



CONDICIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA EN EL SIN

DOCUMENTO CREG-175
10 DE DICIEMBRE DE 2020

CONDICIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA EN EL SIN

TABLA DE CONTENIDO

1. ANTECEDENTES.....	9
1.1 Antecedentes legales	10
1.2 Marco conceptual.....	11
1.3 Estudios realizados por la Comisión.....	13
1.4 Alcance de la propuesta regulatoria	14
2. PROBLEMÁTICA REGULATORIA	15
3. OBJETIVOS.....	15
4. ESQUEMAS DE IMPLEMENTACIÓN.....	16
4.1 Análisis de modelos y selección.....	18
4.1.1 Comparación de esquemas y análisis cualitativo	22
4.1.2 Selección del esquema de implementación	25
4.2 Costos y beneficios	27
4.2.1 Identificación de variables.....	27
4.2.2 Estimación de costos.....	32
4.2.3 Estimación de beneficios	37
4.3 Estimación del nivel de despliegue en el SIN.....	43
4.3.1 Revisión de la remuneración de la actividad de comercialización	43
4.3.2 Escenarios de despliegue.....	47
5. PROPUESTA REGULATORIA.....	53
5.1 Disposiciones Generales	53
5.2 Derechos y deberes de los usuarios	54
5.3 Responsabilidades de los prestadores	56
5.4 Requisitos técnicos generales.....	58
5.5 Planes de implementación.....	58
5.6 Despliegue.....	61
5.7 Remuneración del esquema	62
5.8 Gestión de datos	63
5.9 Transición y ajustes regulatorios	66
5.10 Análisis Jurídico	69
6. ANÁLISIS DE IMPACTOS.....	76
6.1 Efectos potenciales de la AMI.....	76
6.2 Gestión independiente de datos e información	79
7. CONSULTA PÚBLICA	80
8. SEGUIMIENTO DE LA REGULACIÓN	81
9. CONCLUSIONES	82

10.	REFERENCIAS	84
	ANEXO 1 VARIABLES DE BENEFICIOS Y COSTOS.....	86
	ANEXO 2 ANÁLISIS DE BENEFICIOS	101
	ANEXO 3 MATRIZ COMENTARIOS AGENTES	108

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Modelo de gestión descentralizada de información	19
Figura 2 Modelo centralizado de gestión de información y telecomunicaciones.....	20
Figura 3 Modelo centralizado de gestión de información.....	21
Figura 4 Modelo centralizado de gestión de información.....	22
Figura 5 Compendio de variables consideradas en modelos internacionales	29
Figura 6 Selección de variables para el modelo colombiano	30
Figura 7 Valores de referencia - año del GIDI	37
Figura 8 Planes de inversión aprobados CREG 015/18.....	42
Figura 9 Despliegue bajo escenario 1	47
Figura 10 Despliegue bajo escenario 1 y 2	48
Figura 11 Despliegue bajo escenario 1, 2 y 3.....	49
Figura 12 Nivel de despliegue bajo escenario 1, 2, 3 y 4.....	50
Figura 13 Otros beneficios para el financiamiento del despliegue.....	51
Figura 14 Beneficios para financiamiento del GIDI	52
Figura 15 Proceso de despliegue	61
Figura 16 Modelo de gestión descentralizada de información	62
Figura 17 Modificación al CU.....	71
Figura 18 Mecanismos de modificación de la actividad de Comercialización	73
Figura 19 Elementos tarifarios que deben ser trasladados	74
Figura 20 Remuneración del GIDI en tarifa.....	75
Figura 21 Ajustes regulatorios necesarios.....	76
Figura 22 Balance de beneficios programa medición inteligente Reino Unido, 2016.....	96
Figura 23 Balance de beneficios programa medición inteligente Reino Unido, 2019.....	96
Figura 24 Nivel de despliegue de AMI por estados.....	97
Figura 25 Diferencia entre costos declarados y reconocidos, GRUPO I.....	105
Figura 26 Diferencia entre costos declarados y reconocidos, GRUPO II.....	106
Figura 27 Diferencia entre costos declarados y reconocidos, GRUPO III.....	107
Figura 28 Cantidad de comentarios por título	108

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Ventajas de los modelos.....	23
Tabla 2 Desventajas de los modelos	24
Tabla 3 Resultados del Modelo 2 por tipo de agente Tabla 4 Resultados del Modelo 3 por tipo de agente	26
Tabla 5 Resultados del Modelo 2 por actividad Tabla 6 Resultados del Modelo 3 por actividad	27
Tabla 7 Variables de beneficio costo	28
Tabla 8 Número de medidores a reemplazar en el horizonte de análisis.....	40
Tabla 9 Clasificación de cuentas CREG ICR, Reporte AOM 4040.....	45
Tabla 10 Análisis desde el punto de vista de los prestadores	76
Tabla 11 Análisis desde el punto de vista del usuario	78
Tabla 12 Análisis desde el punto de vista del Estado.....	78
Tabla 13 Compendio de variables monetizables	86
Tabla 14 Beneficio promedio por punto de medición (€/2015)	89
Tabla 15 Variables de beneficio estimadas países de la UE.....	90
Tabla 16 Beneficios de los OR por punto de medición en Holanda.....	91
Tabla 17 Beneficios anuales totales para los OR en Holanda	91
Tabla 18 Beneficios planteados en el ABC de Eslovenia	92
Tabla 19 Beneficios de Rumanía identificados en los pilotos de despliegue de AMI	93
Tabla 20 Variables de beneficios consideradas en el ABC de AMI en Irlanda	94
Tabla 21 Balance de medidores instalados en USA a 2018 y proyecciones a 2020.....	98
Tabla 22 Costos por medidor en E.E.U.U	98
Tabla 23 Desagregación de costos de AMI por países europeos	99
Tabla 24 Balance información recibida en Circular CREG 098 de 2020.....	99
Tabla 25 Información recibida en la Circular CREG 098 de 2020	100
Tabla 26 Número de medidores a reemplazar en el horizonte de análisis.....	103
Tabla 27 Estadísticas sobre costos de medidores	104
Tabla 28 Participantes de la consulta	108
Tabla 29 Cantidad de comentarios por título.....	108

CONDICIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA EN EL SIN

1. ANTECEDENTES

La medición de los servicios públicos domiciliarios es un elemento crucial dentro de la cadena de prestación. Para el caso de la energía eléctrica, el registro de información en el punto de medida determina la efectiva prestación del servicio y es con esa información con la cual se factura al usuario su consumo y se liquidan las transferencias de energía entre los diferentes agentes. En consecuencia, la medición ha sido central a la prestación del servicio en términos de precisión y de obligaciones y derechos, tanto de prestadores como de usuarios.

La medición actual se realiza principalmente con recolección de datos mensual, puesto que la lectura de equipos debe hacerse de manera física, es decir, requiere el desplazamiento de personal a cada punto de medición.

A la visión tradicional de la medición se ha incorporado una discusión sobre los avances tecnológicos que aprovecha el continuo desarrollo de las telecomunicaciones para aumentar la disponibilidad de información. Entre otros, permite recolección de datos en tiempo real tanto para la toma de decisiones por parte del usuario como para el mejoramiento en la gestión de redes. Por supuesto, el manejo de estos datos introduce elementos como ciberseguridad¹, interoperabilidad² y *Big Data*.

La Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) es el término que recoge los distintos elementos (físicos y de software) empleados para la adquisición de datos en el usuario, su transporte, procesamiento, análisis y reporte, hasta llegar a la factura. Dicha información puede ser utilizada para implementar mejoras en la prestación del servicio en múltiples aspectos (operativo, comercial, financiero, para vigilancia y control, para planeación, para la toma de decisiones por parte del usuario y promover la competencia).

La infraestructura AMI incluye los instrumentos de medición del consumo y todo aquello necesario para la gestión de dicha información desde el punto de medición hasta su consolidación para efectos de facturación o análisis. Su implementación se ha dado alrededor del mundo mediante distintos esquemas, buscando obtener los beneficios potenciales para los sistemas y esos esquemas han ido evolucionando en función de los resultados observados. Hoy en día se cuenta con una serie de experiencias con resultados distintos. De la revisión internacional es posible concluir, antes que nada, que se trata de un proceso dinámico, cuyo aprendizaje aún está en desarrollo.

¹ La Resolución 40072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía define este concepto como “Estrategias y acciones diseñadas para proteger la privacidad de los datos relacionados con el sistema de distribución de energía eléctrica, el sistema de medida, y la seguridad de las redes informáticas y de comunicaciones”.

² La Resolución 40072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía define este concepto como “la capacidad de dos o más redes, sistemas, aplicaciones, dispositivos o componentes de estos o diferentes fabricantes, de intercambiar información y posteriormente utilizarla con el fin de realizar las funciones requeridas.”

Para el caso de Colombia, el Gobierno, a través del Ministerio de Minas y Energía – MME, definió la política pública para la implementación de la infraestructura AMI. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, es parte de la institucionalidad que debe desarrollar los lineamientos definidos por el MME. Es en función de esos lineamientos que se construyó esta normatividad.

Durante los últimos dos años la Comisión ha llevado a cabo un análisis riguroso sobre el tema de implementación de AMI, incorporando elementos legales, técnicos, económicos y operativos con el interés de determinar el esquema que mejor se puede adaptar al modelo colombiano, el cual se mantiene en constante y continuo desarrollo y modernización. El presente documento, así como la Resolución asociada, es el resultado de dicho análisis a la fecha.

1.1 Antecedentes legales

La expedición de la presente propuesta regulatoria se sustenta con base en las siguientes disposiciones legales y reglamentarias:

- a) **Ley 142 de 1994.** La CREG es la entidad encargada de emitir las reglas para el desarrollo de las actividades de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica. Así mismo, le corresponde establecer los criterios generales sobre abuso de posición dominante en los contratos de servicios públicos y sobre la protección de los derechos de los usuarios en lo relativo a facturación, comercialización y demás asuntos de la relación entre la empresa y el usuario.

Así mismo, en sus artículos 9 numerales 1º, 2º, 135, 144 y 146, establece una serie de disposiciones asociadas con la medición, el equipo de medida y el consumo dentro de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el marco de la relación usuario - empresa,

- b) **Ley 1715 de 2014.** La legislación establece la relevancia de las fuentes de energía renovable no convencionales, que requieren para su desarrollo un contexto distinto al tradicional. Allí se adoptaron reglas para promover la gestión eficiente de la energía, entendida como el conjunto de acciones orientadas a asegurar el suministro energético a través de la implementación de medidas de eficiencia energética y respuesta de la demanda. Esto implica, a su vez, la incorporación de nuevas tecnologías para la medición y por ende la revisión del concepto de medición dentro de la cadena.

- c) **Ley 1955 de 2019.** La Ley del Plan Nacional de Desarrollo establece que la CREG podrá definir nuevas actividades o eslabones en la cadena de prestación del servicio y modificar las fórmulas tarifarias durante su vigencia cuando ello sea estrictamente necesario y motivado en la inclusión de nuevos agentes, actividades o tecnologías.

- d) **Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía, MME.** Mediante la Resolución 4 0072 de 2018, modificada por las resoluciones 4 0483 de 2019 y 4 0142 de 2020, el MME definió la política pública en desarrollo de la Ley 1715 de 2014 y específicamente introdujo la necesidad de implementar la infraestructura de medición avanzada en Colombia y estableció que la CREG debería definir la metodología para realizar dicho despliegue.

Dichos actos administrativos desarrollan la política establecida en el Decreto 1073 de 2015 artículo 2.2.3.2.4.6, el cual consagra que, con el fin de promover la gestión eficiente de la

energía, el MME establecerá e implementará los lineamientos de política energética en materia de sistemas de medición, así como la gradualidad con la que se deberán poner en funcionamiento.

- e) **Leyes 1266 de 2008 y 1581 de 2012.** Estas leyes establecen las normas generales del hábeas data y regulan el manejo de la información contenida en bases de datos personales, así como aquellas para la protección de dichos datos.

La CREG tiene a su cargo fijar las condiciones para la implementación de la AMI, de manera que se cumplan los objetivos de la política pública y de manera armónica con la normatividad vigente.

1.2 Marco conceptual

La prestación del servicio público de energía eléctrica fue, en términos generales, invariable por décadas bajo un modelo lineal de generación, transmisión, distribución y comercialización hasta llegar al usuario. Si bien, la atención al usuario ha sido siempre el objetivo central de prestación del servicio, las relaciones a lo largo de esa cadena se concentraban en garantizar la disponibilidad de ese servicio para el usuario y poco tenían que ver con otras necesidades de ese usuario, cuyo rol era pasivo. La interacción entre prestador y usuario consistía esencialmente en el suministro, la facturación y el pago.

Este contexto ha venido cambiando recientemente como resultado de los desarrollos tecnológicos que han habilitado la interacción de los usuarios con sus equipos. El Internet de las cosas es una característica cada vez frecuente dentro de los sistemas eléctricos, consecuencia de una mayor disponibilidad de dichos equipos y de la disminución de los costos asociados a electrodomésticos, sistemas de ventilación o autos eléctricos.

Adicionalmente, el abaratamiento de los equipos de generación con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) se traduce en la posibilidad de que los usuarios tengan acceso a dichas fuentes de generación para autoconsumo de energía (y la posibilidad de inyectar los excedentes de esa generación a la red). Con las tendencias actuales de costos de este tipo de generación, es razonable considerar su potencial masificación.

Todo esto representa un cambio en la prestación del servicio con respecto al esquema tradicional: la generación, antes ubicada en un eslabón de la cadena, puede surgir ahora del usuario. Esa generación distribuida es viable y cada vez más frecuente.

Un resultado evidente de la generación distribuida y del Internet de las cosas es el cambio en la actitud del usuario frente al servicio público. Sus requerimientos de consumo de energía son mayores en cantidad y, además, mucho más sofisticados. Se requiere entonces incorporar la respuesta de la demanda a las condiciones del mercado. Otros efectos asociados a estos cambios implican la adaptación de los sistemas eléctricos a la inyección de energía eléctrica en la red de distribución, el potencial aplanamiento de la curva de demanda con señales de precios horarias y la reducción de pérdidas con una gestión de la medida más interactiva. En lo que tiene que ver con la regulación del sector, se trata de un fenómeno multidimensional.

Estos cambios evidencian una maduración de los mercados, experiencia que ya resulta observable en muchos países. El orden y el ritmo de introducción de dichos cambios, sin

embargo, no son necesariamente los mismos en todas partes. Mientras que algunos países el Internet de las cosas es el catalizador del cambio, en otras partes la generación con nuevas fuentes de generación es la que impulsa la transformación. Mientras unos países han modificado sus esquemas a partir de la iniciativa privada, otros han establecido objetivos de política pública para su implementación. En cualquier caso, y sin que exista una única receta, los objetivos suelen ser similares: empoderamiento del usuario y mejor prestación del servicio como resultado de mejoras en eficiencias y de promoción de la libre competencia.

Una de las dimensiones en las cuales se han introducido cambios relevantes para atender las nuevas necesidades de la demanda y viabilizar la introducción de nuevas tecnologías es la medición, que dejó de consistir en un aparato pasivo que registra un consumo y cuyo registro es leído por el prestador. El concepto de medición se ha ampliado entonces para incorporar al menos los aspectos presentados en la introducción de este capítulo. Los cambios en medición de energía eléctrica siguen siendo analizados en función de sus potenciales beneficios en el marco de la prestación del servicio. También se han estudiado los riesgos y costos asociados a dicho cambio. Concretamente, las ventajas y desventajas de AMI han sido planteadas desde el análisis de la prestación del servicio para las actividades de distribución y comercialización, desde la perspectiva del usuario y desde la perspectiva del Estado.

Para la actividad de distribución, los beneficios potenciales consisten en una mejor planeación de las redes de distribución, una mayor capacidad de predicción y acción para mantener/mejorar las condiciones de esas redes, una mayor capacidad de monitoreo de la red, la posibilidad de detección de fraude, reducción de pérdidas y reducción de fallas, entre otros. Para la comercialización se trata de mejoras en eficiencia en la facturación, posibilidades para construir perfiles de demanda, segmentación de usuarios que permita ofrecer servicios localizados en función de las necesidades de los usuarios, oferta de tarifas horarias y ahorros en recolección de información para todas las anteriores actividades, adicionalmente a la reducción de tiempo en conexión o desconexión de clientes³. En ambos casos los riesgos están asociados a las condiciones de los mercados en términos de costos adicionales y de posibles afectaciones a la competencia.

Desde la perspectiva del usuario, las ganancias que propone AMI plantean la posibilidad de obtener mayor y mejor información de su consumo, mejorar así la eficiencia de ese consumo y facilitar la libre elección del prestador. En resumen, los beneficios para el usuario que se han planteado están sustentados en una mayor disponibilidad de información relevante y oportuna y en los resultados de la promoción de la competencia. La contraparte de esto ha sido, en primer lugar, el costo que puede implicar para el usuario. En segundo lugar, se ha cuestionado la efectiva materialización de estos beneficios en el corto, mediano y largo plazo.

Finalmente, desde la perspectiva del Estado y del desarrollo de políticas públicas y regulatorias, la infraestructura AMI presenta la posibilidad de una mayor comprensión de los patrones de consumo y de la utilización de las redes y, en consecuencia, mejor capacidad de planeación de mediano/largo plazo del sistema eléctrico. Adicionalmente, la disponibilidad de información tiene el potencial de facilitar la tarea de vigilancia y control de las actividades de prestación del servicio. En este punto, la medida al usuario deja de ser un elemento solo de interés particular en el marco de la relación comercial “usuario – empresa”, ya que dicha información pasa a tener relevancia

³ En el estudio publicado mediante la Circular CREG 003 de 2020 se presenta una discusión más amplia sobre los beneficios y costos de AMI

en el marco del interés general, a efectos de llevar a cabo políticas públicas y planeación del sector de manera más acertada. Además, corresponde a un elemento que permite reducir asimetrías de información al regulador y apoyar la labor de vigilancia y control de las entidades de supervisión.

