación y contrastar con las reducciones reales de emisiones de GEI asociadas a programas de RD

En la Tabla 66 se muestran los indicadores de monitoreo propuestos.

Tabla 66 Indicadores de monitoreo
Fuente: Elaboración propia

INDICADOR	SIGLA	DESCRIPCIÓN	ENTIDAD RESPONSABLE	FRECUENCIA DE REPORTE	LOCALIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN
Demanda energía eléctrica	UE_i	Energía demandada antes, durante y después de activado un evento de RD despachable; Demanda de energía en horarios de tarifas pico y valle para programas de RD no despachable	Proveedores de RD, operador del sistema	Diaria con los datos desagregados de manera horaria	Bases de datos de demanda de XM
Consumo de combustible	$Comb_{planta}$	Combustible consumido por todas las plantas de generación de energía conectadas al Sistema	Generadores de energía	Diaria con los datos desagregados de manera horaria	Bases de datos consumo de combustible (generadores energía, XM)
Emisiones generadas por planta	GEI_{planta}	Emisiones de GEI emitidas por plantas de generación	Proveedores de RD	Anual	Registro Nacional de Reducción de Emisiones de GEI RENARE

Etapa de reporte:

En esta etapa se reportan y agregan las emisiones reducidas por cada Programa RD_i a la contabilización general de e emisiones del país a cargo del IDEAM mediante instrumentos como el Sistema de Información Ambiental de Colombia -SIAC y el Registro Nacional de Reducción de Emisiones de GEI – RENARE. En la Figura 108 se muestra el flujograma propuesto para la metodología de monitoreo de gases de efecto invernadero mitigados por la aplicación de programas de Respuesta de la Demanda.

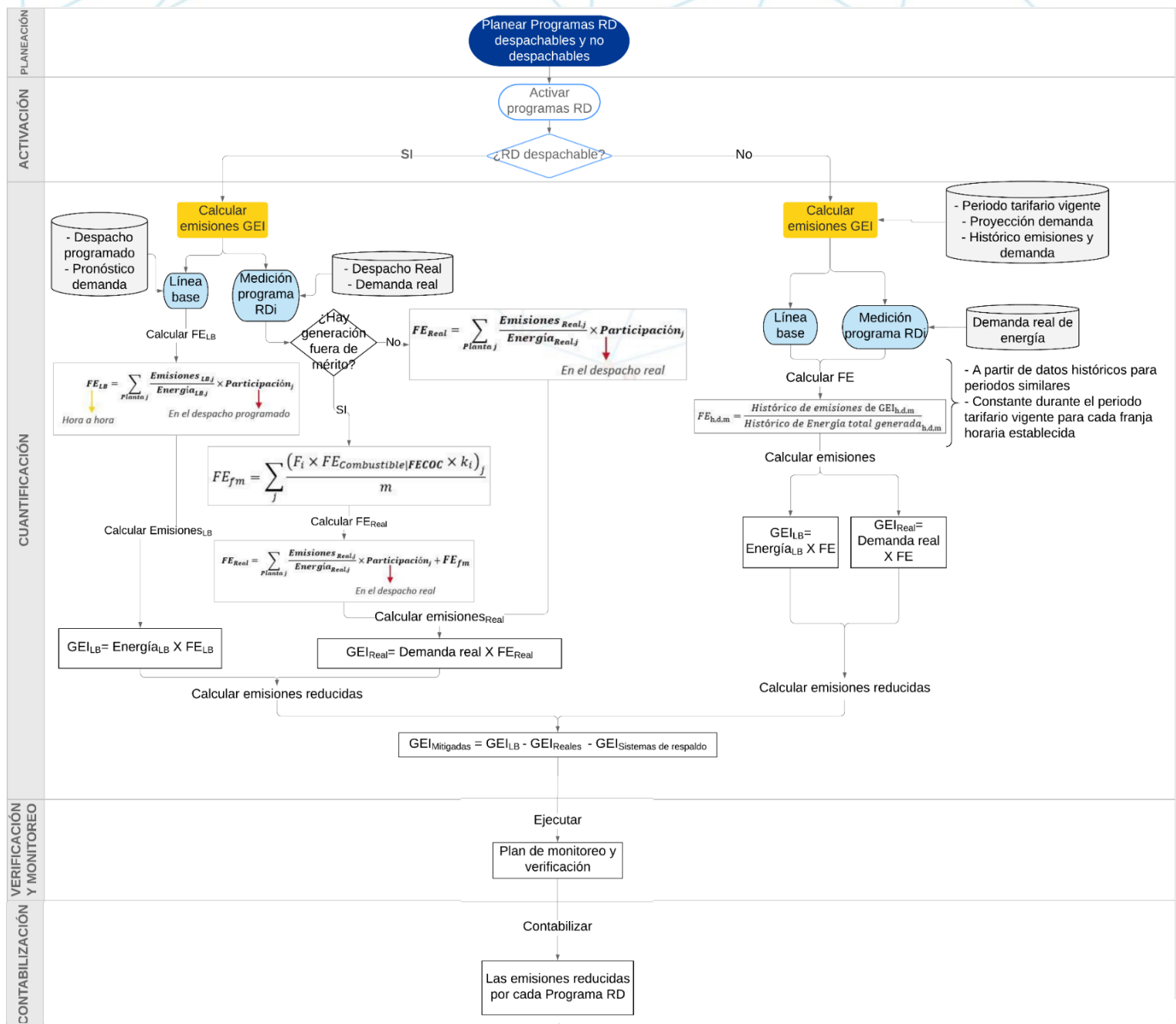


Figura 108 Flujograma metodología monitoreo GEI RD

Fuente: Elaboración propia

Etapas de verificación

Etapa en la cual se realiza la revisión del reporte de cuantificación y monitoreo por parte de una tercera parte independiente encargada de verificar las emisiones reducidas o mitigadas (GEI_{Red}). Esta etapa está a cargo de los proveedores de RD dueños de las iniciativas o si se desea optar por algún beneficio o incentivo la deberán realizar Organismos Validadores y Verificadores de Gases de Efecto Invernadero (OVV GEI), los cuales deben de estar reconocidos y acreditados por parte del Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC) o un organismo de acreditación internacional que haga parte de Acuerdos de Reconocimiento Internacional como por ejemplo el -IAF International Accreditation Forum - IAF. En esta etapa eventualmente se podrían otorgar certificados de mitigación de emisiones y optar por incentivos económicos o bonos de carbono, mediante la revisión previa de los datos reportados por parte de un OVV GEI.

5.2. Línea base de emisiones GEI

En esta sección se contempla el diseño de la línea base de emisiones de GEI, es importante señalar que el comportamiento de la línea base de emisiones está ligado al de la línea base de consumo, por esta razón se debe conocer los consumos de energía de los usuarios. En segundo lugar se mencionan los criterios y supuestos que se tuvieron en cuenta para la línea base de emisiones en los programas despachables y los programas no despachables.

5.2.1. Diseño

Para determinar la línea base de emisiones es imperativo conocer la línea base de consumo de energía eléctrica estipulada para los diferentes programas de RD, dado que las emisiones de GEI están relacionadas directamente con el consumo de energía esperado sin programas RD. El valor establecido por la línea base refleja el comportamiento esperado de las emisiones de GEI sin no se aplicasen ningún tipo de programa que busque su mitigación (como los de Respuesta de la Demanda), de suerte que; una vez se dé inicio a los diversos programas RD se cuantifique las emisiones de GEI emitidas reales y contrastar este valor con las emisiones pronosticadas con la línea base (ver Figura 109).

**LÍNEA BASE
DE
EMISIONES**

Función de
→

**Pronóstico de emisiones
de GEI generadas sin
RD**

$$GEI_{Línea\ base,t} = Energía_{LB,t} \times FE_{LB}$$

Para realizar el pronóstico de emisiones es necesario conocer el comportamiento esperado del consumo de energía. La Unidad de Planeación Minero Energético dispone de la proyección de demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia, haciendo uso del comportamiento histórico de la demanda y se brinda una visión a largo plazo de las proyecciones con un horizonte de pronóstico hasta el año 2033, haciendo uso del método de mínimos cuadrados ordinarios dinámico. Por medio de la información reportada por las diferentes Unidades de Control de Pronóstico (UCP), se define el pronóstico de demandas operativas del SIN definitivo, utilizado en el despacho económico para la siguiente semana de ser presentado.

Para analizar los datos históricos se recomienda analizar los datos reportados en un periodo similar representativo, es decir, periodos que se esperarían exhibir un comportamiento análogo en el tiempo (meses, franjas horarias, días de la semana, etc.); comparar domingos con domingos, eneros con eneros, etc. Una vez se dé inicio a los programas de RD se plantea realizar un seguimiento horario de las emisiones mitigadas por la RD.