Es el uso de la información generada a partir de la infraestructura AMI lo que permite materializar sus potenciales ventajas y conllevar a una mejor prestación del servicio. En consecuencia, la información resultante de la infraestructura AMI se convierte en el eje central del análisis. La forma en la cual se gestione la recolección, el transporte, el almacenamiento, el procesamiento, el análisis y la difusión de esa información es fundamental para que su aprovechamiento sea efectivo en los distintos ámbitos expuestos.

Los interesados en los datos y de la información procesada resultante de AMI incluyen: (i) los prestadores del servicio; (ii) los usuarios del servicio; (iii) las autoridades de regulación, las autoridades de control y vigilancia, las entidades de planeación y otras agencias estatales para las cuales esta información pueda ser de valor agregado; (iv) competidores (efectivos y potenciales) en los mercados minoristas de comercialización de energía; (v) terceros que puedan generar valor agregado a la prestación del servicio de energía eléctrica. El uso de los datos recolectados en la medición y de la información procesada de esos datos debe, por supuesto, acogerse a la normatividad en materia de tratamiento de datos.

1.3 Estudios realizados por la Comisión

En 2018, la Comisión presentó al público un documento con las principales conclusiones del proceso adelantado hasta el momento, en este se analizaba preliminarmente el tema de implementación de la AMI y sus potenciales beneficios e impactos. Para elaborar este documento, la CREG sostuvo reuniones con operadores de red, comercializadores, desarrolladores de equipos de medición, desarrolladores de software y personas vinculadas al tratamiento de información resultante de los sistemas de medida y agentes del Estado vinculados al tema. En este sentido, el Documento CREG 077 de 2018 planteó los principales aspectos identificados por la Comisión para ser desarrollados durante la elaboración de la regulación de la infraestructura AMI en Colombia.

Seguido a esto, en 2019, la CREG contrató un estudio con la Universidad Tecnológica de Pereira – UTP, con el fin de obtener una serie de insumos para el desarrollo de la regulación. La consultoría identificó algunos esquemas de despliegue de AMI utilizados en distintos países, así como los riesgos y beneficios asociados a dichos esquemas. Los esquemas identificados permitieron a la Comisión definir un campo de análisis mucho más detallado, que permitió la incorporación de aspectos fundamentales del proyecto, como las responsabilidades de cada agente, las implicaciones para el mercado y para la prestación del servicio, las posibilidades para aprovechamiento de la información, entre otros.

También fueron analizadas las responsabilidades respecto de la protección de datos considerando el marco legal vigente y la posibilidad de que el despliegue de la infraestructura sea remunerado con los beneficios que esta tecnología trae, inicial y principalmente, a los Operadores de Red y Comercializadores. En la práctica esto implicaría la no ocurrencia de aumentos en el costo unitario de prestación del servicio por este concepto.

Adicionalmente a los insumos académicos de estos documentos, para la elaboración de la propuesta regulatoria presentada en la Resolución CREG 131 de 2020, se sumaron los insumos aportados por los estudios adelantados por la UPME (relacionados con el mapa de ruta, las funcionalidades de AMI, interoperabilidad y ciberseguridad, gobernanza de datos, implementación AMI para Colombia), los aportados por Colombia Inteligente, los adelantados por Asocodis y los informes de la Misión de Transformación Energética; además de la amplia revisión internacional realizada al interior del grupo de trabajo de la Comisión.

Con todo lo anterior en cuenta, y al reconocer la complejidad y dimensión de este proyecto, la Comisión decidió contratar en 2020 dos estudios adicionales y complementarios, buscando profundizar en los siguientes temas:

- a. Relación costo-beneficio de las alternativas de implementación, en particular de los esquemas de despliegue, con el fin de determinar cuál de las alternativas presenta el mayor beneficio neto y cómo se distribuyen esos beneficios en el corto, mediano y largo plazo. También se espera que, al final de la consultoría, se obtenga una guía para la presentación de los análisis beneficio/costo por parte de los agentes.
- b. Gestión independiente de datos e información, de manera que se cuente con insumos de experiencias nacionales y de marco regulatorio internacional similares, para determinar el alcance de esa nueva actividad y las condiciones técnicas, operativas y financieras que se requieren para que la misma cumpla con los objetivos de la regulación.

1.4 Alcance de la propuesta regulatoria

En cumplimiento de las funciones legales asignadas, la Comisión desarrolló una propuesta regulatoria, contenida en la Resolución CREG 131 de 2020, con el objeto de establecer las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, SIN.

En la propuesta de resolución se determinan los responsables de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura de medición avanzada y se establecen lineamientos con respecto a los requisitos de interoperabilidad, ciberseguridad, manejo, uso y protección de datos que garanticen un adecuado funcionamiento de AMI. También se definen elementos en cuanto a los requisitos y procedimientos para el acceso a la información de AMI, el seguimiento de su implementación y elementos con respecto a cómo se debe llevar a cabo su remuneración.

Dada la dimensión de los componentes de AMI, la Comisión consideró pertinente organizar todos los temas en los siguientes segmentos:

1. Derechos y deberes de los usuarios respecto de la AMI
2. Responsabilidades de los prestadores
3. Condiciones técnicas, de interoperabilidad y ciberseguridad que debe cumplir la implementación de AMI en los mercados
4. Requisitos y condiciones de los planes de implementación de AMI y asignación de los respectivos responsables.

5. Criterios de despliegue
6. Remuneración del esquema
7. Gestión de datos y
8. Transición y ajustes regulatorios requeridos

2. PROBLEMÁTICA REGULATORIA

Tal como se plantea en los antecedentes, actualmente la tecnología disponible para la medición de los servicios públicos, en particular para el servicio de energía eléctrica, tiene la capacidad de mejorar las condiciones de prestación del servicio, en beneficio de los agentes de la cadena, de los usuarios y de las autoridades.

La política pública ha determinado que dichos beneficios deben estar al alcance de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia, encargando a la CREG de determinar la forma en que se debe implementar la infraestructura AMI.

La Comisión, en el marco de la política pública descrita, identifica la dificultad para que el despliegue de AMI se realice de la manera más eficiente de tal forma que los desarrollos sean cubiertos por los beneficios esperados y exista la suficiente coordinación entre los mercados de comercialización del Sistema Interconectado Nacional – SIN, que permita llevar a cabo la implementación de AMI en las condiciones planteadas por el MME y en los tiempos previstos para tal fin.

3. OBJETIVOS

Para determinar los objetivos que debe cumplir la regulación emitida por la CREG mediante la implementación de la medición avanzada, se analizan en primer lugar aquellos objetivos de la política pública establecidos por el MME, a saber:

- Facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda y modelos de tarificación horaria o canastas de tarifas.
- Permitir la incorporación en los sistemas eléctricos, entre otros, de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos.
- Mejorar la calidad del servicio a través del monitoreo y el control de los sistemas de distribución.
- Dinamizar la competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica y generar nuevos modelos de negocios y servicios.
- Gestionar la reducción de las pérdidas y no técnicas.
- Reducir los costos de la prestación del servicio de energía eléctrica.

En concordancia, el objetivo de la regulación es establecer las condiciones para que dicha implementación se lleve a cabo de manera que permita lograr la meta de cobertura en el tiempo establecido (75% de los usuarios del SIN a 2030) asignando de manera adecuada los costos a

los beneficiarios y de forma que permita mejorar las condiciones de prestación del servicio en las dimensiones fijadas por el MME.

Además, los objetivos de política pública y el objetivo regulatorio deben alcanzarse de forma armónica con la normatividad vigente para los servicios públicos domiciliarios que determinan las acciones de la Comisión.

Concretamente, desde la regulación, AMI debe habilitar la bidireccionalidad usuario-prestador y debe generar información relevante (al menos con resolución horaria), de forma que esa información esté disponible a prestadores, usuarios, autoridades y terceros en condiciones que permitan su aprovechamiento para la mejora de la prestación del servicio.

4. ESQUEMAS DE IMPLEMENTACIÓN

Sobre este contexto, la CREG busca identificar las alternativas de intervención que permitan maximizar el cumplimiento de los objetivos planteados, buscando que estos sean compatibles cuando esto sea posible. Para ello, se identificaron en primer lugar las dimensiones relevantes de análisis y a las cuales deben responder las opciones de implementación.

Se identificaron las siguientes dimensiones que se detallan en el Documento CREG 103 de 2020:

- **Competencia.** Un esquema de implementación debe propender por la competencia en el desarrollo de las actividades cuando (i) permite eliminar barreras de entrada a nuevos agentes en los mercados; (ii) permite los flujos de información (entre agentes, agente-usuarios y con las autoridades) con la menor cantidad de restricciones posible; (iii) genera incentivos para la innovación por parte de los prestadores; y (iv) permite la repartición de ganancias en eficiencia entre el usuario y el prestador.
- **Libre acceso a información.** Un esquema de implementación debe propender por el libre acceso a información, permitiendo que todos los participantes del mercado (existentes y potenciales) accedan a la misma información en condiciones similares, sin que se presenten condiciones de discriminación injustificada. Esto incluye a los prestadores de servicio, a los usuarios del servicio, al gobierno y a terceros interesados.
- **Esfuerzo estatal.** Un esquema de implementación debe estar fundamentado de forma que (i) habilite la determinación de reglas con el menor nivel de intervención posible y con la menor necesidad de intervenciones futuras por parte del regulador; (ii) propenda por la estabilidad regulatoria; y (iii) permita que las autoridades de control y vigilancia puedan llevar a cabo sus funciones de la manera más eficaz posible.
- **Eficiencia en costos.** Un esquema de implementación debe garantizar que los costos asociados permitan el aprovechamiento de economías de escala, tanto para el agente responsable, como para el sistema de manera agregada y, de cualquier forma, los costos sean asignados proporcionalmente a quienes reciben los beneficios.
- **Gestión adecuada de información.** Un esquema de implementación debe propender por una gestión adecuada de información resultante de AMI. Es decir, debe permitir que la información sea tratada de manera que (i) garantice el cumplimiento de la normatividad

vigente en materia de tratamiento de información; y (ii) para aquella información susceptible de ser compartida, el tratamiento se haga de forma que garantice la transparencia y la seguridad de la información.

Teniendo en cuenta las experiencias internacionales y habiendo definido las dimensiones relevantes para la identificación de alternativas, dentro del mismo documento se presentan alternativas y esquemas de implementación, priorizando la implementación general y adaptable a cada mercado y revisando los modelos de implementación 2 y 3 explicados en la siguiente sección.

Cuando las condiciones de los mercados a intervenir son distintas o su respuesta a la intervención es susceptible de ser distinta, puede resultar conveniente que por vía regulatoria se definan: (i) los criterios generales que deben cumplir los planes a nivel local, (ii) los responsables a nivel local (o regional) del diseño y la ejecución de los planes de implementación y (iii) la forma en la que se remuneran dichos planes. Este esquema más asociado a la corregulación permite mayor flexibilidad a la implementación sin que se sacrifique necesariamente eficiencia.

Específicamente, un contexto en el cual los mercados locales difieren ampliamente en las condiciones de cobertura de las comunicaciones, de la infraestructura de la red disponible o de la prestación del servicio, el diseño de planes de implementación locales tiene la ventaja de permitir una solución que se adapte a dichas condiciones. Los planes locales se desarrollan entonces a partir de los criterios generales definidos por la regulación, ajustándose a las necesidades particulares de los mercados.

El proceso regulatorio incluye la interacción entre los responsables y el regulador de manera que se garantice la concordancia entre el plan y los objetivos globales de implementación de AMI. Para asegurar el cumplimiento de los objetivos establecidos por la política pública y por la regulación, los responsables a nivel local someten a aprobación por parte del regulador. El regulador debe entonces verificar que se cumplan los criterios, dando paso a la implementación de dichos planes a nivel local.

Así, es viable entonces poner en marcha planes de implementación que tengan en cuenta las condiciones a nivel desagregado. Al incorporar a cada plan aquellos aspectos que determinen cómo se debe llevar a cabo la intervención de manera eficiente para alcanzar los objetivos de ley y aquellos específicos de la política pública para el tema de AMI, se evita intentar aplicar un esquema homogéneo en condiciones de heterogeneidad.

La heterogeneidad en el sistema eléctrico colombiano es una característica que se cumple al comparar los mercados de comercialización entre sí y también al interior de dichos mercados. Esto lleva a afirmar que una única solución para la implementación de la AMI en todo el sistema no resulta conveniente. De un lado, se corre el riesgo de fijar condiciones inviables para algunos mercados, por ejemplo, en el tema de telecomunicaciones. De otro lado, implica establecer una barra potencialmente baja para otros mercados, en comparación con los que podría alcanzar a través de una solución local.

La implementación de esquemas específicos determinados por el regulador para cada mercado o para cada segmento, dados los supuestos que deben cumplirse, genera riesgos en la medida en que, se considera que, quienes mejor conocen las condiciones locales son las empresas que desarrollan las actividades en esas mismas regiones en el transcurrir de los días.

Es posible entonces considerar que un esquema de corregulación resulta conveniente en el contexto colombiano, dejando que se desarrollen soluciones locales que, a su vez, respondan a los objetivos de la política pública y de la regulación.

4.1 Análisis de modelos y selección

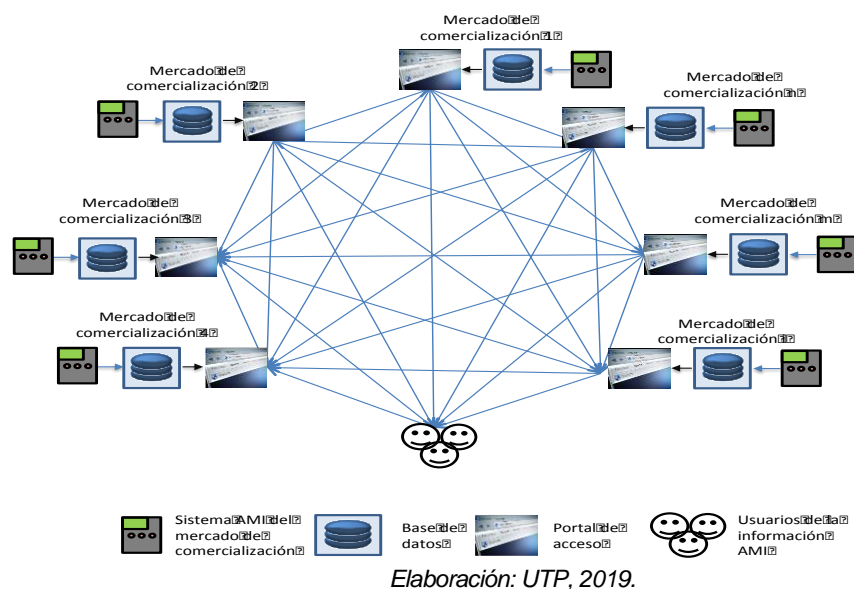
Para identificar los esquemas específicos de despliegue de la AMI, la Comisión tomó como insumo los resultados del estudio contratado con la Universidad Tecnológica de Pereira – UTP. El estudio planteó cuatro (4) modelos alternativos para la implementación del esquema de despliegue de la AMI, basados en las experiencias internacionales y en la literatura disponible sobre medición avanzada. Los modelos difieren en la asignación de responsabilidades para el despliegue, incluyendo la instalación de los medidores, la solución de telecomunicaciones y la gestión de la información.

Con la información obtenida del estudio y el análisis desarrollado al interior de la Comisión, la pregunta fundamental es, entonces, ¿cuál modelo permite alcanzar los objetivos de manera eficiente? En otras palabras, ¿qué modelo maximiza la materialización de los beneficios potenciales de la AMI, minimizando los costos para la cadena de prestación del servicio? En este contexto, analizando las dimensiones descritas al inicio del numeral 4, se describen y se comparan los cuatro principales modelos planteados para el despliegue de AMI, priorizando los modelos 2 y 3.

a. Modelo 1. Gestión descentralizada de información y despliegue por parte de los operadores de red (OR)

En la Figura 1 se plantea un ejemplo de un sistema eléctrico con múltiples mercados de comercialización y un OR en cada uno de ellos. El OR es el responsable de la implementación de la AMI en su completitud, es decir, cada OR se encarga de instalar los medidores a los usuarios en su mercado, adecuar las instalaciones para las telecomunicaciones y realizar la gestión de la información de ese mercado. Por lo tanto, en el sistema eléctrico existen tantas soluciones para AMI, bases de datos y portales de acceso a la información, como OR haya.

Para acceder, los usuarios de la información deben navegar por los distintos portales y bases de datos en cada mercado. A nivel del sistema eléctrico, unos flujos de información mucho más complejos de monitorear.

Figura 1 Modelo de gestión descentralizada de información

El modelo descentralizado fue un modelo frecuentemente utilizado al inicio de la medición avanzada en Europa. Puesto que la mayoría de los beneficios identificados de la AMI están asociados a la actividad de distribución, en sus inicios la implementación de la AMI se asignó directamente al OR, considerando, además, las ventajas logísticas de encargar la tarea a un solo agente.

Sin embargo, es notable que países como Noruega, Italia, Alemania, Holanda y España han migrado (o han iniciado una migración) a modelos centralizados de gestión de información⁴. De un lado, la tecnología disponible para las telecomunicaciones hace viable una centralización de la información con economías de escala mayores a las que pueden encontrarse para una gestión descentralizada. Fundamentalmente, la neutralidad de la información es un elemento básico para obtener los beneficios potenciales de la AMI. Una forma de garantizar esa neutralidad es centralizar los datos de manera que tanto el acceso como el contenido sean imparciales para los usuarios de dicha información.

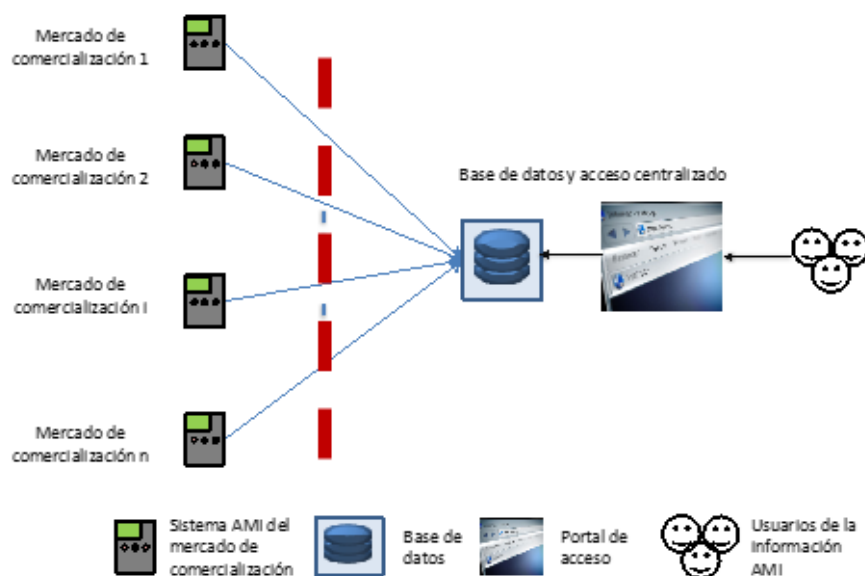
b. Modelo 2. Gestión centralizada de información y de telecomunicaciones y despliegue por parte del comercializador

Una alternativa completamente distinta es delegar la gestión de información a un tercero, que garantice un único acceso para los usuarios de esa información. Adicionalmente, es posible delegar en ese tercero la tarea de extraer los datos del medidor y transportarlos hasta la base de datos centralizada. En este caso, puesto que el OR no tiene un rol activo dentro de la implementación de la AMI, el encargado de la instalación de los medidores a los usuarios del servicio es el comercializador. Este es el modelo aplicado en el Reino Unido para la AMI.

⁴ Review of Current and Future Data Management Models CEER report Ref: C16-RMF-89-03 13 December 2016.

En contraste con el anterior (en el cual el OR era el encargado de toda la implementación de AMI y resultaban tantas soluciones como OR en el sistema eléctrico) en este modelo las nuevas tareas derivadas de la AMI se asignan a un agente nuevo. Este agente se encarga de buscar e implementar la solución de telecomunicaciones para cada mercado de comercialización que le permita alimentar su base de datos. Una vez centralizada, los usuarios de la información pueden acceder a ella a través de un único portal, lo que disminuye los flujos dentro del sistema, como se puede observar en la Figura 2. La línea roja representa la separación de actividades entre comercializador y el nuevo agente. Todas aquellas actividades hacia la derecha de la línea roja son responsabilidad de ese nuevo agente.

Figura 2 Modelo centralizado de gestión de información y telecomunicaciones



Elaboración: UTP, 2019.

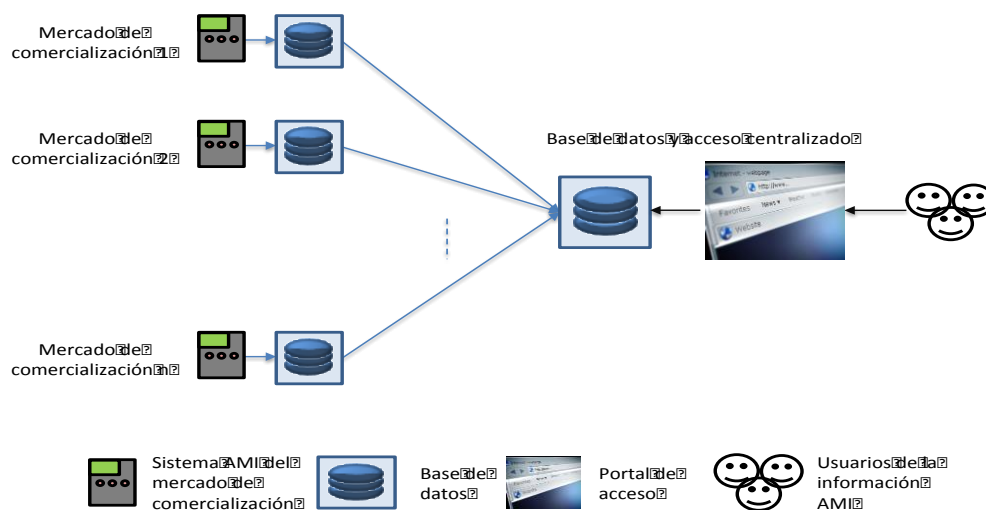
La solución del Reino Unido es particular a ese sistema eléctrico y plantea unas ventajas en términos de la independencia en el manejo de la información desde su punto de medición hasta el final. En este esquema, los usuarios de la información (incluyendo el comercializador que emite la factura al consumo) acceden a través de esa base de datos centralizada. Todo aquel que esté autorizado para acceder, en cumplimiento de las reglas de tratamiento de datos aplicables, tiene la posibilidad de hacerlo sin que haya paso para un tratamiento discriminatorio injustificado por parte del centralizador de información.

c. Modelo 3. Gestión centralizada de información y despliegue por parte del OR

En el modelo 3 se asigna la responsabilidad al OR para instalar los medidores a los usuarios del servicio (similar al modelo 1), pero la gestión de información se realiza de manera centralizada (similar al modelo 2) a través de un gestor independiente de información. Esto quiere decir que el repositorio de datos está a cargo de un tercero y, por lo tanto, el acceso a la información es a través de ese gestor de información. En contraste con el modelo 2, el reporte de la información es responsabilidad de OR, quien debe entregarla en las condiciones establecidas por la regulación a ese tercero independiente.

La incorporación de un gestor de información que realice esta tarea de manera independiente busca mitigar el riesgo asociado al ejercicio de poder de mercado por parte del OR o del comercializador. Las normas que se establecen con respecto al reporte de información (por ejemplo, periodicidad, calidad y completitud del reporte) deben garantizar un acceso en condiciones de neutralidad de cara a los usuarios de la información. Este esquema reitera el valor de la información resultante de la AMI para obtener los beneficios que ofrece la nueva tecnología de medición, sin relevar al OR de la responsabilidad de lectura del medidor y reporte de la información al gestor independiente.

Figura 3 Modelo centralizado de gestión de información



Elaboración: UTP, 2019.

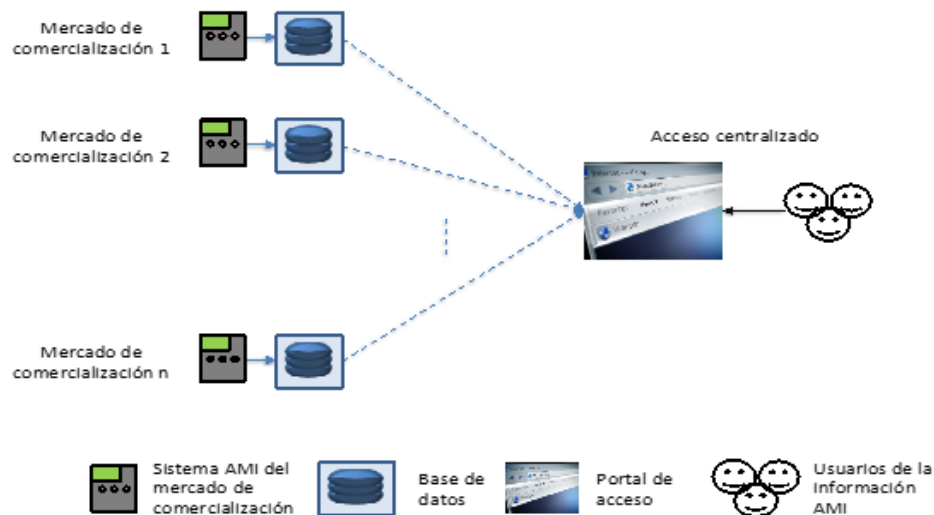
La Figura 3 presenta el esquema en el que el OR recoge la información del medidor y la remite al gestor de información. Si bien es posible que haya información que permanezca en el OR, se trata de información puramente requerida para fines operativos asociados a la actividad de distribución. Los usuarios de la información pueden acceder a toda la demás información a través del gestor.

d. Modelo 4. Modelo de acceso centralizado de información

El último modelo planteado busca resolver los problemas de acceso descentralizado de información, pero mantiene la descentralización de las bases de datos. Es entonces una solución en la que el OR es quien instala, lee y gestiona la información. Para efectos del acceso de los usuarios de la información se establece un portal único que redirecciona a los usuarios a cada base de datos descentralizada en los distintos mercados. Tiene la ventaja de simplificar el acceso de los usuarios a la información, pero persiste el problema de la gestión de la información en cada mercado.

En un sistema eléctrico con pocos mercados de comercialización o con esquemas de control relativamente avanzados, es viable considerar que la solución de acceso arroje beneficios para el aprovechamiento de la información, sin incurrir en los costos asociados a un gestor de información. Sin embargo, en un sistema eléctrico con gran cantidad de mercados, la dispersión de bases de datos puede traducirse en opacidad y restringir las ventajas asociadas al acceso a la información. Adicionalmente, puede resultar compleja la supervisión de una gestión adecuada por parte de cada mercado.

Figura 4 Modelo centralizado de gestión de información



Elaboración: UTP, 2019.

La Figura 4 muestra el esquema de centralización de acceso a la información sin centralización de la información en un solo repositorio. En contraste con los modelos 2 y 3, las bases de datos permanecen en cada mercado de comercialización.

4.1.1 Comparación de esquemas y análisis cualitativo

Una vez analizados los cuatro esquemas, se encontró que la solución planteada en el modelo 1 no responde al objetivo de dinamización de la competencia planteado por la política pública, en la medida en que no garantiza un acceso neutral a los usuarios de la información. De forma similar, aunque en menor extensión, se considera que el modelo 4 no resuelve las complejidades asociadas al acceso y calidad de la información de manera eficaz, dada la dispersión de bases de datos dentro del SIN.

Por lo anterior, para efectos de la comparación entre los esquemas de implementación analizados, se consideran los modelos 2 (gestión centralizada de información y telecomunicaciones) y 3 (gestión centralizada de información).

El análisis cualitativo de los esquemas de implementación, el cual puede ser consultado en detalle en el documento adjunto a la Circular CREG 003 de 2020 concluye que, para lograr una gestión adecuada de la información, su centralización permite garantizar con mayor efectividad

el cumplimiento de la normatividad vigente en materia de tratamiento de información. Es decir, las autoridades de control y vigilancia, al igual que los usuarios de la información, tienen la posibilidad de interactuar en las mismas condiciones de acceso, en un proceso transparente y en cumplimiento de las normas de la seguridad de la información.

Con el fin de que la regulación resulte eficaz para alcanzar los objetivos planteados, el proyecto debe estar diseñado de manera que permita (i) a las autoridades de regulación evaluar su desarrollo y (ii) a las autoridades de vigilancia y control realizar su labor de la manera más expedita posible.

En ese sentido, los esquemas 2 y 3 tienen ventajas similares sobre la centralización de información. Las principales diferencias radican en las necesidades de desarrollar regulación asociada a las nuevas actividades. En el caso del esquema 2, la regulación para las actividades de telecomunicaciones y gestión de información. En el esquema 3, solo aquella relacionada con la gestión de información. Dados los tiempos necesarios para el proceso regulatorio, es razonable considerar que los tiempos del esquema 3 pueden ser considerablemente menores que los tiempos del esquema 2.

Para desarrollar los puntos anteriormente mencionados, se realizan dos tablas agregadas comparativas de las ventajas y desventajas de los modelos 2 y 3 en cuanto a **competencia, proceso de implementación, eficiencia en costos y esfuerzo estatal** requerido para su diseño, puesta en marcha y vigilancia.

Tabla 1 Ventajas de los modelos

	ESQUEMA 2	ESQUEMA 3
COMPETENCIA	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Permite alcanzar economías de escala para gestión de información ▪ Permite economías de escala para las telecomunicaciones ▪ Permite beneficios para: <ul style="list-style-type: none"> – Competidores, en términos de acceso a mercados – Autoridades (acceso a información centralizada) – Usuarios, en términos de calidad del servicio, innovación de productos y servicios, y toma de decisiones (respuesta de la demanda). 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Permite economías de escala para gestión de información ▪ Genera internalización de costos de medidores ▪ Permite beneficios para: <ul style="list-style-type: none"> – Competidores, en términos de acceso a mercados – Autoridades (acceso a información centralizada) – Usuarios, en términos de calidad del servicio, innovación de productos y servicios, toma de decisiones (respuesta de la demanda) y facilita la elección/cambio de prestador.
PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La solución de telecomunicaciones por parte de un tercero especializado podría tener mayores niveles de sofisticación que las implementadas por los OR. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Los tiempos de implementación de AMI están en función de los planes de los OR para cada mercado y son conocidos desde la aprobación de dichos planes.
EFICIENCIA EN COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Permite generar economías de escala relacionadas con la gestión de información a nivel del SIN. ▪ Permite generar economías de escala en las telecomunicaciones a nivel del SIN. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Permite generar economías de escala relacionadas con la gestión de información a nivel del SIN.

	ESQUEMA 2	ESQUEMA 3
ESFUERZO ESTATAL	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Un esquema centralizado permite acciones de supervisión y vigilancia mucho más eficientes que un esquema disperso. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Un esquema centralizado permite acciones de supervisión y vigilancia mucho más eficientes que un esquema disperso.

Fuente: UTP 2019

Tabla 2 Desventajas de los modelos

	ESQUEMA 2	ESQUEMA 3
COMPETENCIA	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Persiste la barrera de entrada a potenciales competidores en la actividad de comercialización, dada la necesidad de inversiones en medidores que deben realizar quienes aspiran a competir en nuevos mercados ▪ La relación usuario-comercializador está atada al medidor, manteniendo una condición de demanda cautiva en los mercados 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Implica asignar responsabilidades al OR adicionales a las actuales, en la actividad de distribución en la cual existe los agentes tienen posición dominante
PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Los beneficios de AMI están condicionados a la existencia y operación del tercero (gestor de información y telecomunicaciones) ▪ Requiere estandarización de protocolos para la implementación ▪ Curva de aprendizaje del encargado de las telecomunicaciones puede implicar costos/tiempos adicionales ▪ Dependiendo de la relación existente entre usuario y prestador, puede haber resistencia al cambio de medidores en algunos mercados 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ En ausencia del gestor de información los beneficios de AMI estarían principalmente para el OR ▪ Riesgo de que el OR incorpore su preferencia para instalación de medidores, por encima de criterios objetivos para la elección de los aparatos ▪ Dependiendo de la relación existente entre usuario y prestador, puede haber resistencia al cambio de medidores en algunos mercados
EFICIENCIA EN COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Requiere asumir costos de remuneración de un gestor de información ▪ Requiere asumir costos de remuneración de un gestor de telecomunicaciones ▪ Requiere asumir costos de estandarización de elementos técnicos para la interacción de la infraestructura 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Requiere asumir costos de remuneración de un gestor de información
ESFUERZO ESTATAL	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se requiere un desarrollo regulatorio para la creación de la actividad que permita gestión de información y de telecomunicaciones ▪ Se requiere el desarrollo regulatorio de la metodología que remunere las nuevas actividades (información y telecomunicaciones) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se requiere un desarrollo regulatorio para la creación de la actividad que permita gestión de información ▪ Se requiere el desarrollo regulatorio de la metodología que remunere la nueva actividad de gestión de información

Fuente: UTP 2019

4.1.2 Selección del esquema de implementación

Para complementar el análisis cualitativo descrito en el numeral anterior, la Comisión contrató un estudio con Econometría consultores con el fin de *“Identificar las variables monetizadas de costos y beneficios asociadas a los dos modelos alternativos para la implementación de AMI en el SIN, de acuerdo con el Documento CREG 103 de 2020, soporte de la propuesta de la Resolución CREG 131 de 2020.*

Según los resultados del estudio, las diferencias entre los dos modelos se encuentran en las responsabilidades asignadas para instalar los medidores y para establecer la solución de comunicaciones que permita almacenar la información de una manera centralizada y efectúa un análisis de costos de los dos esquemas de implementación, considerando que no existen diferencias en los beneficios resultantes entre los dos sistemas.

A continuación, se presentan los principales aspectos contenidos en el estudio citado cuyo resultado confirma los análisis cualitativos realizados anteriormente, encontrando que el modelo 3 presenta costos inferiores a los del modelo 2 y por ello el modelo 3 se presenta como la alternativa más eficiente.

Para efectos de revisar aspectos relacionados con economías de escala en algunas variables, el estudio divide los OR del país en tres grupos (grupo 1 con empresas que atienden mercados con más de un millón de usuarios, grupo 2 con empresas que atienden mercados con cantidades de usuarios entre 150.000 y 1 millón, grupo 3 con empresas que atienden mercados con menos de 150.000 usuarios) y analiza los costos (Capex y Opex) para cada uno de los modelos (2 y 3), desde dos ópticas a saber: i) por tipo de agente y ii) de acuerdo con las acciones determinadas en cada alternativa.

Adicionalmente, para simular los costos de implementación de cada modelo se establecen los siguientes supuestos sobre el comportamiento factible de ciertos parámetros que determinan la trayectoria de los indicadores de resultados⁵.