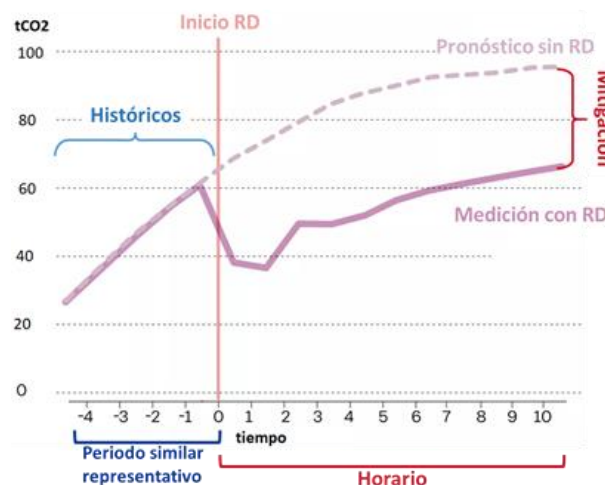


Figura 109 Comportamiento emisiones de GEI en el tiempo
Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a las características de los diferentes programas RD se propone establecer una línea base para cada una de las categorías generales de programas RD: despachables y NO despachables; en los que varía la forma de calcular el factor de emisión y la demanda de energía. En general, las emisiones de línea base están dadas por:

$$GEI_{LB} = \text{Delta de Demanda}_{LB} \times FE_{LB}$$

5.2.2. Criterios y supuestos

En la Tabla 67 se listan los principales parámetros que se necesitan para determinar la línea base de emisiones de GEI mitigadas por la aplicación de programas RD.

Tabla 67 Variables de entrada
Fuente: Elaboración propia

Variable Requerida	Unidades
Diferencia en el consumo de energía en el evento de RD (línea base consumo de energía)	kWh, MWh
Histórico de generación total de energía	kWh, MWh
Histórico de emisiones de GEI	kgCO ₂ ó tCO ₂
Tipo y composición de combustible utilizado (Gas, Carbón, combustóleo)	Adimensional
Factor de emisión del combustible (Dato FECOC)	$\frac{gCO_2}{kg \text{ combustible}}$ ó $\frac{gCO_2}{BTU}$ ó $\frac{gCO_2}{TJ}$
Consumo de combustible por planta	kg de combustible ó MBTU ó TJ
Proyección de demanda de energía eléctrica	kWh, MWh
Pronóstico de demanda oficial operativa del SIN	kWh, MWh
Información del despacho de plantas (Generación programada y real)	kWh, MWh

Supuestos:

- Se disponen de los datos requeridos para todas las plantas conectadas al sistema.
- Los datos históricos dan cuenta del comportamiento de las emisiones para periodos específicos de tiempo (días, horas).
- Para programas RD no despachables, el comportamiento de las emisiones se mantiene constante durante cada tipo de día del mes en las diferentes franjas horarias.
- La línea base de demanda de energía y proyecciones de demanda se registran de forma horaria.

Línea base para programas RD NO despachables

Dado que los programas RD no despachables son motivados por programas y políticas donde la decisión de participar o no depende enteramente de los usuarios finales, se espera que exista un cambio cultural por parte de los usuarios para que desplacen sus consumos de energía. Este tipo de programas está asociado al esquema tarifario que esté vigente, que establece reglas claras para todos los agentes del sistema, por lo cual es preciso disponer de valores establecidos para realizar el cálculo de emisiones.

La demanda de energía de línea base para los programas RD no despachable, es un dato de entrada de la caracterización y atributos de los programas RD, a modo de ejemplo, podría estar dada por la proyección de demanda determinada para el periodo en curso.

$$\text{Energía}_{LB} = \text{Delta de Demanda programas RD NO despachables}$$

El Factor de Emisión de Línea Base (FE) para este tipo de programas es el FE propuesto para programas RD no despachables; se calcula con base en los datos de emisiones y energía generada reportados hasta ese momento por las plantas de energía durante un periodo de tiempo dado (t).

$$FE_{LB} = FE_{h,d,m} = \frac{\text{Histórico de emisiones de GEI}_{h,d,m}}{\text{Histórico de Energía total generada}_{h,d,m}}$$

Por lo tanto, la línea base contra la cual se comparará el resultado de las emisiones de GEI reales mitigadas por los programas de RD no despachables, estará dada por las emisiones de GEI pronosticadas si no se activara ningún plan de RD; estas emisiones se estiman de la siguiente manera:

$$GEI_{LB|ND} = \text{Línea base programas RD NO despachables} \times FE_{ND|h,d,m}$$

Donde,

$GEI_{LB|ND}$: Emisiones de línea base para programas RD no despachables

Línea base programas RD NO despachables: Delta de Demanda asociada a los programas

$FE_{ND|h,d,m}$: Factor de Emisión para programas RD no despachables dado para una hora, día y mes dado

Línea base para programas RD despachables

Para programas RD despachables los cálculos de línea base se hacen con base en la información del pronóstico de demanda diario y del despacho programado referente al programa de generación para cada uno de los recursos asignados en el despacho coordinado del día, de manera que permita pronosticar el comportamiento de las emisiones y la demanda esperado en un escenario en el cual no se aplique ningún programa RD.

La demanda de energía para la línea base en programas RD despachables, es un dato de entrada de la caracterización y atributos de los programas RD, a modo de ejemplo, podría estar dado por el pronóstico de la demanda considerado en el despacho programado

$$\text{Energía}_{LB} = \text{demanda línea base programas RD despachables}$$

Para determinar el Factor de Emisión de línea base (FE_{LB}), la ventana de medición de las emisiones y energía de línea base se calculan utilizando el promedio histórico reportado de forma horaria para el día equivalente (hábil, sábado y no hábil) inmediatamente anterior.

$$FE_{LB} = \sum_{Planta\ j} \frac{GEI_{LB|Planta\ j}}{EEG_{LB|Planta\ j}} \times Participación_j$$

↓
↓

Hora a hora
En el despacho programado

$$Participación_j = \frac{Energía\ planta_j}{Energía\ total\ programada}$$

$GEI_{LB|Planta\ j}$: Emisiones históricas de GEI reportadas por la planta j

$EEG_{LB|Planta\ j}$: Generación de energía asignada a la planta j en el despacho programado

Por lo tanto, la línea base de emisiones (GEI_{LB}) para programas RD despachables está dada por:

$$GEI_{LB} = \text{Línea base programas RD despachables} \times FE_{LB}$$



Recomendaciones

Para la implementación de los programas RD se recomiendan 36 acciones (13 a nivel de lineamiento político, 15 a nivel reglamentario y 8 a nivel de normativo, proceso, estudio u otro) para el uso de la respuesta de la demanda como estrategia de mitigación de GEI.

Acción		2020	2021 - 2022
Política MINENERGÍA	H1. Objetivos e incentivos DER D1. 17 atributos RD D2. 5 criterios LBC H2. Fomento plan cultura	S1. Roles y responsabilidades S2. Reporte información, control información plantas y otros procesos S3. Coordinación reporte-cuantificación GEI	H3. Transacciones GEI H4. Sistemas AE y reglamentos conexos E2. Mecanismos de financiamiento E3. Implementar programa responsabilidad gestión de la energía y desarrollo industria local S4. Monitoreo y seguimiento GEI
	E1. Diseñó programa responsabilidad gestión de la energía y programa desarrollo capacidades industria local		
Reglamentaria CREG/UPME	H5. Tarifa intradiaria H6. Representación MEM H7. Gobernanza datos H8. Fase programas H9. Protocolo pruebas	F1. Conexión y operación DER, criterios AE, control y monitoreo, medida F2. Arquitectura tecnológica DER E3. AMI-RD E4. Mecanismo de información E5. Período de prueba	F3. Reglas comunidad energética H12. Armonizar PROURE/NAMAS F4. Mapas recursos DER
	H10. Beneficios Ley 1715 para AE H11. Metodología planeamiento DER		
Normativa, procedimientos, estudios u otros		H13. Formatos operador	E9. Portafolio de servicios
	E6. Estructura programa educación E7. Estrategia participación usuario, hábitos consulta y visualización S6. Desempeño programas RD S7. Pilotos sandbox		S8. Impacto metodología LBC S9. Valorar beneficios RD

6. Recomendaciones

Con el fin de llevar a cabo el proyecto: respuesta de la demanda, estrategia para la mitigación de Gases de efecto invernadero, se hace necesario tener en cuenta una serie de recomendaciones para la habilitación de programas RD, en donde se consideran lineamientos de tipo político, regulatorio y normativo, para las etapas de diseño, habilitación, funcionamiento, empoderamiento y seguimiento de los programas RD.

6.1. Diseñar Programas RD

A continuación, se brindan recomendaciones para el diseño de programas RD en el país.

Lineamiento de política (P.D.): Lo que se busca con estos lineamientos es definir los atributos o características de los programas RD así mismo los plazos en los que se deben poner en práctica (CP: corto plazo, MP: mediano plazo y LP Largo plazo). En la Tabla 68 se muestran los lineamientos anteriormente mencionados, con las actividades que se deben llevar a cabo para cada uno de ellos.

Tabla 68 Lineamientos políticos (diseño)
Fuente: Elaboración propia

#	Cod.	Lineamientos	Plazo
1	DP.1	Diseñar programas de respuesta de la demanda con base en los siguientes atributos:	CP
		1) Descripción del objetivo del programa, 2) Descripción del programa, 3) Incentivos del programa, 4) Diseño y tipo de tarifas, 5) Mercado objetivo, 6) Prerrequisitos para inscripción, 7) Tiempo de operación del programa (franja), 8) Restricciones de los eventos RD, 9) Duración del evento RD, 10) Proceso de notificación del evento, 11) Descripción del comportamiento esperado, 12) Descripción del recursos, 13) Disponibilidad requerida del recursos, 14) Periodo de operación del recursos, 15) Mecanismo de activación para el funcionamiento del programa, 16) Metodología de la Línea Base Consumo (LBC), y 17) Mecanismo de monitoreo y verificación de la LBC.	
2	DP.2	Diseñar la LBC y datos requeridos con base en los criterios de:	CP
		1) Calidad, 2) Exactitud, 3) Integridad, 4) Simplicidad, y 5) Alineación (sesgo).	

6.2. Habilitar Programas RD

A continuación, se brindan lineamientos a nivel político, regulatorio y de planeación con el fin de habilitar programas RD en el país.

Lineamiento de política (P.H): Establecer lineamientos por parte del MME para la integración y promoción de recursos energéticos distribuidos/respuesta de la demanda, que permitan ampliar normatividad y regulación referente a la autogeneración a pequeña escala y generación distribuida para los DER, permitiendo el acceso a trámites simplificados que garanticen la seguridad y confiabilidad de la red, creando y construyendo instrumentos de política pública para el cumplimiento de las metas y objetivos de reducción de emisiones de GEI asociadas a programas RD, en la Tabla 69 se muestran los lineamientos de política de habilitación

Tabla 69 Lineamientos políticos (habilitación)
Fuente: Elaboración propia

#	Cod.	Lineamientos	Plazo
3	P.H1	Definir objetivos y habilitar incentivos para la integración de los recursos energéticos distribuidos teniendo en cuenta los co-beneficios para todos los agentes.	CP
4	P.H2	Fomentar la creación de planes de cultura y educación a los usuarios para incentivar y fomentar su participación de forma activa en los programas de RD.	CP
5	P.H3	Fomentar el uso de plataformas de transacciones para la comercialización de certificados verdes o bonos de carbono cuando se implementen programas de RD que contribuyan a la reducción de GEI.	MP
6	P.H4	Reglamentar la implementación y masificación de sistemas de almacenamiento de energía, tanto térmicos como eléctricos en edificaciones, distritos térmicos y de comunidades energéticas, a través de homologación de estándares técnicos internacionales para instalación de este tipo de sistemas. Para lo cual, es necesario consolidar y fortalecer el Reglamento Técnico de Sistemas e Instalaciones Térmicas – RETSIT y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, así como su articulación con otros reglamentos técnicos (por ejemplo el RITEL).	MP

Reglamentación regulatoria (Rr.H): Actualizar el marco regulatorio para la integración de recursos energéticos distribuidos/ Respuesta de la demanda (CREG) (ver Tabla 70).

Tabla 70 Lineamientos de reglamentación regulatoria (planeamiento)
Fuente: Elaboración propia

#	Cod.	Lineamientos	Plazo
7	Rr.H5	Reglamentar el decreto MME 2492 de 2014, especialmente con el diseño de los mecanismos para que los usuarios, voluntariamente, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista introduciendo la tarifa intradiaria.	CP
8	Rr.H6	Definir condiciones para representar a los usuarios que deseen participar en programas RD ante el MEM, a través de un agente que asuma las responsabilidades de participación en el mercado. Esto puede ser por medio de un agente existente como el comercializador o un nuevo agente como el agregador.	CP
9	Rr.H7	Definir criterios de gobernanza de datos que permitan a cada usuario la gestión de la información de su comportamiento energético, estableciendo que, al ser propietario de ésta, podrá autorizar a otros agentes para que usen la información en su beneficio, ofreciéndole servicios de valor agregado (en cumplimiento de la Resolución 4 0072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía).	CP
10	Rr.H8	Habilitar por fases los programas RD, comenzando con el Programa Tarifa Intradiaria, para medir la reacción de los usuarios y posteriormente introducir los programas que requieren una mayor infraestructura regulatoria y tecnológica.	CP
11	Rr.H9	Definir un protocolo de pruebas de disponibilidad que verifiquen la capacidad de participación en los programas RD para los usuarios que adquieran obligaciones mediante contratos.	CP

Reglamentación planeamiento (Rp.H): Fortalecer la metodología de planeamiento con la introducción de almacenamiento (usuario final) y reducción o desplazamiento de demanda por programas RD (ver Tabla 71).

Tabla 71 Lineamientos de reglamentación (planeamiento)
Fuente: Elaboración propia

#	Cod.	Lineamientos	Plazo
12	Rp.H10	Actualizar la reglamentación energética en materia de energías renovables, de tal manera que los equipos integrados a programas RD sean susceptibles de recibir beneficios, bajo el marco de la Ley 1715 de 2014.	CP
13	Rp.H11	Definir metodología para incluir la participación activa de la demanda (reducción/desplazamiento) en los procesos de planeamiento y proyección del sistema eléctrico.	CP
14	Rp.H12	Actualizar los formatos utilizados por el operador del mercado para incluir la participación de la demanda y los procedimientos para la programación de la RD (reducción/desplazamiento), bajo las mismas condiciones de participación de los agentes generadores.	CP
15	Rp.H13	Armonizar los programas RD con los planes PROURE y NAMAS, con el fin de traducir esos ahorros económicos en ahorros energéticos.	MP

6.3. Funcionamiento Programas RD

Las mayores dificultades están en la falta de conocimiento de las tecnologías, la falta de acceso al capital para su implementación y la limitada reglamentación para el uso masivo de la respuesta de la demanda. Teniendo en cuenta esto y la información recolectada para el uso de almacenamiento energético en sistemas de generación eléctrica con potencial de integración a programas de RD y las lecciones aprendidas en la operación de estos sistemas, a continuación, se señalan recomendaciones para la implementación de sistemas de almacenamiento, cuando estos sirven de complemento a los programas de respuesta a la demanda.

Reglamentación regulatoria (Rr.F). Definir criterios y estrategias para operar y gestionar el impacto sobre la red de los recursos energéticos distribuidos (ver Tabla 72).

Tabla 72 Lineamientos regulatorios (funcionamiento)
Fuente: Elaboración propia

#	Cod.	Lineamientos	Plazo
16	Rr.F1	Definir y establecer los requisitos y criterios técnicos para la conexión y operación de los DER (Res. CREG 038/2014 – 030/2018): - Límites de inyección de energía, de manera que se garantice la seguridad de la red. - Sistemas de almacenamiento de energía detrás del medidor (estado de carga, máximo estado de carga, mínimo estado de carga, tiempo mínimo de operación, tiempo máximo de operación, eficiencia mínima del sistema y criterios para la gestión de la carga). - Protocolos de control y monitoreo de los recursos energéticos distribuidos, asignando responsabilidades sobre la operación, control y monitoreo del sistema de almacenamiento al interior de la instalación. - Definir criterios de medición en las fronteras comerciales que incluyan DER para el cumplimiento de los requisitos establecidos en el Código de Medida.	CP
17	Rr.F2	Apropiar una arquitectura tecnológica basada en protocolos estándar que permita la interoperabilidad y ciberseguridad, como el OpenADR; así mismo integrar los programas RD en la arquitectura referencial del sector eléctrico.	CP
18	Rr.F3	Definir reglas que permitan la generación, el consumo, <u>almacenamiento</u> y comercialización de la energía al interior de <u>comunidades energéticas</u> , de tal manera que se permita la interacción entre usuarios y sea posible compartir los recursos al interior de la comunidad. Es necesario disponer de una metodología para criterios de liquidación, que establezca las condiciones para que los diversos consumidores puedan compartir las instalaciones de autoconsumo y almacenamiento de energía.	MP

Reglamentación planeamiento (Rp.F): Fortalecer herramientas para soportar el proceso de planeamiento con la introducción de almacenamiento (usuario final) y reducción o desplazamiento de demanda por programas RD (ver Tabla 73).