1. Supuesto sobre parámetros generales que sirven para elaborar escenarios comparativos, incluyendo supuestos sobre decisiones regulatorias.
2. Supuestos sobre parámetros claves observados, también de carácter general, y con alta incertidumbre.
3. Supuestos específicos sobre parámetros observados de manera diferencial en los diferentes tipos de empresas (segmentos) y los cuales se asumen de acuerdo con la información recolectada.

Resultados

El costo del modelo 2 alcanza un valor presente de \$7,02 billones durante los 10 años del horizonte de planeación de los cuales \$6,42 billones corresponden a Capex y \$0,58 a Opex.

- En este modelo los OR no presentan ningún costo exigido por la regulación, pues se ha supuesto que no acompañan las instalaciones o retiros de medidores ni de

⁵ Para consultar en detalle la descripción de los principales parámetros se puede consultar el informe final del contrato N° 2020-059.

concentradores o equipos de comunicación. Este supuesto se deriva de asumir que, durante los 10 años de la proyección, dichos operadores seguirán integrados con el comercializador que atiende el mercado regulado en su zona de influencia geográfica.

El costo del modelo 3 alcanza un valor presente de \$6,78 billones durante los 10 años del horizonte de planeación de los cuales \$6,22 billones corresponden a Capex y \$0,56 a Opex.

- En este modelo el OR sería el encargado del despliegue de la medición avanzada por lo que el 100% de la ejecución del Capex estaría a su cargo.

Los costos del modelo 3 son menores en \$237 mil millones comparado con el modelo 2 durante los 10 años del horizonte de planeación y representa un ahorro del 3,4% del valor total. Por lo que se considera que el modelo 3 se ajusta mejor a la eficiencia en los costos.

Los resultados de los dos modelos, por tipo de agente y desagregación de actividad, para un escenario de despliegue del 100% se pueden ver a continuación:

Tabla 3 Resultados del Modelo 2 por tipo de agente

Modelo/Tipo de costo/Agente/Tipo de mercado	Valor presente del Costo (miles de millones de Col\$ de 2020)	
	Mercado promedio	Total país
2. Modelo centralizado de gestión de información y comunicaciones		7.019
CAPEX		6.429
<u>Operadores de Red</u>		0
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	0	0
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 mill	0	0
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	0	0
<u>Comercializadores</u>		4.691
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	650	2.601
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 mill	142	1.852
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	18	238
<u>Gestor Independiente de Información</u>		1.738
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	186	742
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 mill	67	869
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	10	127
OPEX		590
<u>Operadores de Red</u>		0
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	0	0
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 mill	0	0
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	0	0
<u>Comercializadores</u>		541
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	88	351
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 mill	13	171
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	1	19
<u>Gestor Independiente de Información</u>		49
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	9	34
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 mill	1	13
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	0	2

Fuente: Econometría, 2020

Tabla 4 Resultados del Modelo 3 por tipo de agente

Modelo/Tipo de costo/Agente/Tipo de mercado	Valor presente del Costo (miles de millones de Col\$ de 2020)	
	Mercado promedio	Total país
3. Modelo centralizado de gestión de información		6.782
CAPEX		6.217
<u>Operadores de Red</u>		6.217
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	789	3.157
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 mill	206	2.679
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	29	380
<u>Comercializadores</u>		0
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	0	0
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 mill	0	0
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	0	0
<u>Gestor Independiente de Información</u>		0
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	0	0
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 mill	0	0
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	0	0
OPEX		565
<u>Operadores de Red</u>		565
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	92	369
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 mill	14	177
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	2	20
<u>Comercializadores</u>		0
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	0	0
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 mill	0	0
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	0	0
<u>Gestor Independiente de Información</u>		0
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	0	0
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 mill	0	0
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	0	0

Fuente: Econometría, 2020

Tabla 5 Resultados del Modelo 2 por actividad

Modelo/Tipo de costo/Agente/Tipo de mercado	Valor presente del Costo (miles de millones de Col\$ de 2020)	
	Mercado promedio	Total país
2. Modelo centralizado de gestión de información y comunicaciones		7.019
CAPEX		6.429
Medición		4.691
Mercados de mayor tamaño (usuarios > 1 millón)	650	2.601
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	142	1.852
Mercados de menor tamaño (usuarios < 150 mil)	18	238
Concentración de datos		1.308
Mercados de mayor tamaño (usuarios > 1 millón)	145	578
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	50	653
Mercados de menor tamaño (usuarios < 150 mil)	6	77
SGO y Comunicaciones		429
Mercados de mayor tamaño (usuarios > 1 millón)	41	164
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	17	216
Mercados de menor tamaño (usuarios < 150 mil)	4	50
OPEX		590
AOM de Medición		535
Mercados de mayor tamaño (usuarios > 1 millón)	87	347
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	13	169
Mercados de menor tamaño (usuarios < 150 mil)	1	19
AOM de concentración y comunicación		25
Mercados de mayor tamaño (usuarios > 1 millón)	5	19
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	0	6
Mercados de menor tamaño (usuarios < 150 mil)	0	1
Capacitación de personal		30
Mercados de mayor tamaño (usuarios > 1 millón)	5	19
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	1	9
Mercados de menor tamaño (usuarios < 150 mil)	0	1

Fuente: Econometría 2020

Tabla 6 Resultados del Modelo 3 por actividad

Modelo/Tipo de costo/Agente/Tipo de mercado	Valor presente del Costo (miles de millones de Col\$ de 2020)	
	Mercado promedio	Total país
3. Modelo centralizado de gestión de información		6.782
CAPEX		6.217
Medición		4.393
Mercados de mayor tamaño (usuarios > 1 millón)	602	2.409
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	135	1.758
Mercados de menor tamaño (usuarios < 150 mil)	17	226
Concentración de datos		1.376
Mercados de mayor tamaño (usuarios > 1 millón)	146	583
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	53	695
Mercados de menor tamaño (usuarios < 150 mil)	8	99
SGO y Comunicaciones		448
Mercados de mayor tamaño (usuarios > 1 millón)	41	165
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	17	227
Mercados de menor tamaño (usuarios < 150 mil)	4	55
OPEX		565
AOM de Medición		535
Mercados de mayor tamaño (usuarios > 1 millón)	87	347
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	13	169
Mercados de menor tamaño (usuarios < 150 mil)	1	19
AOM de concentración y comunicación		25
Mercados de mayor tamaño (usuarios > 1 millón)	5	19
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	0	6
Mercados de menor tamaño (usuarios < 150 mil)	0	1
Capacitación de personal		5
Mercados de mayor tamaño (usuarios > 1 millón)	1	3
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	0	2
Mercados de menor tamaño (usuarios < 150 mil)	0	0

Fuente: Econometría 2020

4.2 Costos y beneficios

4.2.1 Identificación de variables

Con el fin de encontrar las variables apropiadas para estimar los beneficios y los costos del despliegue de la infraestructura de medición avanzada en el SIN se analizaron diferentes modelos beneficio-costos de la literatura internacional y el modelo propuesto por la UTP y publicado en la Circular CREG 003 de 2020. El detalle de este análisis se encuentra en el Anexo 1.

Para analizar los beneficios se estudiaron los reportes de la Unión Europea (UE) en los años 2015 y 2019, Holanda, Eslovenia, Rumanía, Irlanda y Reino Unido en los años 2016 y 2019. Adicionalmente se analizó el modelo propuesto por la UTP.

Para analizar los costos se tuvieron en cuenta los estudios de países que han realizado despliegues considerables de medidores y cuentan con costos reales de la tecnología. Se rescatan los estudios de Estados Unidos y la Unión Europea.

a. Variables de beneficios

Para analizar las variables de beneficios empleadas, en los nueve estudios mencionados anteriormente, se realizó un análisis comparativo y se establecieron criterios como; la reiteración de las variables en los modelos, la posibilidad de cuantificar el beneficio, la asignación del beneficio entre los agentes del mercado (operador de red, comercializador, usuario) y, para estudios particulares se consideró la relevancia de la variable en el modelo de acuerdo con los beneficios estimados.

Las variables de beneficios que más fueron estimadas o enlistadas entre los estudios analizados son:

1. Reducción de los costos de lectura
2. Reducción de costos por corte y reconexión del suministro de energía
3. Reducción de los costos de facturación
4. Reducción de pérdidas no técnicas
5. Reducción de pérdidas técnicas
6. Ahorro en los costos de compra de energía
7. Reducción de los costos de atención al usuario
8. Inversiones diferidas en capacidad de distribución

Ahora bien, la lista anterior no significa que las variables sean fáciles de cuantificar ya que la cuantificación dependerá en gran medida de la información disponible y de los supuestos que haya que realizar. En este caso las variables de la lista anterior, que tienen un mayor grado de complejidad, para estimar son el ahorro en los costos de compra de energía y las inversiones diferidas en capacidad de distribución. Lo anterior, debido a que estimarlas implica conocer el cambio en el consumo de energía por parte de los usuarios y extrapolar las dinámicas de consumo de los países en estudio no es conveniente.

Finalmente, como se muestra en la tabla 7, entre los modelos revisados hay 6 variables que solo se encuentran una vez entre los modelos revisados y son variables diferentes a las planteadas en la Circular CREG 003 de 2020.

Tabla 7 Variables de beneficio costo

Variable Nuevas	Referencia
Costos evitados por instalación de dispositivo (PAYG) prepago, pues el AMI ya permitiría tanto "credit" como "PAYG" no se requiere un equipo adicional para PAYG	Irlanda
Respuesta de la demanda	Romania
Mejores pronósticos de demanda (ej. más requerimientos de reserva del sistema)	Romania
Reducción de energía no suministrada (asociada a valor económico o producción pérdida en el tiempo sin energía)	UE (38%)
Competencia en el mercado minorista	UE (42%)
Beneficio por dejar de emitir facturas por promedio y empezar a emitir facturas con consumo real.	Irlanda

Fuente: Elaboración propia

b. Variables de Costo

La investigación sobre los costos de implementación de AMI, se llevó a cabo teniendo en cuenta los países que se encuentran en etapas avanzadas en el despliegue como Estados Unidos y países de la Unión Europea.

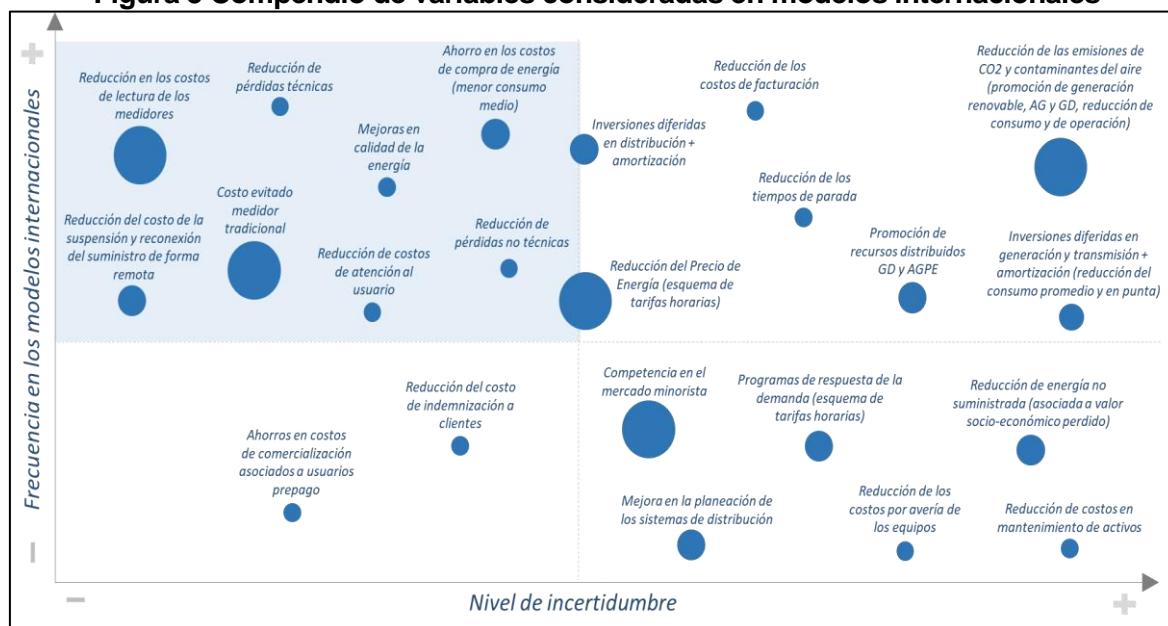
La identificación de los costos es útil con el fin de obtener una línea base de los costos reales de AMI en los países que ya han realizado el despliegue de la medición inteligente. Esto en la medida que Colombia entrará a una fase de despliegue que requiere una estimación de costos, y la comparación entre los costos reales y las estimaciones de costos para el caso colombiano se consideran útiles.

Después de la revisión se concluye que, las variables estimadas para los costos en los diferentes reportes de los países que ya han implementado la medición avanzada son similares ya que los objetivos principales de la medición avanzada se presumen no cambian de un país a otro. Por lo que la estructura de costos identifica en los estudios analizados se compone de medidor, concentrador, sistema de comunicaciones, sistema de gestión y operación (HES) y el sistema de administración de mediciones (MDM).

c. Selección de variables de beneficios

Tomando como base las variables de las directrices europeas, el modelo de Irlanda, Rumanía, Eslovenia, Holanda, Reino Unido y las variables propuestas por la UTP; se elabora la gráfica siguiente con el listado de variables.

Figura 5 Compendio de variables consideradas en modelos internacionales



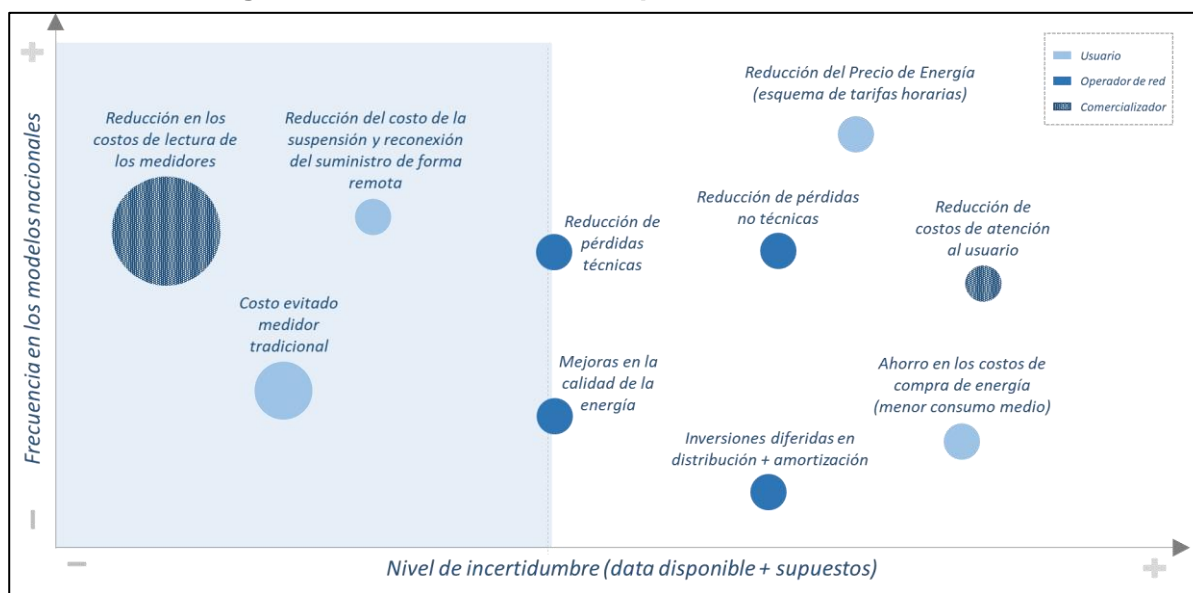
Fuente: Elaboración propia

La Figura 5 consta de 3 dimensiones. La primera está asociada al nivel de incertidumbre de la estimación (Eje X en la figura) y representa los supuestos que se deben realizar para poder estimar la variable ex ante al despliegue masivo de la tecnología. Entre más hacia la derecha se encuentre la variable más supuestos se deben realizar para monetizarla. La segunda (Eje Y en la figura) representa la frecuencia asociada con la consistencia, es decir, que tan reiterativamente fue considerada la variable para viabilizar el modelo de despliegue AMI a nivel internacional. La última dimensión representada por el diámetro de la circunferencia se relaciona con la relevancia en el modelo, es decir, al ser monetizada que tanto peso tendría dentro del beneficio costo total.

Lo ideal de las variables a priorizar en el ABC es que tengan el menor nivel de incertidumbre, hayan sido estimada previamente en reiterados ABC internacionales y esté asociada con pronunciados beneficios. El cuadrante superior representa este posible escenario de variables a priorizar.

Una vez identificado el portafolio de variables que se podrían considerar para el modelo colombiano, se optó por concentrarse en el cuadrante superior izquierdo que es aquel que contiene las variables más frecuentes y con menor nivel de incertidumbre. Dentro de ese cuadrante se reevaluaron las tres dimensiones con el interés de ajustarlo a la realidad del modelo colombiano y a las expectativas que se tienen sobre la materialización de estos beneficios. La reevaluación se presenta en la Figura 6.

Figura 6 Selección de variables para el modelo colombiano



Fuente: Elaboración propia

Para ajustar las variables al modelo colombiano se realizó un análisis adicional para las dimensiones ubicadas en los ejes de la gráfica. En la dimensión *frecuencia en los modelos nacionales* se tuvieron en cuenta las discusiones sostenida en reuniones con diferentes agentes del sector colombiano, para determinar la representatividad de las variables en los modelos

estimados por los agentes nacionales. En la dimensión *nivel de incertidumbre* se evaluó la disponibilidad de información con la que se cuenta por parte del mercado colombiano para estimar las variables.

Finalmente, se tuvo en cuenta una cuarta dimensión que representa una asignación inicial de beneficios⁶ a los siguientes agentes: i) usuario, ii) operador de red y iii) comercializador.

La reevaluación de las variables trajo un nuevo cuadrante que corresponde a los beneficios que se podrían estimar ex ante a la implementación de AMI y materializar en el corto plazo. Estas variables son las siguientes:

- Reducción en los costos de lectura de los medidores
- Reducción del costo por la suspensión y reconexión del suministro de forma remota
- Costo evitado del medidor convencional

Las variables a continuación quedaron clasificadas como beneficios que se pueden materializar en el mediano plazo:

- Reducción de pérdidas técnicas
- Mejoras en la calidad de la energía

Y un tercer grupo de variables quedaron clasificadas como beneficios que se pueden materializar en el largo plazo:

- Reducción del Precio de Energía (esquema de tarifas horarias)
- Reducción de pérdidas no técnicas
- Inversiones diferidas en distribución + amortización
- Reducción de costos de atención al usuario⁷
- Ahorro en los costos de compra de energía (menor consumo medio)

Con base en esta nueva priorización, en apartados posteriores del presente documento se harán las respectivas estimaciones iniciales de los beneficios para determinar los niveles de despliegue de AMI en el país.

d. Solicitud de información para estimación de variables

Con el fin de realizar las estimaciones de costos y beneficios para el despliegue de la infraestructura de medición avanzada en el país y así complementar la información disponible para la regulación, se solicitó información adicional a través de la Circular CREG 098 de 2020, la cual fue expedida el 27 de octubre de 2020.

⁶ Para esta asignación se considera el marco regulatorio actual de las metodologías de remuneración de las actividades de distribución y comercialización de energía.

⁷ En este grupo pueden incluirse los beneficios por el cambio en los ciclos de facturación, la gestión en los riesgos de cartera y mejoras en la facturación, y en general en los procesos de atención al usuario.

En la circular se requirió el suministro de información adicional de costos y gastos en la lectura de medidores en los mercados de comercialización, información operativa y técnica de los diferentes sistemas, y datos asociados con las experiencias de los pilotos de AMI que algunos agentes han desarrollado.

Para lo anterior, se dispuso de un archivo en Excel con las variables a diligenciar, donde se identifica el agente responsable del diligenciamiento en la parte superior de cada hoja. Con el fin de que la información fuera tenida en cuenta en el análisis de la regulación, se solicitó a los agentes enviar la información a más tardar el viernes 6 de noviembre de 2020.

Hasta el 9 de noviembre de 2020 se habían recibido 41 respuestas de agentes. A cada una de las respuestas de los agentes se les evaluó la integridad de la información reportada⁸. El balance de la información recibida en la circular es positivo. Las empresas con más de un millón de usuarios reportaron la mayoría de la información que se les solicitó. Por parte de las empresas que tienen entre cien mil y un millón de usuarios se recibió principalmente información para las hojas de pérdidas, reparto de facturas, operaciones de lectura, corte, reconexión y desconexión y calidad de la energía. Las empresas con menos de cien mil usuarios reportaron la menor cantidad de información.

4.2.2 Estimación de costos

La información de la Circular CREG 098 de 2020 de los agentes que operan el mercado regulado se compiló en Excel. Se construyó una tabla para cada una de las filas del formulario de la circular y la información reportada por cada empresa se organizó de forma descendente de acuerdo con la participación en el mercado de comercialización.

Para interés de la estimación inicial de costos promedios representativos se tomó en cuenta la información reportada por los operadores de red que atienden el mercado regulado. Esto con el fin de encontrar una estimación de costos por mercado de comercialización y teniendo en cuenta que los operadores de red estarán a cargo del despliegue de la medición avanzada en el país.

La información reportada por los agentes fue objeto de tratamiento estadístico como: organización en grupos homogéneos, eliminación de *outliers*, promedios ponderados, etc., con el fin de obtener los mejores parámetros para las estimaciones.

Adicional a los tratamientos estadísticos, los costos reportados por las empresas se corrigieron teniendo en cuenta la diferencia en el precio por economías de escala al pasar de un escenario de despliegue del 50% a uno de 75%. Para el caso ajustar los precios de los medidores, la disminución tenida en cuenta fue el promedio estimado en los precios de los medidores por parte de las empresas que han divulgado previamente los resultados de sus pilotos AMI. Para las demás estimaciones de costos promedios representativos los precios se ajustaron teniendo en cuenta el promedio total de disminución en los precios al pasar de un escenario de despliegue del 50% a uno del 75%.

⁸ Para consultar en detalle el análisis de la información dirigirse a la sección "Balance circular CREG 098 de 2020" del Anexo 1.

Para las empresas que no reportaron costos para el escenario de despliegue del 50% o sus costos son constantes en los diferentes escenarios de despliegue, se tomó como pivote el valor reportado para el escenario de despliegue del 75% al considerarse el mejor estimador por parte de los agentes ya que sus pruebas piloto y cotizaciones se han inclinado a buscar los costos eficientes para un despliegue del 75%.

Para efectuar los análisis, es necesario comentar que el total de las empresas del país se dividieron en tres grupos. En el primero se agruparon las empresas con una cantidad superior a 1.000.000 de usuarios conectados a su red, el segundo con empresas entre 150.000 usuarios y un millón y el tercer grupo conformado por las empresas con una cantidad de usuarios inferior a 150.000 usuarios.

a. Costos de CAPEX

Para los costos de CAPEX se estimaron el costo promedio representativo para el medidor, concentrador, factor de instalación, sistema de gestión de operaciones (SGO) o HES, Sistema de administración de mediciones (MDM), campaña de sensibilización y campaña de divulgación.

Los costos de capacitación de la infraestructura de medición avanzada fueron asumidos dentro de los costos del medidor, concentrador, HES y MDM porque en reiteradas ocasiones las respuestas de los agentes expresaban que los costos de capacitación eran incluidos por parte del proveedor en el costo de los activos.

▪ ***Medidor***

Para estimar el costo del medidor promedio representativo se realizó un tratamiento de datos como el descrito anteriormente. Luego de los tratamientos a los datos, se calcularon valores discriminados por medidores monofásicos y polifásicos. Para finalmente realizar un promedio ponderado del costo del medidor considerando las proporciones reportados por las empresas de usuarios por cada tipo de medidor, en la pestaña “medición y concentración de datos” del formato de la Circular CREG 098 de 2020.

▪ ***Factor de instalación***

El factor de instalación se refiere al costo de la instalación de la medición avanzada para cada uno de los usuarios como porcentaje del costo del medidor. El factor de instalación incluye la instalación del medidor, la calibración y programación del medidor, la verificación de la instalación y operación adecuada, etc.

Para estimar el factor de instalación promedio representativo se llevó a cabo un procesamiento de la información similar al descrito para los medidores.

▪ ***Concentrador***

Para estimar los costos del concentrador promedio representativo se tomaron los datos reportados los cuales, al igual que en el caso de la estimación de los costos de los medidores,

fueron objeto de tratamientos estadísticos como: organización en grupos homogéneos, eliminación de *outliers*, promedios ponderados, etc y estimaciones para corregir los precios.

Después de los análisis anteriores, se consideraron las diferentes tecnologías de concentrador reportadas por los agentes ya que las empresas reportaron tecnologías que agrupan desde 5 medidores hasta tecnologías que agrupan 5.000 medidores. Para efectos de encontrar el costo promedio representativo por usuario del concentrador, se dividió el costo del concentrador reportado por cada empresa entre el número de medidores reportados, que agrupa cada concentrador.

- **SGO, MDM, costo de sensibilización y costo de divulgación**

Los datos para estimar el costo promedio representativo de; HES o sistema de gestión de operaciones (SGO), MDM, campaña sensibilización y campaña de divulgación, fueron organizados en grupos homogéneos, se eliminaron *outliers*, se calcularon promedios ponderados y se realizaron estimaciones para corregir los precios.

Para efectos de las estimaciones, el costo de sensibilización corresponde a las visitas que las empresas usualmente realizan antes, durante y después de la instalación de la medición avanzada a los usuarios, con el fin de familiarizarlos con los cambios a realizar.

En cambio, los costos de divulgación corresponden a la estrategia de difusión en medios de comunicación masiva sobre el despliegue de la medición avanzada por parte de las empresas. Al ser este un costo total que tiende a depender del alcance que tienen los medios de comunicación masivos en donde se pague y no el número de usuarios a los que se les instalara AMI, tiene pronunciados costos marginales decrecientes.

b. Costos de OPEX

Para los costos de OPEX se estimaron costo para el medidor, concentrador, sistema de comunicaciones, HES y MDM.

- **Medidores**

Para estimar los costos promedio representativo de OPEX de los medidores por usuario se tomaron los datos reportados, los cuales como se describió en el apartado inicial “estimaciones de costos” fueron objeto de tratamientos estadísticos como: organización en grupos homogéneos, eliminación de *outliers*, promedios ponderados, etc.

Luego de los tratamientos estadísticos, se realizó la disminución en los precios entre los escenarios de despliegue del 50% y el 75% con el fin de incluir el supuesto de economías de escala dentro del modelo.

Después, se calculó un costo discriminado por medidor (monofásico y polifásico). Para finalmente realizar un promedio ponderado del costo del medidor considerando las proporciones

reportados por las empresas de usuarios por cada tipo de medidor en la pestaña “medición y concentración de datos” del formato de la Circular CREG 098 de 2020.

▪ ***Concentrador, sistema de comunicaciones, HES y MDM***

Para estimar los costos promedio representativo de OPEX del concentrador, el sistema de comunicaciones, HES y MDM, se evaluó un costo por usuarios por año; para el escenario de despliegue del 50% y el escenario de despliegue del 75%.

Para estimar el costo por usuario se dividió el costo total entre el número de usuarios a los que se le instalaría AMI en cada escenario de despliegue, según lo reportado por las empresas, y se procedió a realizar la ponderación del costo.

c. Discriminación de costos bajo dos escenarios de despliegue

En este apartado se discriminan los costos desagregados bajo los escenarios de despliegue (50% y 75%) por punto de medición. Cabe aclarar que, para las estimaciones aquí planteadas, en el caso del grupo 3 se asumieron los costos iguales a los del grupo 2 por tres razones. La primera razón, debido a que los datos obtenidos de la Circular CREG 098 de 2020 para este segmento fueron pocos. La segunda es que el costo estimado de los medidores arrojó un valor menor al costo estimado para los medidores del grupo 1, evidenciando costos contra intuitivo al no demostrar economías de escala. La tercera razón es que se consideró el despliegue en conjunto en el cual dos operadores de red (OR) pueden realizar de manera conjunta el diseño del plan y el despliegue de AMI, porque se pueden beneficiar no solo del “know-how” sino además de las economías de escala por compras masivas de medidores.

El costo de CAPEX por punto es el siguiente:

- El costo total de CAPEX por punto para el escenario de despliegue de 75% en el grupo 1 es de \$593.000 COP y para el grupo 2 y 3 es de \$625.000 COP.
- El costo total de CAPEX por punto para el escenario de despliegue de 50% en el grupo 1 es de \$684.000 COP y para el grupo 2 y 3 es de \$720.000 COP.

El costo de OPEX por punto es el siguiente:

- Para el escenario de despliegue de 75% el costo es de \$16.000 COP por año.
- Para el escenario de despliegue de 50% el costo es de \$18.000 COP por año

Los costos por punto de medición son los siguiente:

- En el escenario de despliegue de 75% el costo para el grupo 1 es de aproximadamente \$609.000 COP y para el grupo 2 y 3 es de \$642.000 COP.
- En el escenario de despliegue de 50% el costo para el grupo 1 es de \$701.000 COP y para el grupo 2 y 3 es de \$738.000 COP.

En las siguientes tablas se muestran los valores anteriores desagregados por cada componente del costo del punto de medida estimado.

Costo por punto de medida (despliegue del 75%)

[COP oct-2020]

	GRUPO I	GRUPO II	GRUPO III
MEDIDOR	370.000	393.000	393.000
INSTALACIÓN	147.000	156.000	156.000
CONCENTRADOR	54.000	54.000	54.000
SGO	3.000	3.000	3.000
MDM	10.000	10.000	10.000
SENSIBILIZACIÓN	8.000	8.000	8.000
DIVULGACIÓN	2.000	2.000	2.000
CAPEX	593.000	625.000	625.000
OPEX	16.000	16.000	16.000
COSTO TOTAL	609.000	642.000	642.000

Fuente: Elaboración propia

Costo por punto de medida (despliegue del 50%)

[COP oct-2020]

	GRUPO I	GRUPO II	GRUPO III
MEDIDOR	419.000	444.000	444.000
INSTALACIÓN	180.000	191.000	191.000
CONCENTRADOR	57.000	57.000	57.000
SGO	4.000	4.000	4.000
MDM	13.000	13.000	13.000
SENSIBILIZACIÓN	9.000	9.000	9.000
DIVULGACIÓN	2.000	2.000	2.000
CAPEX	684.000	720.000	720.000
OPEX	18.000	18.000	18.000
COSTO TOTAL	701.000	738.000	738.000

Fuente: Elaboración propia

Es importante señalar que los costos anteriores resultan de la experiencia de algunos operadores de red en pilotos con menos de 100 mil usuarios y de cotizaciones iniciales de análisis de mercado, lo que puede conllevar que en algunos casos se esté sobrevalorando algunos costos.

Finalmente, considerando los usuarios del SIN a diciembre de 2019 los cuales son 15,7 millones de usuarios, se estima a un costo total por el despliegue de la infraestructura de medición avanzada de **\$7,4 billones** de pesos en un escenario de despliegue del 75% y **\$5,6 billones** en un despliegue del 50%, lo anterior estimado como el producto de la cantidad de medidores en los dos escenarios y los costos por punto de medidor descritos anteriormente. También es importante señalar, que los valores globales no representan un VPN, no incluyen una

disminución en los costos por eficiencia tecnológica y contiene el OPEX para un año de operaciones. Por lo que se prevé que estos costos tiendan a decrecer con el tiempo.

d. Valores de referencia sobre costo del GIDI

Actualmente se cuentan con valores de referencia sobre los costos de GIDI. Estos valores corresponden a los costos de las plataformas que se han implementado anteriormente y comparten funcionalidades similares a las planteadas en la resolución objeto del presente documento, como; la recopilación, la centralización y la gestión independiente de la información, funcionalidades que aportan mayor transparencia al mercado.

Los costos de referencia seleccionados para construir el rango de costos fueron los costos de SIC y LAC, y los costos del gestor de Gas en el año 1 y el año 5. Estos valores comprenden un rango entre \$3.900 millones y \$39.000 millones de pesos anuales.

En una estimación inicial de costos el valor a pagar anual por la demanda regulada destinado a las actividades del GIDI están entre 0,8 \$/kWh- año y 0,79 \$/kWh- año. Sin embargo, para determinar las funciones, y el costo total, la Comisión está adelantando un estudio complementario para el diseño general y contratará estudio para definir los requerimientos específicos del GIDI el próximo año. El proceso de selección del gestor se realizará competitivamente garantizando la independencia y no vinculación con los actuales agentes del mercado.

Figura 7 Valores de referencia - año del GIDI



Fuente: Elaboración propia

4.2.3 Estimación de beneficios

Con base en la información recolectada mediante la Circular CREG 098 de 2020 e información contable complementaria, se estimó el nivel de beneficios esperados para las variables de corto plazo (o de estimación ex ante), representadas en la Figura 6 y agrupadas por el recuadro azul. La correspondiente monetización de los beneficios por reducción de costos de lectura, costos de suspensión y reconexión y costos de reemplazo de medidores, se realizó para un año, de manera que todos los valores que se presentan están estimados como beneficios anuales a pesos de octubre de 2020. En las siguientes secciones se introduce las consideraciones sobre

la estimación de los beneficios y en el Anexo 2 se presenta en detalle la metodología de cálculo y los supuestos tenidos en cuenta para cada beneficio.

a. Costos evitados de lectura

A medida que avance el despliegue de la tecnología y los medidores tradicionales vayan siendo reemplazados por medidores inteligentes, se irá dando una reducción gradual de las visitas operativas de lectura en campo. Este gasto operativo reconocido en los cargos de comercialización pasaría entonces a convertirse en un valor de “cero” para los usuarios AMI, lo que consecuentemente se vería representado en un margen entre el costo real y el costo reconocido por la actividad de lectura de los medidores.

Para la estimación anual de este beneficio de ahorro en lectura, dentro del horizonte de análisis de 10 años propuesto, se tomó en cuenta:

- El costo actual de lectura de las empresas de comercialización incumbentes; de la información reportada mediante la Circular CREG 098 de 2020 se obtuvo información de costos totales de lectura para 21 de las 29 empresas incumbentes.
- El costo anual de lectura reportado por las empresas mediante los formatos de costos de administración y operación de la Circular CREG 010 de 2020 (Costos para la Regulación); de la información reportada se obtuvo información de costos anuales totales de lectura para 14 de las 29 empresas incumbentes.

Bajo los criterios de selección y estandarización de datos que se detallan en el Anexo 2, se obtuvo un total de cerca de **126.523 millones de pesos** anuales en costos de lectura para los 24 mercados de comercialización en análisis. Es importante mencionar que este valor podrá tener un mayor nivel de precisión a medida que se obtenga información más reciente y completa sobre los costos reales de las compañías, para las cuales fue necesario estimar un valor de referencia.