Tabla 73 Lineamientos de planeamiento (Funcionamiento)
Fuente: Elaboración propia

#	#	Lineamientos	Plazo
19	Rp.F4	Elaborar mapas de disponibilidad de recursos energéticos para identificar cuáles podrían ser las tecnologías con potencial de implementación de sistemas de almacenamiento de energía (eléctrico/térmico).	MP

6.4. Empoderamiento Programas RD

De acuerdo a los atributos identificados para la línea base de consumo y producto de los resultados de la herramienta de investigación se plantean recomendaciones, en miras de aportar al diseño y funcionamiento de los programas de respuesta de la demanda aplicables al contexto colombiano.

Lineamiento de política (P.E): Establecer lineamientos por parte del MME para la promoción de los programas y la cultura energética (ver Tabla 74).

Tabla 74 Lineamientos de política (empoderamiento)
Fuente: Elaboración propia

#	Cod.	Lineamientos	Plazo
20	P.E1	Diseñar programas para promover, educar y sensibilizar a los consumidores de energía en torno a la responsabilidad en la gestión de la energía soportados en redes inteligentes que permitan la apropiación de las nuevas tecnologías, así como programas para la generación de habilidades y capacidades para el desarrollo de la industria local.	CP
21	P.E2	Definir mecanismos de financiamiento público para apoyar los proyectos de educación y sensibilización para fomentar la participación activa de los consumidores.	MP
22	P.E3	Implementar programas de responsabilidad en la gestión de la energía y desarrollo de habilidades y capacidades de la industria local entorno a la gestión de la demanda (tejido empresarial)	MP

Reglamentación regulatoria (Rr.E). Definir criterios y estrategias para operar y gestionar el impacto sobre la red de los recursos energéticos distribuidos (ver Tabla 75).

Tabla 75 Lineamientos regulatorios (empoderamiento)
Fuente: Elaboración propia

#	Cod.	Lineamientos	Plazo
23	Rr.E3	Priorizar en la senda de implementación AML a aquellos usuarios que tengan un mayor potencial de participación en programas RD promoviendo la incorporación de elementos tecnológicos que permitan habilitar la RD como recurso despachable y NO despachable en los sistemas eléctricos	CP
24	Rr.E4	Definir mecanismos para informar a los usuarios la operación del programa RD (franja de operación del evento RD, duración del evento y la periodicidad del mismo) y los prerrequisitos para su participación (disponibilidad, recursos).	CP
25	Rr.E5	Establecer un periodo de prueba (por ejemplo una ventana de tres meses) para que los usuarios evalúen los programas RD y posteriormente decidan si van a participar en ellos.	MP

Proceso normativo, procedimiento o estrategia (N.E): Implementar estrategias para el fomento de los programas RD y uso de los recursos energéticos distribuidos/ respuesta de la demanda (ver Tabla 76).

Tabla 76 Lineamientos normativos (empoderamiento)

Fuente: Elaboración propia

#	Cod.	Lineamientos	Plazo
26	N.E6	Estructurar programas de educación que hagan énfasis en la comprensión de los programas RD, las tecnologías y los beneficios directos al usuario. Donde se incluya capacitación en medidas de buenas prácticas energéticas que sean factibles de adoptar para potenciar su participación en los programas (los medios de divulgación y las metodologías de educación deben ser diferenciados).	CP
27	N.E7	Diseñar estrategias para incentivar la participación de los usuarios en los programas RD, haciendo énfasis sobre aquellos que desconocen o no encuentran motivación para participar generando hábitos de consulta y visualización de su comportamiento energético (lectura de los medidores), así como la generación de conciencia sobre el impacto ambiental y energético que tienen sus consumos.	CP
28	N.E8	Fomentar el diseño de portafolios de servicios para la implementación de programas RD por parte de los comercializadores.	MP

6.5. Seguimiento Programas RD

La implementación de la metodología propuesta en este documento requiere de lineamientos estratégicos a nivel político, regulatorio, técnico y tecnológico para generar señales claras a los diferentes actores tanto a nivel de programas de respuesta de la demanda como en contabilización de la mitigación de gases de efecto invernadero. A continuación, se presentan recomendaciones para el seguimiento, monitoreo y evaluación de los programas RD y su impacto en las emisiones de GEI.

Lineamiento de política (SP.): Establecer lineamientos por parte del MME para la integración y promoción de recursos energéticos distribuidos/respuesta de la demanda y su aporte a la mitigación de GEI (ver Tabla 77).

Tabla 77 Lineamientos políticos (seguimiento)

Fuente: Elaboración propia

#	Cod.	Lineamientos	Plazo
29	SP.1	Asignar responsabilidades expresas por la implementación de la metodología monitoreo GEI. A continuación, se describen actores que deben ser consideradas en el contexto colombiano. • Agregador • Administrador del sistema • Plantas generadoras • Comercializadores • Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM • Corporaciones Autónomas regionales	CP
30	SP.2	Definir el procedimiento para el reporte de información por cada uno de los actores involucrados y homologación de los criterios de gobernanza de datos en cuanto al reporte, almacenamiento y administración de los mismos para la cuantificación de las emisiones. • Por parte de los generadores • Por parte de los comercializadores • Por parte de las entidades de planeación Realizar seguimiento y control a la información brindada por las plantas (auditorias de primera y segunda parte), permisos ambientales, licencias, informes técnicos de calidad del aire, entre otros.	CP
31	SP.3	Instaurar la obligación de convenir protocolos de comunicación y mecanismos de coordinación operativa entre los agentes encargados de reportar las emisiones de GEI generadas y los agentes encargados de realizar la cuantificación de emisiones de GEI mitigadas por programas RD.	CP
32	SP.4	Fortalecimiento de los sistemas de monitoreo y seguimiento de emisiones que habiliten la recepción de beneficios fiscales por el control, sostenibilidad y conservación del medio ambiente.	MP

Proceso normativo, procedimiento o estrategia (SN.): Desarrollar estudios para el seguimiento y evaluación de los mecanismos establecidos para la integración de los recursos energéticos distribuidos/ respuesta de la demanda (ver Tabla 78).

Tabla 78 Lineamientos normativos (seguimiento)
Fuente: Elaboración propia

#	Cod.	Lineamientos	Plazo
33	SN.1	Diseñar mecanismos para monitorear el desempeño y los co-beneficios de los programas RD.	CP
34	SN.2	Estructurar proyectos con la metodología <i>sandbox</i> en las diferentes regiones del país para fomentar e identificar lecciones aprendidas en la implementación masiva de los programas RD.	CP
35	SN.3	Realizar estudio para monitorear y evaluar el impacto de la metodología de Línea Base de Consumo teniendo en cuenta diferentes condiciones de los usuarios, tales como: temperatura, hábitos de consumo, ubicación geográfica, topología de la red eléctrica, entre otros. El estudio debe caracterizar los usuarios y demarcar aspectos como: ventana de referencia, tipo de cálculo (promedio, regresión y aprendizaje automático), precisión y exactitud del muestreo, normas de exclusión, ajuste de la LBC, ventana de ajuste, uso del AMI durante y después del evento, ventana de rendimiento y tipo de medición.	MP
36	SN.4	Realizar estudio para valorar los beneficios económicos tanto para el usuario como para el sistema, por el cambio de comportamiento en el consumo de energía, producto de la implementación de los programas RD.	MP