Por su parte, para la estimación del costo total reconocido por proceso de lectura se consideró:

- El costo base de comercialización aprobado por la Comisión en el marco de la Resolución CREG 180 de 2014.
- La referencia de participación del proceso de lectura del 15%, valor estimado en el 2013.
- Los ahorros en eficiencia correspondientes al 0.0725% anual.
- El número de facturas reportadas por las empresas en la Circular CREG 098 de 2020 dentro de la variable “Cantidad total de facturas emitidas”. Para el caso en que las facturas fueran reportadas como total mensual y no anual se asumió un ciclo de facturación de 12 meses; para los casos en que la información no hubiera sido reportada por las empresas, se tomó en cuenta el número de usuarios regulados en el SUI y un ciclo de facturación estándar de 12 meses

De acuerdo con las estimaciones de los 29 mercados de comercialización, el costo total reconocido anual por el proceso de lectura es cercano a los **208.937** millones de pesos colombianos.

Si bien se realizó el análisis en detalle por compañía, para intereses de este documento, se presenta únicamente los valores totales.

b. Costos evitados de suspensión y reconexión

Similar al caso de lectura, la implementación de un medidor inteligente lleva a eliminar la necesidad de realizar actividades de suspensión y reconexión en campo; estas actividades pueden ser llevadas a cabo de manera remota lo que reduce el costo a “cero” para los usuarios con AMI (en estas dos operaciones en el medidor).

Para estimar el costo evitado por las actividades de suspensión y reconexión, se solicitó mediante la Circular CREG 098 de 2020 la información tanto de costos como de número de operaciones anuales, desagregadas por tipo de medidor (monofásico y trifásico) y por zona (rural y urbano). Con base en la información reportada por las empresas se calculó un costo total por cada actividad que se presenta en el Anexo 2 del documento.

- Considerando que 7 de las 29 empresas no reportaron información, los costos totales anuales de estas actividades pueden incrementar de manera considerable. Para el caso de costos evitados de suspensión y reconexión, no se realizó ninguna estimación sobre las empresas que no reportaron información. Lo anterior, tomando en cuenta que el número de operaciones tanto de suspensión como de conexión es muy inherente a cada mercado.

Bajo esta consideración, se tomó como base únicamente la información reportada en la Circular CREG 098 de 2020. Con esto en cuenta, la suma de los costos totales anuales de las dos actividades de suspensión y reconexión, para las 22 compañías, da como resultado **76.595 millones de pesos**.

Sobre esta base de costo total anual de las dos actividades es que se debe estimar el beneficio. El cual está directamente asociado al nivel de despliegue de la tecnología, pues depende de que el usuario tenga el medidor AMI operativo. Sobre esto, se presenta un escenario inicial en la sección de nivel de despliegue.

Por su parte, si bien dentro de la Circular CREG 098 de 2020 se solicitó información sobre costo y número de operaciones de corte y reinstalación, se considera que estas actividades requieren de un nivel de intervención directa sobre el medidor, por lo que sus beneficios o reducción de costos ante un escenario de despliegue masivo de medidores inteligentes será analizando de manera posterior al inicio del programa.

c. Costos evitados de reemplazo de medidores

Uno de los beneficios que más se identificó en modelos internacionales por motivo de la instalación masiva de medidores inteligentes, fue el costo evitado de reemplazar medidores cuya vida útil hubieran superado los 15 años. Para el caso de Colombia este beneficio es diferente pues lo que se definió es una regla en la cual el reemplazo de medidores no debía darse con base en la vida útil, sino con base en la pérdida del nivel de precisión de medida del equipo. Sobre este punto, la Comisión estableció un margen de tolerancia dentro del Documento CREG 077 de 2018.

Considerando lo anterior, si bien no se tiene el detalle sobre el nivel de precisión de medida del parque actual de medidores instalados, la Comisión realizó un análisis sobre el estado del parque de medidores al 2018 y concluyó que “(...) alrededor del 38% del parque de medidores

actualmente operativos ya cumplió su ciclo de vida útil”, se resalta el caso en que existen medidores que han estado operado desde 1950.

Tomando en cuenta que la vida útil tiene una reponderación menor en el modelo colombiano, se tomó la decisión de suponer que tan solo el 10% del parque total de medidores instalados (en el mercado regulado), iba a tener que ser reemplazado al año 2031. Con este supuesto y tomando como referencia el número total de usuarios registrados en el SUI para el año 2019 (15.808.622), se estimó el total de medidores convencionales a reemplazar en el periodo de análisis (1.580.862 medidores).

Una vez realizado esto, se tomó las referencias de las variables “*Usuarios con medidor monofásico convencional, a los que se instalará medidor avanzado*” y “*Usuarios con medidor polifásico convencional, a los que se instalará medidor avanzado*”, de la Circular CREG 098 de 2020, para estimar la proporción nacional de medidores monofásicos y medidores trifásicos/polifásicos. Este análisis dio como resultado, que cerca del 78.5% de medidores en el mercado regulado son monofásicos y cerca del 21.5% son medidores trifásicos (Tabla 8).

Tabla 8 Número de medidores a reemplazar en el horizonte de análisis

	Proporción [%]	Número de medidores a reemplazar (Horizonte de 10 años)
Monofásico	78,50%	1.240.977
Trifásico/Polifásico	21,50%	339.885
Total	100%	1.580.862

Fuente de datos: SUI

Para el costo unitario de los medidores, se recolectó información de las páginas web de las empresas de comercialización, con el interés de poder obtener un costo promedio de medidor monofásico y un costo promedio de medidor trifásico/polifásico de referencia.

Por último, tomando en cuenta el costo promedio ajustado (de acuerdo con los criterios detallados en el Anexo 2) y el número de medidores por reemplazar, se calculó un valor total anual, asumiendo que cada año (dentro del horizonte de 10 años) se reemplazaba el mismo número de medidores en el sistema. Esto dio como resultado un costo anual de \$7.970 millones de pesos asociado al costo de renovación del 10% del parque de medidores monofásico en el mercado regulado y de \$8.457 millones de pesos por medidores trifásicos/polifásicos, para un total anual de **\$16.427 millones de pesos** de octubre de 2020.

d. Beneficios de mediano y largo plazo (ex post)

Sumado a los beneficios que se han identificado como de primera prioridad para el modelo colombiano, como lo son: i) Reducción en los costos de lectura de los medidores, ii) Reducción del costo de la suspensión y reconexión del suministro de forma remota, y iii) Costo evitado medidor tradicional, también se identificaron otras variables que podían ser materializadas en el mediano plazo, como son: i) Reducción de pérdidas técnicas y ii) Mejoras en la calidad de la energía, y variables o beneficios que podían ser materializadas en el largo plazo, como: i) Reducción del precio de energía, ii) Reducción de pérdidas no técnicas, iii) Inversiones diferidas en distribución, iv) Reducción de costos de atención al usuario, v) Ahorro en los costos de compra de energía y potencialmente vi) Reducción de los costos de facturación.

Dentro de los análisis se determinó importante poder estimar los beneficios que podían ser monetizados ex ante al despliegue masivo de la tecnología, los cuales se introdujeron anteriormente. Si bien, los beneficios de mediano y largo plazo tienen una relevancia para el financiamiento de la infraestructura AMI, el nivel de supuestos, así como la incertidumbre asociada a los datos que se puedan obtener, limita su precisión; de manera que estos serán abordados y estimados a medida que vaya avanzando el despliegue y se cuente con información más veraz y completa.

No obstante, lo anterior, existen dos beneficios que se han mencionado de manera reiterativa dentro de las reuniones sostenidas con los agentes del sector, y sobre las cuales se consideró necesario profundizar en este apartado del documento.

e. Consideraciones sobre el beneficio de reducción de pérdidas técnicas y mejora en la calidad de la energía

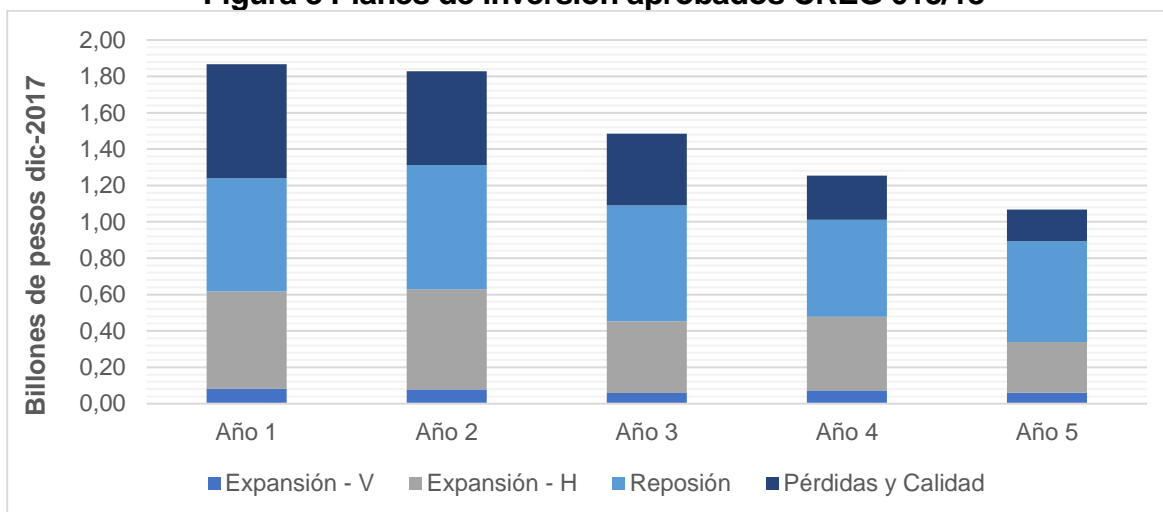
Dentro del marco de la Resolución CREG 015 de 2018, la Comisión definió cuatro diferentes tipos de proyectos de inversiones en los que incurren los agentes distribuidores de energía. Los tipos definidos incluyen:

- **Tipo I:** proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema.
- **Tipo II:** proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin reemplazo de activos de existentes.
- **Tipo III:** proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que reemplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema.
- **Tipo IV:** proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos.

En la Figura 8 se presenta un resumen de los 17 planes de inversión que se han aprobado en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018. Cada una estas columnas agregan las inversiones por tipo y mostradas para cinco años. Observando la figura, se puede evidenciar que en lo que tiene que ver con inversiones asociadas directamente a la mejora de calidad y reducción de pérdidas de energía se contabilizan cerca de 630.000 millones de pesos para el primer año, y en lo que tiene que ver con infraestructura de expansión horizontal, vertical e inversión de reposición se contabilizan cerca de 1,24 billones de pesos para el primer año⁹.

Tomando en cuenta los cinco años aprobados por la Comisión, se tiene inversiones por cerca de 2 billones de pesos para la mejora de la calidad y la reducción y mantenimiento de pérdidas de energía y en total de inversiones se tienen 7.5 billones de pesos (Figura 8).

⁹ Pesos de diciembre de 2017

Figura 8 Planes de inversión aprobados CREG 015/18

Fuente de datos: Resoluciones de aprobación CREG 015 de 2018

Con base en esta información, se puede observar que hoy en día existen dos conceptos que se reconoce a los operadores de red dentro de sus planes de inversión y que están asociados directa e indirectamente hacia el objetivo de reducción de pérdidas de energía y mejora de la calidad de servicio:

- I. Un primer elemento que tiene que ver con las inversiones en que incurren los OR para garantizar las metas que se trazaron en calidad del servicio y reducción y mantenimiento de los niveles de pérdidas; y
- II. Un segundo elemento, que tiene que ver con las inversiones en que incurren los OR para garantizar los requerimientos de expansión y reposición; inversiones que indirectamente pueden estar asociadas con la mejora de la calidad del servicio y la reducción y mantenimiento de los niveles de pérdidas.

Bajo este contexto de remuneración, los agentes operadores de red cuentan hoy en día con dos incentivos. El primer incentivo tiene que ver con el reconocimiento de los costos de inversión en activos de red, y el segundo incentivo tiene que ver con las sendas de reducción de pérdidas y las reglas de reconocimiento establecidas en la CREG 015 de 2018 (que varían según el nivel de inversión anual). Frente al escenario actual, los costos de reducción y mejoramiento de la calidad del sistema están siendo pagados por los usuarios, pero el beneficio es compartido entre la empresa (reconocimiento por encima del nivel de pérdidas en modelo de inversión intensiva) y el usuario (reducción de pago de pérdidas técnicas y menor estrés del sistema de generación).

Paralelamente, el Gobierno nacional a través del Ministerio de Minas y Energía solicitó en el año 2013 que la Comisión definiera, en la metodología que remplazará la Resolución CREG 097 de 2008, unos planes de reducción de pérdidas, cuya remuneración está sujeta al cumplimiento de las metas aprobadas a cada OR en resolución particular) Es decir, que bajo el escenario actual, no solo se están reconociendo las inversiones, sino también se están reconociendo por parte de los usuarios unos planes de reducción de pérdidas.

En este sentido, si bien es evidente que la introducción de un despliegue masivo de AMI puede permitir obtener una información más clara y completa sobre la operación de la red, este beneficio resulta marginal sobre el total de programas que hoy en día ya operan en el país y que están encaminados a un objetivo central de reducción de pérdidas y mejora de la calidad del servicio. El lograr identificar el nivel en que AMI puede aportar a una mayor “velocidad” para que estos programas se completen (bajo las metas establecidas), resulta muy incierto de estimar de manera ex ante al despliegue.

Por todo lo anterior, se considera que: i) los beneficios y costos de reducción de pérdidas y mejora de calidad del servicio ya están siendo contabilizados en la metodología de remuneración de la actividad de distribución vigente, y que iii) el nivel de marginalidad en beneficio, que aporta una mayor y mejor información, se mantendrá en estudio por parte de la Comisión. Por esta razón, estos dos beneficios particulares no están siendo considerados formalmente dentro de los análisis.

4.3 Estimación del nivel de despliegue en el SIN

Con el interés de poder determinar el nivel de despliegue en el SIN de la tecnología AMI, se tuvo en cuenta los beneficios de corto plazo (en lectura, costos evitados en suspensiones y reconexión y en remplazo de medidores) detallados anteriormente y las diferencias entre costos declarados y reconocidos de la actividad de comercialización. De la manera en que está concebida la estimación de los niveles de despliegue de AMI en el SIN, es que a medida en que se “agreguen” los beneficios o eficiencias en gastos de comercialización se podrá ir incrementando el nivel de despliegue dentro del horizonte de análisis de 10 años. Estos aumentos de financiación gradual se presentan bajo cuatro escenarios detallados en la sección 4.3.2.

4.3.1 Revisión de la remuneración de la actividad de comercialización

Como parte de los análisis de beneficios para la financiación del despliegue de la tecnología AMI, se realizó una evaluación sobre la información de costos reportadas por las empresas en el marco de las circulares CREG 114 de 2019 y 010 de 2020, con el interés de identificar potenciales diferencias entre el gasto declarado y el costo de la actividad de comercialización que hoy en día es remunerado. Esta información corresponde a los años contables 2015 al 2018.

La información de las circular CREG 114 de 2019 y 010 de 2020, es una parte integral del sistema de Información de Costos para la Regulación (ICR) que viene desarrollando la Comisión y que tiene como objetivo último “*capturar la información de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, separados por actividades*”, en pro de contribuir al buen desarrollo de la regulación para el mercado.

En las siguientes secciones, se presentan los antecedentes que llevaron a la definición de las plantillas de reporte de gastos, se analiza en detalle las cuentas incluidas por las compañías y se realiza un balance de cuentas para las compañías sobre las cuales se contaba con información para el último periodo reportado.

a. Información contable para regulación, antecedentes

El ejercicio de la función regulatoria requiere que la CREG reduzca al máximo las asimetrías de información para determinar el régimen tarifario más adecuado para cada una de las actividades sujetas a su regulación; esto con el interés único de poder determinar metodologías de cargos que se reflejen en precios eficientes a pagar por parte de los usuarios.

Por esta razón era necesario contar con una herramienta regulatoria que permitiera capturar con un mayor nivel de detalle información económico-financiera y técnica de los agentes, teniendo en cuenta los criterios de imputación fijados en función de los objetivos de la regulación económica.

En esta medida, en el año 2015, la Comisión contrató una consultoría con el objeto de diseñar la estructura básica de un modelo de Información Contable para la Regulación (ICR), que fuera compatible con los requisitos de información financiera y contable que exigen las diferentes entidades de control. Lo anterior, teniendo en cuenta las normas de contabilidad internacionalmente aceptadas y la forma de remuneración definida por la CREG para cada una de estas actividades.

Desde su concepción este modelo buscaba y busca obtener información económica – financiera y técnica detallada, verificable y fiable de las inversiones y los gastos de administración operación y mantenimiento AOM de las actividades reguladas, así como la conciliación de esta con los reportes de los estados financieros y demás información que los agentes reportan al Sistema Único de Información SUI, con el objetivo de minimizar la duplicidad de imputación de costos e inversiones.

En busca de este objetivo, se diseñó un modelo de reporte de información que fue puesto a consideración de las empresas reguladas, Circular CREG 094 de 2018, con el propósito de recibir comentarios y observaciones. Posteriormente la Comisión expidió la Circular CREG 114 de 2019, dando repuesta a los comentarios de los agentes, publicando las plantillas ajustadas que se utilizaran para el reporte de la información de cada actividad regulada, una guía de instrucciones para el diligenciamiento de los formatos y un cronograma de reporte de información de los gastos AOM de las vigencias 2015 – 2018 (que iba desde el 07 al 28 de febrero de 2020).

- El día 03 de febrero de 2020, la Comisión mediante la Circular CREG 007 de 2020, prorrogó las fechas para la entrega de la información de gastos AOM solicitados en la Circular anteriormente mencionada.

Teniendo en cuenta la declaratoria de emergencia sanitaria y la orden de aislamiento preventivo el día 27 de marzo de 2020, la CREG, publicó la Circular CREG 025 de 2020 modificando nuevamente los plazos para la entrega de la información de gastos AOM de la Circular CREG 007 de 2020 de la siguiente manera:

- Los prestadores del servicio de energía eléctrica deberán reportar la información de los gastos AOM de las vigencias 2015 al 2018 el día 16 de junio de 2020.
- Los prestadores del servicio de gas combustible, de transporte de gas licuado de petróleo y de combustibles líquidos derivados del petróleo, deberán reportar la información de los gastos AOM de las vigencias 2015 al 2018 el día 30 de junio de 2020.

Atendiendo las solicitudes de los agentes, mediante Circular CREG 042 de 2020 la Comisión adelantó un taller de socialización del procedimiento de reporte de información de los formatos de la Circular CREG 114 de 2019. Una vez desarrollado el taller de socialización y definidas las fechas de reporte, las empresas reguladas enviaron la información financiera solicitada, teniendo en cuenta las actividades reguladas que desarrolla en el giro normal de sus operaciones.

Con esta información la Comisión ha venido adelantado pruebas sustantivas de verificación de razonabilidad de las cifras reportadas en las plantillas contra la información de gastos por empresa y por actividad reportados al SUI, conciliación de los valores reportados en las estructuras de costos EDC con información técnica reportada en la bodega de datos O3 – SUI, entre otras actividades.

b. Identificación de gastos de la actividad de comercialización

Mediante la Circular CREG 094 de 2018, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG estableció que las empresas reguladas deberían reportar la información relativa a los gastos y costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM), para aquellas actividades que son reguladas en cada uno de los diferentes sectores. Como se mencionó, esta información fue posteriormente reportada mediante las plantillas definidas en la Circular CREG 114 de 2019.

Para los intereses de este análisis se consideró las cuentas del “*REPORTE DE INFORMACIÓN DE COSTOS PARA LA REGULACIÓN - FORMATO AOM-404*”, que son las que están asociadas a la actividad de comercialización de energía eléctrica. Los códigos CREG ICR que acá se mencionan y sus conceptos, pueden ser consultados en detalle dentro del Anexo “*Formato AOM_404.xlsx*” de la Circular CREG 114 de 2019”.

Con base en la experiencia del grupo de trabajo de la Comisión, se clasificó cada uno de los códigos CREG ICR del formato 404, en cinco tipos:

- Cuenta Tipo I: Cuentas directamente asociadas a la actividad de comercialización
- Cuenta Tipo II: Cuentas no asociadas a la actividad de comercialización
- Cuenta Tipo III: Cuentas que requieren un mayor estudio (caso a caso), para determinar si están asociadas a la actividad de comercialización
- Cuentas Tipo IV: Cuentas ya contabilizadas (clasificación para evitar duplicidad en los análisis)

A continuación, se enlistan los códigos incluidos en cada uno de los “Tipos” definidos.

Tabla 9 Clasificación de cuentas CREG ICR, Reporte AOM 4040

Tipo I	Tipo I	Tipo II	Tipo II	Tipo III	Tipo IV
01010100	02020200	01010202	02100100	01060201	01030900
01010201	02020300	01010302	02100200	01060202	01040000
01010301	02020400	01010400	02100300	02060100	01050000
01010600	02020500	01010500	02100400	02060200	01060300
01011000	02030100	01010700	02110300	02150600	01060400
01020100	02030200	01010800	02110400	-	01070100

Tipo I	Tipo I	Tipo II	Tipo II	Tipo III	Tipo IV
01020200	02030300	01010900	02110500	-	01070200
01020300	02030400	01020700	02130400	-	01070300
01020400	02040100	01030800	02130500	-	01070400
01020500	02040200	01031100	02130600	-	02010900
01020600	02040300	01060100	02150500	-	02070000
01030100	02090200	01060203	02150700	-	02080000
01030200	02090400	02010202	02150800	-	02110200
01030300	02110100	02010302	-	-	-
01030400	02120000	02010400	-	-	-
01030500	02130100	02010500	-	-	-
01030600	02130200	02010700	-	-	-
01030700	02130300	02010800	-	-	-
01031000	02140100	02020600	-	-	-
02010100	02140200	02050000	-	-	-
02010201	02150100	02060300	-	-	-
02010301	02150200	02090100	-	-	-
02010600	02150300	02090300	-	-	-
02011000	02150400	02090500	-	-	-
02020100	-	02090600	-	-	-

Fuente de datos: Anexo AOM 404, Circular CREG 114 de 2019

c. Diferencia entre costos declarados y reconocidos

Una vez discriminadas las cuentas de gastos que deberían en principio mantenerse como reconocidas dentro de la metodología de comercialización, se estimó la suma del total de cuentas Tipo I, Tipo II y Tipo III para cada una de las 24 compañías incluidas en el análisis integral. Este total se indexó a pesos de octubre de 2020 y se discriminó de la siguiente manera:

- Región azul: Suma de cuentas Tipo I y Tipo III, restando el costo total de lectura anual considerado para el análisis (cuya estimación se detalló en la sección 4.2.3).
- Región azul con trama: Costo total de lectura anual considerado para el análisis (cuya estimación se detalló en la sección 4.2.3).
- Región roja: Cuentas Tipo II (detalladas en la sección anterior).

Adicional a esto, para cada compañía se incluyó el costo total de comercialización reconocido, el cual se estimó tomando en cuenta: i) el costo base de comercialización aprobado (ajustado con el nivel de productividad definido, e indexado a octubre de 2020) y ii) el número de facturas totales anuales reportadas por las compañías mediante la Circular CREG 098 de 2020.

El valor de costo total anual de comercialización reconocido para cada empresa, se presenta como una barra de color negro en las Figuras 25 a la 27 del Anexo 2. Tanto este, como todos los valores representados gráficamente están expresados en millones de pesos de octubre de 2020. Es de anotar que debido a la indisponibilidad de información de cuentas para el periodo 2019, se tuvo en consideración las cuentas reportadas por las empresas en el formato ICR para el año 2018.

Si bien se realizó el análisis en detalle para cada una de las 24 compañías, para intereses de este documento, en el Anexo 2, se presenta únicamente los valores totales agregados en tres grupos de compañías.

4.3.2 Escenarios de despliegue

Como se mencionó anteriormente, de la manera en que está concebida la estimación de los niveles de despliegue de AMI en el SIN, es que a medida en que se “agreguen” los beneficios o eficiencias en gastos de comercialización se podrá ir incrementando el nivel de despliegue dentro del horizonte de análisis de 10 años. Estos aumentos de financiación gradual se presentan bajo cuatro escenarios, en donde el despliegue es determinado como un porcentaje de los usuarios a diciembre de 2019.

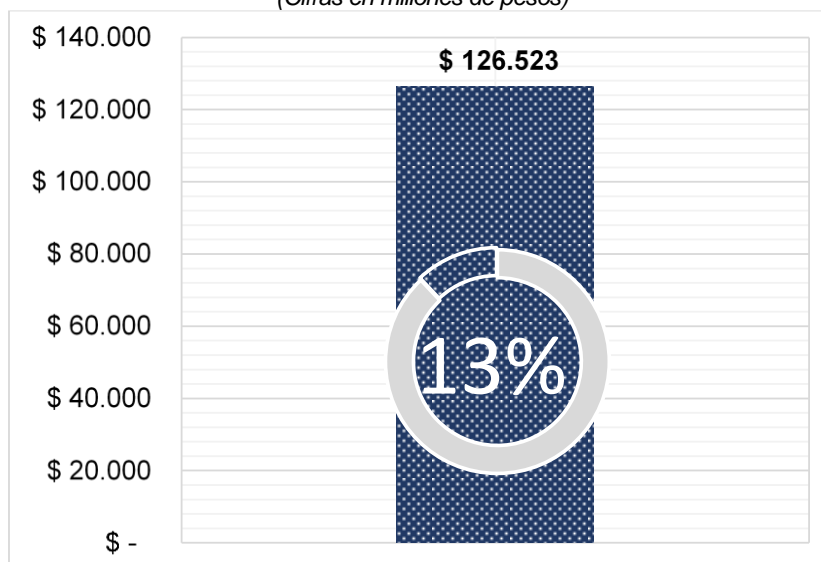
De igual manera, en esta sección se presentan consideraciones sobre: i) otros beneficios que pueden potencialmente ser incluidos para el financiamiento del despliegue, y sobre ii) los beneficios para el financiamiento del GIDI.

a. Escenario 1

El primer escenario de despliegue considera como base de financiación del programa el costo de lectura reportado por las empresas. Como se presentó anteriormente, el costo total anual de lectura para las 24 empresas con las que se contaba información o se pudo estimar un valor de referencia, es de cerca de \$126.523 millones de pesos (pesos de octubre de 2020). Con esto en cuenta y tomando como referencia los costos promedio por punto de medición detallados en la sección 4.4.4 (para un nivel de despliegue del 75%), se obtuvieron los siguientes resultados (Figura 9).

Figura 9 Despliegue bajo escenario 1

(Cifras en millones de pesos)



Fuente: Elaboración propia

Como se observa de la Figura 9, el tomar como base de financiación los costos totales anuales reportados de la actividad de lectura, permitiría financiar cerca del 13% de puntos de medida en el país, que son cerca de 203 mil puntos anuales, o algo más de 2 millones en un horizonte de 10 años. Es de resaltar que el costo por punto de medida estimado considera el CAPEX y OPEX del medidor inteligente, concentrador, sistema de comunicaciones, sistema de gestión y operación de datos, y del sistema de gestión de mediciones, así otros costos asociados al programa, como la instalación, las campañas de divulgación y de sensibilización.

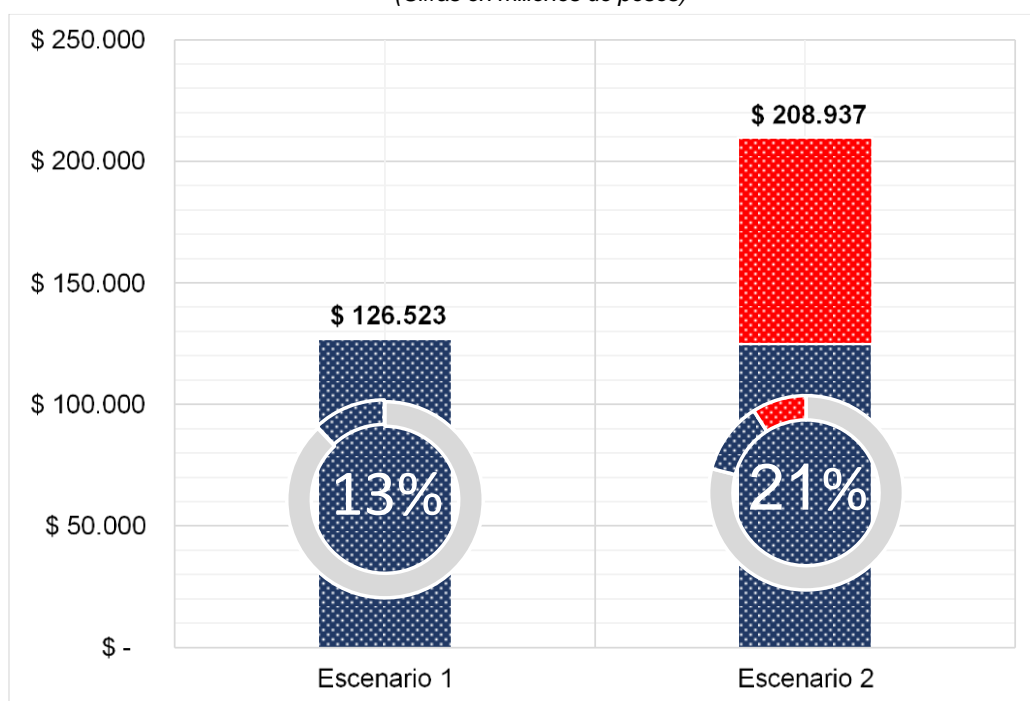
b. Escenario 2

El segundo escenario de despliegue va más allá y considera como base de financiación del programa el costo total anual de lectura reconocido a las empresas. Como se mencionó en el literal a) de la sección 4.2.3, este valor total estimado de 208.937 millones de pesos anuales, se deriva al asumir que la actividad de lectura corresponde en promedio al 15% del total del cargo de comercialización.

Tomando nuevamente como referencia los costos promedio por punto de medición detallados en el literal c) de la sección 4.2.2 (para un nivel de despliegue del 75%), se obtuvieron los siguientes resultados para el escenario 2 (Figura 10).

Figura 10 Despliegue bajo escenario 1 y 2

(Cifras en millones de pesos)



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 10 (en la barra que representa el escenario 2), el color rojo con trama, corresponde al delta entre el costo anual total reportado de lectura y el valor estimado reconocido por esta actividad. De la Figura se puede observar que, al considerar no solo el costo total anual reportado de lectura, sino el costo total anual reconocido de lectura, se incrementa el despliegue de AMI

en un 9%, para un total de 21,2%. Este porcentaje corresponde a financiar cerca de 336 mil puntos de medida anual, o 3,4 millones de puntos de medida en un horizonte de 10 años.

c. **Escenario 3**

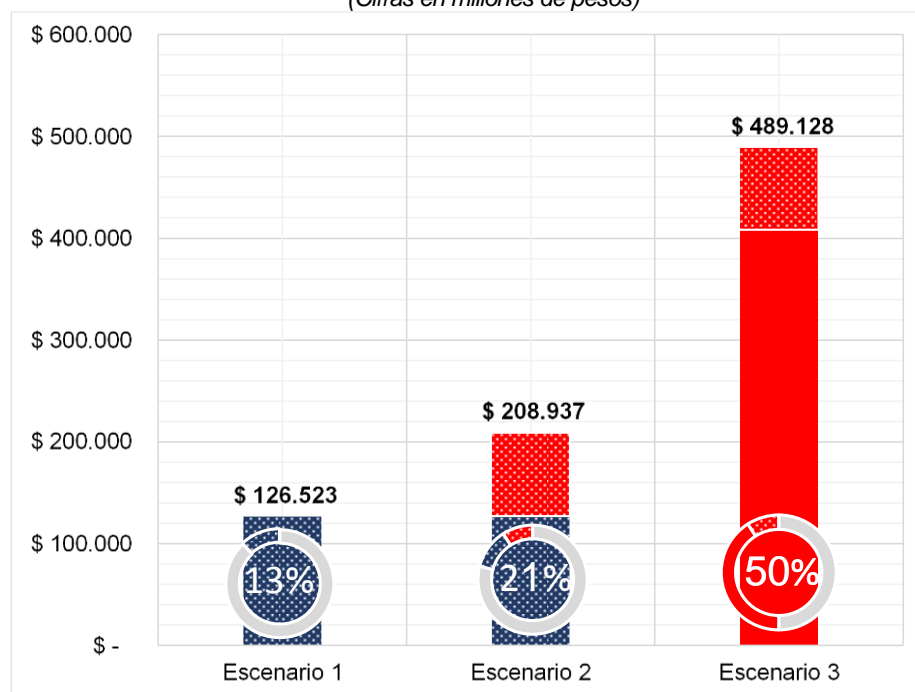
Para el escenario de despliegue número 3, se considera como base de financiación del programa el total de cuentas de gastos de comercialización clasificadas como cuentas “Tipo II” en el literal c) de la sección 4.3.1 y el delta entre los costos reconocidos y reportados de lectura (un componente que también hace parte de las cuentas incluidas como Tipo II).

El total de las cuentas Tipo II, corresponde anualmente a cerca de \$ 489.128 millones de pesos, esto, considerando la información contable de las 24 empresas de comercialización en análisis.

Similar a los dos escenarios anteriores, se consideró los costos promedio por punto de medición detallados literal c) de la sección 4.2.2 (para un nivel de despliegue del 75%), con el interés de determinar el nivel de despliegue de infraestructura AMI que podría lograrse bajo este escenario de financiación (Figura 11).

Figura 11 Despliegue bajo escenario 1, 2 y 3

(Cifras en millones de pesos)



Fuente: Elaboración propia

De la Figura 11, se puede observar que al tomar en cuenta el total anual de cuentas clasificadas como Tipo II, se lograría un nivel de despliegue de AMI de cerca del 50%. Este valor total, se presenta en la Figura como la suma del área roja (delta de costos de lectura) y los ítems remanentes de cuentas identificadas en literal b) de la sección 4.2.2.

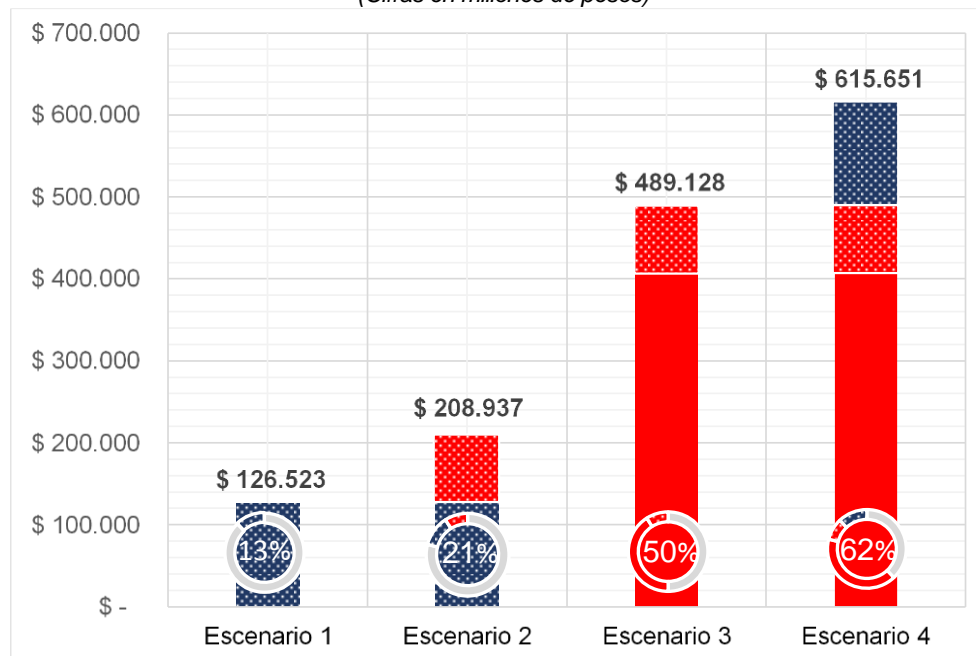
El 50 % de despliegue representa la instalación anual de cerca de 786 mil puntos de medida o de 7,9 millones de puntos de medida en un horizonte de 10 años.

d. Escenario 4

Por último, para el escenario de despliegue número 4, se considera como base de financiación del programa, la agregación gradual de los tres anteriores escenarios; esto, omitiendo los componentes repetidos. Es decir, el valor total de financiamiento para este escenario, considera todas las cuentas clasificadas como Tipo II y el costo total anual reportado de lectura, para las 24 empresas en análisis (Figura 12).