REFERENCIAS

- 100% Renewable Energy Atlas – Practical Steps Towards a Sustainable World. (2019). Retrieved October 18, 2019, from <https://www.100-percent.org/>
- ACT2 Site Hannover | Smartcities Information System. (2018). Retrieved October 18, 2019, from <https://smartcities-infosystem.eu/scis-projects/demo-sites/act2-site-hannover>
- Ali, J., Massucco, S., & Silvestro, F. (2019). *Aggregation Strategy for Reactive Power Compensation Techniques—Validation*.
- Ali, M., Jokisalo, J., Siren, K., & Lehtonen, M. (2014). Combining the demand response of direct electric space heating and partial thermal storage using LP optimization. *Electric Power Systems Research*, 106, 160–167. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.08.017>
- Arteconi, A., Hewitt, N. J., & Polonara, F. (2012). State of the art of thermal storage for demand-side management. *Applied Energy*, 93, 371–389. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.12.045>
- Belzile, P., Kajl, S., Rousse, D., & Dutil, Y. (2012). Electrical thermal storage optimization for demand side management. *Innstock 2012. The 12th International Conference on Energy Storage*, 11.
- Bengtson, A. (2014). *Integration of Demand Side Management, Distributed Generation, Renewable Energy Sources and Energy Storages*. Stockholm.
- Bertoldi, P., Zancanella, P., & Boza-Kiss, B. (2016). Demand Response status in EU Member States. In *Europa. eu: Brussels, Belgium*. <https://doi.org/10.2790/962868>
- Bioenergiedorf Jühnde -Infos about Bioenergiedorf. (2006). Retrieved October 17, 2019, from <http://www.bioenergiedorf.de/index.php?id=5&L=1>
- Buffa, S., Cozzini, M., D'Antoni, M., Baratieri, M., & Fedrizzi, R. (2019, April 1). 5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 504–522. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.059>
- Cabeza, L. F. (2014). Advances in Thermal Energy Storage Systems: Methods and Applications. In *Advances in Thermal Energy Storage Systems: Methods and Applications*. <https://doi.org/10.1016/C2013-0-16453-7>
- CAISO. (2014). *PDR-DERP-NGR Summary Comparison Matrix*. Retrieved from <http://www.caiso.com/Documents/ParticipationComparison-ProxyDemand-DistributedEnergy-Storage.pdf>
- Castagneto Gisse, G., Subkhankulova, D., Dodds, P. E., & Barrett, M. (2019). Value of energy storage aggregation to the electricity system. *Energy Policy*, 685–696. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.01.037>
- Catalyst – Catalyst. (2018). Retrieved October 18, 2019, from <http://project-catalyst.eu/>
- CI. (2018). *Lineamientos estratégicos. Almacenamiento de energía. Evaluación de servicios*.
- Colombia Inteligente. (2018a). *GTC Demanda activa*.
- Colombia Inteligente. (2018b). *Lineamientos estrategicos en demanda activa para la mitigación de emisiones GEI*.
- Colombia Inteligente. (2019). *Programas RD-DER: Arquitectura Tecnológica y Funcional Informe Final*.
- Connolly, D. (2010). *A Review of Energy Storage Technologies. For the integration of fluctuating renewable energy*.
- Corsica. (2012). Storing solar energy. Retrieved September 17, 2019, from University of Corsica website: <https://www.universita.corsica/en/research/myrte/>

- CPUC. (2019). Electric rates. Retrieved August 25, 2019, from cpuc.ca.gov/electricrates/.
- CREG. (n.d.). Resolución CREG 098 de 2018. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/e290022edb98a385052582f1005a620d?OpenDocument>
- Deakin, M., & Al Waer, H. (2011). From intelligent to smart cities. *Intelligent Buildings International*, 3(3), 140–152. <https://doi.org/10.1080/17508975.2011.586671>
- Demeersman Jaganjacová, S. (2019). Case study on biogas project in Třeboň, Czech Republic - Publications Office of the EU. Retrieved October 18, 2019, from <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/4931f2f8-c487-11e9-9d01-01aa75ed71a1/language-en>
- Denholm, P., & Kulcinski, G. (2003). *Net Energy Balance and Greenhouse Gas Emissions from Renewable Energy Storage Systems | Seventhwave*. Retrieved from <https://www.seventhwave.org/publications/net-energy-balance-and-greenhouse-gas-emissions-renewable-energy-storage-systems>
- Denholm, P., & Kulcinski, G. L. (2004). Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems. *Energy Conversion and Management*, 45(13–14), 2153–2172. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2003.10.014>
- Dobre, I., & Georgiev, I. (2019). Case study on biomass use in CHP in Turku, Finland - Publications Office of the EU. Retrieved October 18, 2019, from <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/c74cbafb-c490-11e9-9d01-01aa75ed71a1/language-en>
- DOE. (2016). *Benefits of Demand Response and Recommendations. A REPORT TO THE UNITED STATES CONGRESS PURSUANT TO SECTION 1252 OF THE ENERGY POLICY ACT OF 2005*.
- DOE. (2019a). Global Energy Storage Database. <https://doi.org/Office of electricity delivery and energy reliability>
- DOE. (2019b). Global Energy Storage Database. <https://doi.org/Office of electricity delivery and energy reliability>
- EAC. (2018). *A Review of Emerging Energy Storage Technologies. Recommendations for the U.S. Department of Energy*.
- Economipedia. (n.d.). Incentivo. Retrieved from <https://economipedia.com/definiciones/incentivo.html>
- EES. (2018). *EES EUROPE NEWSPAPER 2019 INNOVATING ENERGY STORAGE ! BETTER AND CHEAPER :*
- EIA. (2018). U.S. Battery Storage Market Trends. U.S. Department of Energy, (May), 1–26. <https://doi.org/10.1136/ard.2007.083022>
- ENERNOC. (2011). *The demand response baseline*.
- ERCOT. (2019a). Electric Reliability Council of Texas. Retrieved September 1, 2019, from <http://www.ercot.com/about>
- ERCOT. (2019b). *Growth of energy storage resources in the ERCOT region*. (January). Retrieved from http://www.ercot.com/content/wcm/lists/164134/Storage_One_Pager_FINAL.pdf
- FERC. (2018). Draft Final Rule on Electrical Storage Resources Participation in Markets. *Federal Energy Regulatory Commission*. Retrieved from <https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto/02-15-18-E-1-presentation.pdf>
- García, A. (2017). *Tecnologías de almacenamiento de energía en la red eléctrica*. Universidad de Cantabria.
- García, M., Alvira, F., Alonso, L. E., & Escobar, M. (n.d.). *El análisis de la realidad social, métodos y técnicas de investigación*.
- Georgiev, I. (2019). Case study on Solar-heating plant in Silkeborg, Denmark - Publications Office of the EU. Retrieved

October 18, 2019, from <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/981d585d-c492-11e9-9d01-01aa75ed71a1/language-en>

GRISEC- UPME. (2018). *Informe de vigilancia tecnológica en dispositivos de almacenamiento de energía producida por fuentes de energía renovables no convencionales*.

GTM. (2018). California Passes Bill to Extend \$800M in Incentives for Behind-the-Meter Batteries. Retrieved September 1, 2019, from ENERGY STORAGE website: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/california-passes-bill-to-extend-incentives-for-behind-the-meter-batteries#gs.20v1q6>

Guacaneme, J. A., Velasco, D., & Trujillo, C. L. (2014). Revisión de las características de sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en micro redes. *Informacion Tecnologica*, Vol. 25, pp. 175–188. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642014000200020>

H2020. (2017a). Press & Downloads | SMILE. Retrieved October 23, 2019, from <https://www.h2020smile.eu/press-downloads/>

H2020. (2017b). The pilot Islands | SMILE. Retrieved October 30, 2019, from <https://www.h2020smile.eu/the-islands/>

Ibrahim, H., Ilinca, A., & Perron, J. (2008, June). Energy storage systems-Characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 12, pp. 1221–1250. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.01.023>

IEA. (2010). *Technical Synthesis Report: A Summary of Annexes 16 & 17 Building Energy Management Systems. Energy Conservation in Buildings and Community Systems*.

IEA. (2014). *Technology Roadmap Energy Storage*.

ISO/RTO Council. (2018). *2018 Demand Response Program Comparison*. Retrieved from <https://isorto.org/wp-content/uploads/2018/12/2018-Demand-Response-Program-Comparison.xlsx>

Ivancic, A. (2019). *Comunidades Energéticas locales y la transformación digital para el desarrollo de nuevos mercados y actores digitales*.

Johnson, S. C., Todd Davidson, F., Rhodes, J. D., Coleman, J. L., Bragg-Sitton, S. M., Dufek, E. J., & Webber, M. E. (2019). Selecting Favorable Energy Storage Technologies for Nuclear Power. In *Storage and Hybridization of Nuclear Energy* (pp. 119–175). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-813975-2.00005-3>

Jühnde, Germany – 100% Renewable Energy Atlas. (2011). Retrieved October 17, 2019, from <https://www.100-percent.org/juehnde-germany/>

Kohlhepp, P., Harb, H., Wolisz, H., Waczowicz, S., Müller, D., & Hagenmeyer, V. (2019, March). Large-scale grid integration of residential thermal energy storages as demand-side flexibility resource: A review of international field studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 527–547. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.045>

LowUP | Low valued energy sources UPgrading for buildings and industry uses. (2017). Retrieved October 18, 2019, from <http://lowup-h2020.eu/>

Marín, G. (2016). *Sistemas de Almacenamiento de Energía*. Universidad de Valladolid.

Ministerio de Minas y Energía. (2018). *Resolución número 4 0807 de 2018, por medio de la cual se adopta el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático para el Sector Minero Energético (PIGCC)*.

MME. (2019). Distritos térmicos en Colombia. Retrieved October 25, 2019, from <http://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias/4328-se-aprueba-segunda-fase-del-proyecto-distritos-termicos-en-colombia>

Nice Grid. (2017). *Nice Grid Project*. Retrieved from <http://www.nicegrid.fr/>

- PJM. (2018). PJM V2G project. Retrieved August 29, 2019, from Plug-in Electric Vehicles website: <https://learn.pjm.com/energy-innovations/plug-in-electric.aspx>
- PJM. (2019a). *PJM Energy Storage Participation Model: Energy Market*. Retrieved from <https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/mic/20190315-special-esrc/20190315-item-03a-electric-storage-resource-model.ashx>
- PJM. (2019b). *PJM Manual 11 :Services, Ancillary Operations, Market Operations, Real-time Market*. Retrieved from <https://www.pjm.com/~/-/media/documents/manuals/m11.ashx>
- Proyecto Distritos Térmicos Colombia, pionero en la región - Distrito energetico. (2016). Retrieved October 25, 2019, from <http://distritoenergetico.com/proyecto-distritos-termicos-colombia-pionero-en-la-region/>
- PUC. (2000). Registration of Aggregators. Retrieved from <https://www.puc.texas.gov/agency/ruleslaws/subrules/electric/25.111/25.111.pdf>
- PUCT. (2016). Substantive rules applicable to electric service provides - Wholesale Markets. *Public Utility Commission of Texas*, 19(c), 1–3. Retrieved from <https://www.puc.texas.gov/agency/ruleslaws/subrules/electric/25.505/25.505.pdf>
- QuestionPro. (n.d.). 7 puntos a considerar para el diseño de encuestas. Retrieved from <https://www.questionpro.com/blog/es/7-puntos-importantes-que-debe-considerar-en-el-diseno-de-encuestas/>
- REGELLEISTUNG. (2019). Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung.
- RES LEGAL EUROPE. (2019). Legal sources on renewable energy. Retrieved September 17, 2019, from Renewable energy policy database and support website: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/france/tools-list/c/france/s/res-e/t/promotion/sum/132/lpid/131/>
- Robert, F., Sisodia, G., & Gopalan, S. (2018). A critical review on the utilization of storage and demand response for the implementation of renewable energy microgrids. *Sustainable Cities and Society*.
- Roberts, M. B., Bruce, A., & MacGill, I. (2019). Impact of shared battery energy storage systems on photovoltaic self-consumption and electricity bills in apartment buildings. *Applied Energy*, 78–95. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.001>
- Rossetto, N. (2018). Measuring the Intangible: An Overview of the Methodologies for Calculating Customer Baseline Load in PJM. *FSR Energy*.
- Schibuola, L., Scarpa, M., & Tambani, C. (2015). Demand response management by means of heat pumps controlled via real time pricing. *Energy and Buildings*, 90, 15–28. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.12.047>
- SEDC. (2017a). Explicit Demand Response in Europe: Mapping the Markets 2017. *Smart Energy Demand Coalition*, 223. Retrieved from www.smartenergydemand.eu
- SEDC. (2017b). Explicit Demand Response in Europe: Mapping the Markets 2017. *Smart Energy Demand Coalition*, 223.
- Sehar, F., Pipattanasomporn, M., & Rahman, S. (2016). An energy management model to study energy and peak power savings from PV and storage in demand responsive buildings. *Applied Energy*.
- Selvakumari, S., & Babitha, M. (2015). Demand Response with Battery Energy Storage System. *International Journal of Applied Engineering Research*, 10(1), 304–310.
- Shen, J. J. (2015). Controllable load management approaches in smart grids. *Energies*.
- Simonelli, F., & Zarra, A. (2019). Case study on Heat pumps in Arnhem, the Netherlands - Publications Office of the EU. Retrieved October 18, 2019, from <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/e42b5a85-c48d-11e9-9d01-01aa75ed71a1/language-en>

- SmartGrid. (2015). Smart grid projects. Department of Energy's Office of Electricity Delivery and Energy Reliability. Retrieved from https://www.smartgrid.gov/recovery_act/project_information.html.
- This is COOL DH | COOL DH. (2017). Retrieved October 18, 2019, from <http://www.cooldh.eu/this-is-cool-dh/>
- UPME. (n.d.). Documento de cálculo del FE del SIN 2017 Dic 2018. Retrieved from <http://www.siame.gov.co/Inicio/Cálculofactordeemisión/tabid/77/Default.aspx>
- VaasaETT. (2012). *Energy Efficiency through Information and Communication Technology – Best Practice Examples and Guidance*.
- Vasquez, S., Lukic, S. M., Galvan, E., Franquelo, L. G., & Carrasco, J. M. (2010). Energy storage systems for transport and grid applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 57(12), 3881–3895. <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2076414>
- Universidad del Valle. (2018). *Perfil OpenADR CELSIA, arquitectura y especificaciones complementarias*.
- Wagner, L. (2013). Overview of Energy Storage Technologies. In *Future Energy: Improved, Sustainable and Clean Options for our Planet* (pp. 613–631). <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-099424-6.00027-2>
- Weisser, D. (2017). *A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies*.
- Xie Yingxin, Wang Fengyu, Li Xiaozhen, Wu Maomao, & Wang Dapeng. (2013). Just-in-time decision of demand respond based on complex event processing technology. *Proceedings 2013 International Conference on Mechatronic Sciences, Electric Engineering and Computer (MEC)*, 353–357. <https://doi.org/10.1109/MEC.2013.6885097>
- XM. (2018). Históricos Emisiones CO2. Retrieved from <http://informacioninteligente10.xm.com.co/Pages/Default.aspx>
- XM. (2019). Históricos de demanda. Retrieved from Históricos de demanda website: <http://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx>
- Yang, H., Zhang, Y., Ma, Y., Zhou, M., & Yang, X. (2019). Reliability evaluation of power systems in the presence of energy storage system as demand management resource. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 110, 1–10. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.02.042>
- Yin, R., Black, D., Piette, M. A., & Schiess, K. (2015). *For TES' participations in DR, partial storage TES systems are better suited than full storage systems for participating in demand response (DR) programs because full storage systems create peak period baselines with little to no room for shedding cooling*. California.



Anexos

En esta sección se muestran una descripción detallada sobre las tecnologías de almacenamiento de energía, y la herramienta de preferencias que se aplicó a los usuarios sobre sus preferencias en los consumos de energía eléctrica.

Anexo 1. Tecnologías de almacenamiento de energía

1.1 Diseño y estructuración de la herramienta de investigación

Para el desarrollo de la investigación se debe tener en cuenta el tipo de información que se desea obtener y cuál es la mejor manera de obtenerla; para identificar las preferencias de los usuarios del servicio de energía eléctrica que desean participar de programas de respuesta de la demanda, se utilizará una herramienta de investigación consistente en un cuestionario que permite identificar las principales características de los usuarios, su flexibilidad y disposición, con el objetivo de obtener información que permita diseñar programas de respuesta de la demanda en el contexto colombiano. Posteriormente se procede a investigar que referentes internacionales se tienen en el tema, con el fin de obtener un prototipo de preguntas para realizar dicha encuesta. Finalmente los modelos preliminares de la herramienta se sometieron a evaluación de los miembros del Grupo de Trabajo Colaborativo (GTC) en demanda activa de Colombia Inteligente.

A continuación, se detalla el procedimiento descrito renglones arriba.

1.2 Experiencias internacionales

La herramienta de investigación de preferencias para la participación de programas de respuesta de la demanda (RD), se empezó a llevar a cabo basándose en varias experiencias internacionales. A continuación, se muestran tres experiencias internacionales desarrolladas en Europa y Estados Unidos, estas investigaciones se llevaron a cabo entre los años 2017 y 2018.

Cabe resaltar que los tres informes de resultados coinciden en la importancia de instruir y concientizar a los usuarios sobre los diferentes programas que existen en RD y las diferentes recompensas que recibirían por participar en estos.

i. Smart Meters Attitudes – Gran Bretaña:

Esta investigación fue desarrollada por Harris interactive y Utility Week en abril de 2017, con el fin de comprender la experiencia de los usuarios que tienen instalado un medidor avanzado y evaluar los sentimientos de aquellos usuarios que no lo tienen. La encuesta fue realizada a cerca de 1.000 usuarios y logró medir el grado de penetración de los medidores inteligentes, así como la experiencia en la instalación del mismo, el grado de concientización que tenía la población respecto al medidor avanzado y los beneficios que estos traen; sin embargo, la encuesta también mostró que lo que más preocupa a los usuarios es la seguridad de los datos personales. Otro hallazgo de la encuesta fue que los usuarios no estaban de acuerdo con la forma de financiación de los medidores (61% de los encuestados), dado que se hace por medio de la pago de los clientes a través de la factura. Muchos de los encuestados dijeron que las empresas debían financiarlos por sí mismas, tal como se puede ver en la Figura 110.

6 in 10 said claimed that they are unaware that the Smart meter rollout was being funded via contribution from customer bills and the majority are not happy about this



251 de 263

Which of the following DSR programmes do you participate in?

DSR participants provide a range of services as well as Triad avoidance. Most provide multiple services. For example, all of those providing STOR also undertake Triad avoidance, 88% are also in the CM and 63% provide frequency response. Of those providing frequency response, 77% are in the CM, 69% do Triad avoidance and 38% do STOR.

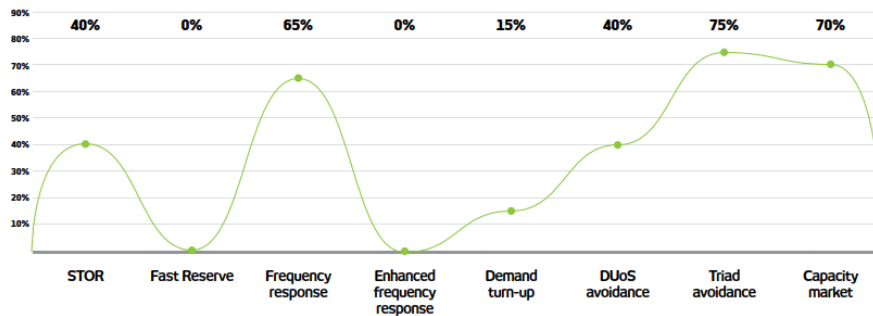


Figura 112. Programas de participación en RD.
Tomado de (The Energyst, 2018)

La investigación también mostró que los mayores desafíos que enfrentan las empresas que tienen programas RD son los ingresos, debido a que los encuestados sienten que el retorno de la inversión no es lo suficientemente alto, y también la incertidumbre política, dado que en la actualidad se presenta inestabilidad regulatoria.

iii. Federal Energy Regulatory Commission, FERC-731 Demand Response/Time-Based Rate Programs and Advanced Metering – Estados Unidos

Año tras año la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC por sus siglas en inglés), realiza una investigación que busca medir el índice de penetración de los medidores inteligentes, actualmente en un 46,8%, y el ahorro mediante el uso de programas RD, dicho ahorro aumentó 3050 MW o un 9% para el año 2018. El estudio también refleja que el potencial que presentan los programas RD son un recurso cuantificable y confiable para propósitos de planificación regional, por esta razón es que los programas RD deben recibir un tratamiento objetivo dado que se trata de un recurso confiable en relación con las obligaciones de cualquier entidad de servicio, bien sea, proveedor o transmisor.

De acuerdo con los resultados de la investigación, una de las principales barreras para que los clientes participen en programas RD, es la lenta implementación de los programas en tarifas basados en el tiempo, otra de las barreras es el compromiso y concientización de los clientes con respecto a los programas RD, si bien este es un proceso lento, dado que cada vez más americanos están teniendo conciencia de la importancia de estos programas, donde el 75% del segmento de particulares encuestados, están “probablemente interesados” o “definitivamente interesados” en participar en programas que los recompensen por cambiar su consumo de las horas pico (Federal Energy Regulatory Commission, 2018).

1.3 Cuestionario: Identificación de preferencias a público objetivo

En esta sección se mostrará la herramienta base que se aplicó al público con el fin de identificar las preferencias en los diferentes programas de Respuesta a la Demanda:

EMPODERAMIENTO DEL USUARIO

Caracterización de los consumidores de energía para utilizar el servicio de energía eléctrica e identificar preferencias para modificar su consumo

Objetivo

El objetivo de esta investigación es identificar las preferencias de los usuarios del servicio de energía eléctrica para hacer más eficiente su consumo y diseñar programas que incentiven el uso óptimo de la energía eléctrica.

Protocolo referencial de intervención:

Buenos días /tardes/ noches,

Mi nombre es: _____ (ENC: MENCIONE SU NOMBRE COMPLETO),

Trabajo en este estudio para la empresa/entidad: _____,

Organización dedicada a conocer a través de esta investigación la opinión de personas como Usted. En este momento estamos realizando un interesante estudio sobre la percepción de los usuarios de energía eléctrica frente al uso que le dan a la energía consumida y el cual nos fue encargado por _____.

Valoramos su tiempo, y la investigación sólo debería tomar aproximadamente 15 minutos.

Lo invitamos a que participe y sus respuestas son estrictamente confidencial y anónima; los resultados serán procesados en forma agregada. Nosotros no lo identificaremos como un participante de la investigación, a menos que usted lo autorice y bajo el marco de ley Hábeas Data (Ley 1266 de 2008) y Ley de Protección de Datos (Ley 1581 de 2012).

Los resultados de la investigación sólo se usarán para fines académicos y **con el fin de mejorar la prestación de servicio de energía eléctrica.**

Si desea confirmar la veracidad de este estudio, puede comunicarse a:

- Línea telefónica: _____
- email: _____

Nota para la realizar la investigación:

- Con programación previa: en el momento de agendar la fecha, indicar a la persona que es necesario tener la factura del servicio de energía eléctrica. De lo contrario la empresa la suministra.
- Sin programación previa: al momento de iniciar, solicitar a la persona la factura del servicio de energía eléctrica. En el caso que el suscriptor no la tenga, esta se podrá suministrarse por la empresas (previamente se requerirá la información básica de costo y consumo).
- Investigación virtual: la persona tendrá el tiempo para acceder a la factura y diligenciar la información suministrada.

Información del suscriptor

Información básica del suscriptor que se puede identificar con anterioridad y validar durante la investigación.

La investigación se realiza de forma individual y las respuestas son por cada suscriptor. Un suscriptor es a quien se le presta el servicio de energía eléctrica y el cual cuenta con un medidor de energía eléctrica. El suscriptor puede ser una persona (vivienda), empresa, sea esta comercial o industrial, o cualquier tipo de inmueble.

Esta sección solo es para la empresa.

Datos de contacto de la(s) persona(s) que atenderá la visita:

Fecha y horario propuesto para visita:

Fecha y horario acordado:

¿Cuentan con una persona encargada de vigilar el consumo de energía o conozca en qué se consume la energía eléctrica y que puede participar en esta investigación? (Marque con una "X")

Sí ☐

No ☐

Número de contrato/suscriptor:

Nombre:

Departamento:

Ciudad:

Dirección:

Barrio:

Email:

Teléfono:

Conocimiento del consumo

Información para validar el conocimiento y percepción del suscriptor sobre el consumo de la energía eléctrica.

¿Qué opinión tiene de la factura de energía eléctrica?

Preferencias programas Respuesta de la Demanda

Información a suministrar por la empresa o entidad (indique el valor o "x" cuando aplique).

Características (valor)	Ubicación (x)	Mercado (x)	Tipo
Energía (kWh-mes) Promedio últimos 6 meses	Urbana	Regulado	Residencial (estrato)
Tensión (kV)	Rural	No regulado	Comercial (x)
Región (Unidad de Control de Pronóstico - UCP)			Industrial (x)
			CIU (código)
			SI NO No Sabe

1. ¿Si le ofrecen un beneficio económico estaría dispuesto a modificar la forma en que consume energía eléctrica?

Si la respuesta a la pregunta 1 es "NO" favor continuar en la pregunta 5.

2. ¿Qué tipo de beneficio preferiría para modificar su consumo de energía eléctrica?

(Marque con una "X")

Seleccione	Beneficio
☐	Descuento en la factura (en el valor de la factura del próximo mes)
☐	Devolución del dinero
☐	Programa de puntos (puntos redimibles en productos o servicios)
☐	Bono de mitigación de emisiones CO2 (certificado de reducción de emisiones)
☐	Otro, cuál? ()

3. ¿En cuál jornada del día preferiría modificar (reducir y/o desplazar) su consumo de energía eléctrica? (Marque con una "X", pueden ser varias e incluso indicar horas, validar que el lugar está en funcionamiento en dichas horas)

Jornada	Madrugada		Mañana			Mediodía	Tarde		Noche			No Sabe	Ninguno
Rango	12am	4am	6am	8am	10am	12m	2pm	4pm	6pm	8pm	10pm	12am	
	4am	6am	8am	10am	12m	2pm	4pm	6pm	8pm	10pm	12am		

4. ¿Cada cuánto preferiría modificar (reducir y/o desplazar) su consumo de energía eléctrica?

(Marque con una "X")

Seleccione	Frecuencia
☐	Todo los días
☐	Algunas veces en la semana
☐	Solo en unos meses del año
☐	En cualquier momento siempre y cuando se me informe previamente
☐	En cualquier momento sin necesidad de informarme

5. ¿Sabe dónde está ubicado el medidor de energía eléctrica y cada cuanto lee su consumo?

Revisar si se observa a simple vista y si no se ubica preguntar a la persona. (Marque con una x)

Ubicación	Lectura consumo
☐ En el interior de su residencia/empresa	☐ Diariamente
☐ En la fachada de su residencia/empresa	☐ Semanalmente
☐ En una zona común residencial/empresa	☐ Mensualmente
☐ En la empresa de servicios públicos	☐ No lo reviso
☐ No conozco la ubicación	☐ Cuando llega la factura
	☐ Otro periodo ()

6. ¿Tiene un sistema o planta de generación eléctrica (G) y/o almacenamiento (A) para autoconsumo o de respaldo?

Si la respuesta es SI, qué porcentaje del consumo de energía puede suplir y durante cuánto tiempo: _____%
_____ horas

SI (G/A) NO (G/A) No Sabe (G/A) Interesado? (G/A)

(_/_) (_/_) (_/_) (_/_)

Caracterización de cargas

La carga son aquellos equipos, dispositivos, electrodomésticos, luminarias o cualquier elemento que consuma energía eléctrica.

1. ¿Qué porcentaje de los gastos mensuales representa la factura de energía eléctrica de donde le prestan el servicio (vivienda/empresa)?

Valor ____ (%) No sabe () | < 5% () | 5-10% () | 10-15% () | 15-20% () | > 20% () |

2. ¿El estado del tiempo (día soleado, día lluvioso, ...) **impacta o modifica el consumo de energía eléctrica** (en el lugar donde le prestan el servicio de energía eléctrica)? (Marque con una "X")

SI NO No Sabe
 ____ ____ ____

3. ¿Cuántas personas viven de forma permanente en la vivienda o cuántas personas trabajan de forma permanente en su empresa (comercio/industria) (en el lugar donde le prestan el servicio de energía eléctrica)?

(Número de personas) _____

4. ¿En qué equipos o procesos cree usted se consume más energía eléctrica? Mencione mínimo un (1) equipo, dispositivos o electrodomésticos (elementos que consuman energía eléctrica)

#	Equipo	Horas (#)	Jornada de funcionamiento (marque con una "x")							¿Se podría cambiar la jornada de funcionamiento (indique cuál)?						
			Mañana	Mediodía	Tarde	Noche	24 Horas	Madrugada	Mañana	Mediodía	Tarde	Noche	24 Horas	No se	No Sabe	No Aplica
1																
2																
3																
4																
5																

Solo para actividades comerciales o industriales (preguntas 5 a 8)

5. ¿A qué se dedica su empresa (actividad económica)?

6. ¿Con cuáles equipos eléctricos cuenta su empresa? (Marque con una "X")

Sistema/Equipo	Selección (X)	Tiene respaldo de suministro de energía (Si/No)
Sistemas de aires acondicionados		
Sistemas de calefacción		
Equipos de refrigeración o cuartos fríos		
Chillers o torres de enfriamiento		
Calderas, hornos u otro equipo para producir calor		
Motores, bombas o compresores de aire		
Computadores y/o servidores		
Iluminación		
Movilidad eléctrica		
Otros, cuáles?		

7. Indique si en su empresa presenta un mes o meses en el año en donde tiene un mínimo y máximo de operación (Marque con una "X")

Operación	Si	meses	No	No Sabe
Mínima				
Máxima				

8. Por favor describa los turnos de funcionamiento de su empresa

Turnos	Horario					
1	DE		AM	A		AM
			PM			PM
2	DE		AM	A		AM
			PM			PM
3	DE		AM	A		AM
			PM			PM
4	DE		AM	A		AM
			PM			PM

Preguntas opcionales

1. Característica del proceso de iluminación

¿Se puede encender/apagar la iluminación con un control remoto? SI NO

¿Se poder disminuir el flujo luminoso (Dimmer)?

2. ¿Cuál es el número de luminarias? (Marque con una "X")

- Incandescentes convencionales
- Led
- Fluorescentes
- Halógenas
- Fluorescentes compacta
- Mercurio a alta presión
- Halogenuros metálicos
- Sodio baja presión
- Inducción
- Otro,

3. Característica del proceso y tipos de equipos de climatización (Marque con una "X")

Control	Centralizado				Descentralizado			
	Manual	Remoto	Automático	Ninguno	Manual	Remoto	Automático	Ninguno
Tipo Ventana	NA	NA	NA	NA				
Mini Split	NA	NA	NA	NA				
Split Central								
Piso techo								
Cassette								
Paquete								
Chiller					NA	NA	NA	NA
Torres de enfriamiento					NA	NA	NA	NA

4. Marque con una X las características de operación de su empresa

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Consumo de energía																								
Horario atención público																								

Tipo	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
Operación							
Mantenimiento							

Paradas mes	Baja producción	Mantenimiento
Número (#)		
Duración promedio (horas)		

5. ¿Cuántos electrodomésticos tiene en su hogar y en qué jornada del día los utiliza regularmente?

Marque con una "X", pueden ser varias e incluso indicar horas si lo informan)

Electrodoméstico	Cantida d (#)	Periodo (marcar con "X" el periodo descrito)											Día (marcar con "X")							
		Madrugada		Mañana			-	Tarde			Noche			L	M	W	J	V	S	D
		12a m	4am	6a m	8am	10a m	12 m	2p m	4p m	6p m	8pm	10p m								
		4am	6am	8a m	10a m	12m	2p m	4p m	6p m	8p m	10p m	12a m								
Televisor																				
Nevera																				
Horno Eléctrico																				
Fogón eléctrico																				
Horno Microondas																				
Lavadora																				
Plancha de ropa																				
Secador de pelo																				
Plancha para pelo																				
Ventilador(abanico)																				
Ducha eléctrica																				
Aire acondicionado																				
Iluminación (Bombillas): Led, incandescente fluorescente																				
Congelador																				
Secadora																				
Lavavajillas																				
Computador (escritorio)																				
Computador (portátil)																				
Video juegos																				
Módems/ decodificadores																				
Otros ()																				

6. ¿En caso de que se requiera el control a distancia de equipos eléctricos que usted posea, con cuál de las siguientes entidades estaría de acuerdo que lo hiciera? (Marque con una "X")

Tipo	Seleccione
- La empresa de energía eléctrica	_____
- Entidad del gobierno	_____
- Cooperativa comunitaria	_____
- Otro ¿Cuál? _____	_____

7. ¿En caso de disponer de la información de su consumo y de los precios de energía eléctrica, adicionales a los que contiene la factura, por qué medio y con qué frecuencia le gustaría consultarla? (Marque con una "X")

Medio	Consumo	Precio	Frecuencia	Consumo	Precio
Llamada local	_____	_____	Horaria	_____	_____
Mensaje de texto	_____	_____	Diariamente	_____	_____
Correo electrónico	_____	_____	Semanalmente	_____	_____
Página web	_____	_____	Quincenalmente	_____	_____
Aplicación celular	_____	_____	Mensualmente	_____	_____
No me interesa	_____	_____	No me interesa	_____	_____

Potencial uso de autogeneración/generación distribuida y/o almacenamiento (opcional)
1. Uso de sistemas energéticos (generación (G) o almacenamiento (A))

(Marque con una "X")

	SI	¿Cuál?		NO	En proceso	
		G	A		G	A
¿Ha considerado adquirir alguna tecnología para generar o almacenar energía eléctrica?	_____	—	—	_____	—	—
¿Ha cotizado alguna solución en generación o almacenamiento de energía eléctrica?	_____	—	—	_____	—	—

2. ¿Cuál es el tipo de tecnología de generación instalada o que desea instalar?

(Marque con una "X")

Tipo	Instalada	Futuro	Capacidad (kW)					Inyecta(rá) energía a la red	¿Es un sistema de emergencia (respaldo)?
			< 100	100 250	250 500	500 1.000	> 1.000		
Diésel	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Gas/Biogás	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Solar	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Eólica	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Hidráulica	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Batería	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____
Otra, _____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____	_____

3. ¿Cuál es el periodo de tiempo estimado para adquirir un sistema energético?

(Marque con una "X")

- ___ Menor a un año
 ___ Entre uno y cinco años
 ___ Mayor a cinco años

4. ¿Qué le ha impedido adquirir el tipo de sistema energético?

(Marque con una "X")

- ___ Altos Costos
 ___ Desconocimiento técnico
 ___ Barreras en procedimientos administrativos
 ___ Limitaciones de espacio físico

___ Otra _____



Colombia inteligente

Red colaborativa para habilitar
y acelerar la transformación
del sector eléctrico

Datos de contacto

Teléfono: + (574) 444 12 11 ext,190 - 171 - 117

Dirección: Carrera 46 # 56 – 11, Edf, Tecnoparque Piso 13

Medellín – Colombia

e-mail: difusión@colombiainteligente.org

Página Web: www.colombiainteligente.org