Figura 12 Nivel de despliegue bajo escenario 1, 2, 3 y 4

(Cifras en millones de pesos)



Fuente: Elaboración propia

De la Figura 12, se puede observar que al considerar estos componentes, se obtiene un valor de financiación de cerca de \$615 mil millones de pesos anuales (en pesos de octubre de 2020). Con el valor total de referencia del escenario 4, se estima un nivel de despliegue de cerca del 62%, es decir 989 mil puntos de medida, que un horizonte de 10 años con un supuesto de instalación constante para todos los años representaría cerca de 10 millones de puntos de medida.

Es de anotar, que de contar con información de las 5 empresas restantes, este valor y el del escenario 3 podrá incrementar. De igual manera, el valor estimado de \$126.523 y 208.937 millones de pesos de los escenarios 1 y 2 podrán ganar mayor precisión una vez se cuente con información más reciente y completa sobre los costos reales de las compañías para las cuales fue necesario estimar un valor de referencia.

Sobre otros beneficios para el financiamiento del despliegue

Para la determinación del nivel de despliegue, se consideró inicialmente los beneficios asociados a la actividad de lectura y a las diferencias entre las cuentas de gastos reconocidos. No obstante,

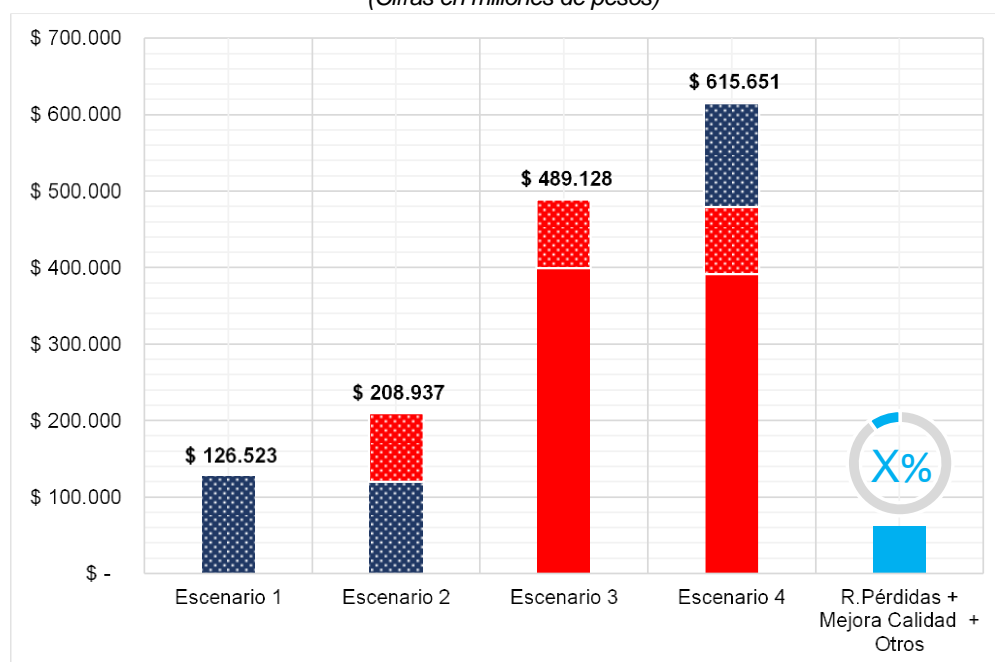
como se describió en la sección 4.2.3, existen otros beneficios que potencialmente se pueden materializar en el mediano y largo plazo.

La expectativa es que a medida que estos beneficios puedan ser monetizados se podrá incrementar el nivel de despliegue anteriormente estimado. Estos beneficios corresponden a: i) Reducción de pérdidas técnicas, ii) Mejoras en la calidad de la energía, iii) Reducción del precio de energía, iv) Reducción de pérdidas no técnicas, v) Inversiones diferidas en distribución, vi) Reducción de costos de atención al usuario, vii) Ahorro en los costos de compra de energía y viii) Reducción de los costos de facturación. Sobre el beneficio de reducción de pérdidas técnicas y mejoras en la calidad de la energía se presentaron consideraciones adicionales en el literal e) de la sección 4.2.3

Tomando lo anterior en cuenta, en la Figura 13, se presenta los cuatro escenarios estimados y una barra adicional para representar un futuro potencial beneficio por los conceptos anteriormente descritos. La magnitud del beneficio es solo un valor de referencia para los propósitos de la representación gráfica.

Figura 13 Otros beneficios para el financiamiento del despliegue

(Cifras en millones de pesos)



Fuente de datos: Elaboración propia

Sobre los beneficios de ahorro en costos de suspensión, reconexión y de reemplazo del medidor

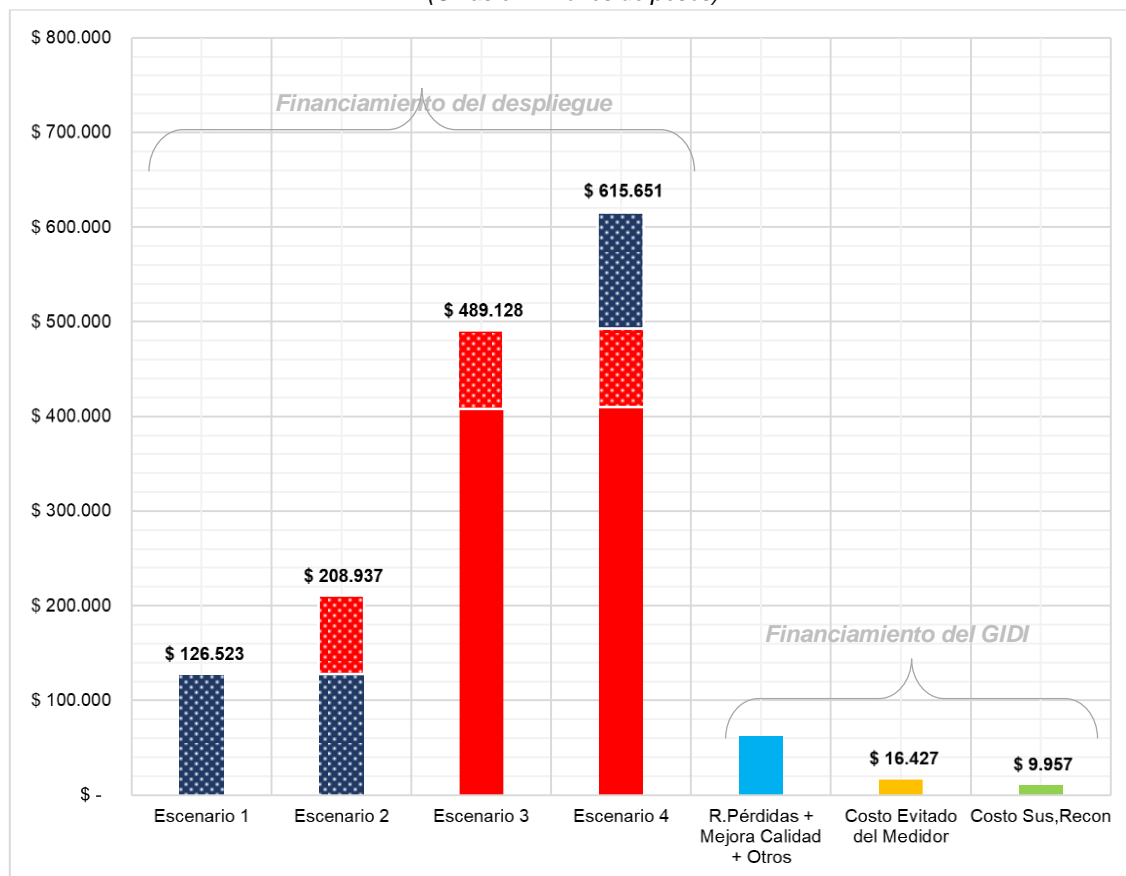
Por su parte, si bien se clasificó los beneficios de ahorro en costos de suspensión, reconexión y de reemplazo de medidor como beneficios en el corto plazo, su estimación no es considerada directamente para el apalancamiento de los puntos de medición. Estos, están considerados en los análisis como beneficios mediante los cuales se podrá financiar la infraestructura AMI, pero en lo que tiene que ver con el costo del Gestor Independiente de Datos e Información – GIDI.

Para la estimación del valor de financiación de GIDI por estos conceptos, se consideró el beneficio de costo anual evitado de reemplazo de medidores (estimado de acuerdo con los criterios definidos en la sección 4.4.5.3) y se estimó un valor de ahorro en costos de operaciones de suspensión y reconexión anual para el escenario de despliegue 1 (13%). Los resultados se presentan en la

Figura 14 en millones de pesos de octubre de 2020.

Figura 14 Beneficios para financiamiento del GIDI

(Cifras en millones de pesos)



Fuente: Elaboración propia

De la

Figura 14, se puede observar un beneficio anual estimado por costo evitado de reemplazo del medidor de cerca de \$16.427 millones de pesos (descripción detallada en el Anexo 2) y un beneficio anual estimado por reducción de operaciones de suspensión y reconexión de \$9.957 millones de pesos (descripción detallada en el Anexo 2); esto, para un total de cerca \$26.385 millones de pesos.

De las referencias de costos para este sistema, tenemos que el GIDI puede estar un rango de costo anual de entre 39.000 millones de pesos y 3.900 millones de pesos (promedio de 21.450 millones de pesos). En este sentido y bajo estos supuestos, estos dos beneficios podrían potencialmente cubrir los costos anuales esperados del GIDI.

5. PROPUESTA REGULATORIA

A partir del análisis de comentarios recibidos respecto de la propuesta efectuada mediante la Resolución CREG 131 de 2020 y los análisis realizados sobre los beneficios y costos presentados, se ha construido la normatividad requerida para el despliegue de AMI en Colombia, cumpliendo los criterios y principios establecidos por la política pública, con parámetros de eficiencia, asignando los costos en función de los beneficios recibidos en cada caso.

La normatividad considera la aplicación de un modelo donde el despliegue de AMI lo realiza principalmente el OR, instalando los medidores avanzados en su mercado de comercialización y la infraestructura requerida para realizar comunicación bidireccional con los medidores para entregar la información recopilada al el Gestor de Independiente de Datos e Información, GIDI, quien centraliza toda la información de los OR en el país y permite que, además de mantener la información disponible con total neutralidad, puede efectuar funciones que permiten mejorar la competencia en la comercialización de energía eléctrica.

De esta manera, se presenta la propuesta normativa, dividida en los siguientes segmentos:

- Disposiciones generales,
- Derechos y deberes de los usuarios,
- Responsabilidades de los prestadores,
- Requisitos técnicos generales,
- Planes de implementación,
- Despliegue,
- Remuneración del esquema,
- Gestión de datos
- Transición y ajustes regulatorios

A continuación, se presentan, de manera resumida, algunos detalles de cada uno de los segmentos presentados, finalizando con un análisis jurídico, que incluye la manera en que se debe organizar el marco regulatorio y permite visualizar la secuencia de eventos normativos requeridos para la preparación y desarrollo del despliegue de AMI.

5.1 Disposiciones Generales

En esta sección se plantean los criterios bajo los cuales se plantea el cumplimiento de los objetivos de la política pública y las metas establecidas, conjuntamente al desarrollo de parámetros de eficiencia y demás principios establecidos para el desarrollo de la regulación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Se indica que el alcance de la reglamentación de AMI cubija a todas las fronteras comerciales en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Si bien, para algunas implementando sistemas AMI, se asigna la actividad de lectura de medidores de la totalidad de fronteras comerciales al OR.

En términos generales, se plantea que la implementación se desarrolle a través de dos tipos de agentes: i) el OR en el mercado de comercialización y ii) un gestor de información nacional denominado Gestor Independiente de Datos e Información, GIDI.

Los datos de energía eléctrica, como “actores” principales de la infraestructura AMI, tendrán el tratamiento de personales según corresponda con su naturaleza y las definiciones legales establecidas en la Ley 1581 de 2012. Como aspecto relevante se menciona que ningún agente en ejercicio de sus funciones, tendrá ninguna titularidad o derecho respecto de los datos ni de la información que se produzca a partir de su tratamiento.

Para asegurar la neutralidad respecto del tratamiento de los datos e información, el agente que desarrolle la nueva actividad de gestión de datos deberá ser completamente independiente de los actuales actores de la cadena de prestación del servicio. Para ello, no podrá tener ninguna clase de relación o vínculo con ninguno de los agentes existentes que desarrollen alguna de las actividades de la cadena de prestación del servicio, o aquellos encargados del Centro Nacional de Despacho (CND), Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) o liquidación de cuentas (LAC).

Si bien, el OR es el agente designado para llevar a cabo una porción del despliegue de la infraestructura AMI, dicho agente deberá mantener el desarrollo de esta función de manera completamente independiente a la de su naturaleza como operador de red. Es decir, las inversiones que se realicen en AMI no podrán ser parte, de ninguna manera y ningún caso, de los planes de inversión en desarrollo de su actividad principal.

De esta manera, el OR deberá llevar una contabilidad independiente que permita revisar en cada momento el desarrollo de esta actividad, que no se puede confundir en ningún momento con la de distribución de energía eléctrica.

5.2 Derechos y deberes de los usuarios

El Título II de la resolución establece las reglas para garantizar que los usuarios del SIN (que formen parte del proyecto de implementación de AMI) tengan claridad sobre sus derechos y deberes en relación con las condiciones del despliegue de la tecnología y sistemas asociados.

Lo anterior, sin perjuicio de los ajustes regulatorios que deban realizarse a la regulación expedida por la Comisión, entre otras la Resolución CREG 108 de 1997, sobre la protección de los derechos de los usuarios en lo relativo a facturación, comercialización y demás asuntos asociados a la relación de la empresa con el usuario.

Para este efecto, se plantea una actualización dentro de los contratos de condiciones uniformes, que elimine la exigencia a suscriptores o usuarios de adquirir, instalar, mantener y reparar los medidores avanzados.

En el caso del primero existe la necesidad de limitar la posibilidad que tienen las empresas de exigir, en las condiciones uniformes de los contratos de servicios públicos de energía eléctrica, que los suscriptores o usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los equipos de medida avanzada. Esta medida se considera como una disposición dirigida a proteger los derechos de los usuarios y es concordante con el esquema de remuneración establecido.

Así mismo, dicha atribución de las empresas se considera ha sido ejercida en el marco de la relación comercial y contractual usuario – prestador, sin embargo, tal como se ha expuesto y en el marco de la infraestructura AMI, la medición avanzada considera elementos adicionales y adquiere otras connotaciones en el marco del interés general y la debida prestación del servicio.

Esta posibilidad de que las empresas hagan dicha exigencia no es compatible ni concordante con estos elementos.

Mas aún, estas limitaciones se ajustan a las facultades regulatorias con las que cuenta la Comisión de establecer parámetros de conducta a los agentes regulados dentro de la función regulatoria, para lo cual, el artículo 14 de la Ley 142 de 1994 establece lo siguiente:

“14.18. Regulación de los servicios públicos domiciliarios. La facultad de dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y de esta ley, para someter la conducta de las personas que prestan los servicios públicos domiciliarios a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos”.

En esta línea, se proponen dos alternativas de propiedad del medidor avanzado, en función de la decisión del usuario.

- En el marco de la Ley 142 de 1994, no se limita la posibilidad y el derecho que tiene el usuario de adquirir e instalar su propio medidor, estableciendo reglas para su aplicación en el marco del esquema de medición avanzada.
- Así mismo, existe la alternativa de que el usuario disponga que sea el OR quien reemplace el medidor tradicional por un medidor avanzado, estableciendo reglas para su aplicación, entre otras, aquellas en relación con la existencia de un nivel de información suficiente para el usuario en relación con el cambio del equipo de medida.

Todo lo expuesto será de una fácil aplicación, además porque una gran proporción del parque de equipos de medida instalados ya supero su vida útil. No obstante, para aquellos usuarios que recientemente hayan cambiado su medidor y su vida útil no supere 8 años (un poco más de la mitad de su vida útil) se propone que, de manera conjunta con el cambio, se reconozca al usuario una fracción del valor de lista del equipo de medida.

Igualmente, dentro de la correspondiente sección, se establecen disposiciones en relación con el cambio de fronteras de agentes y usuarios, así como verificaciones de los sistemas de medición con medidores avanzados, entre otros, considerando la regulación prevista en el Código de Medida de la Resolución CREG 038 de 2014.

Por otro lado, dentro del esquema de la infraestructura AMI se ha planteado la existencia del concepto de *“datos de energía eléctrica”*. La Comisión ha considerado que estos corresponden al conjunto de información relacionada con la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

De estos hacen parte los registros de voltaje, corriente, consumo o producción de energía activa y reactiva periódicos, las tarifas del servicio, los relacionados con ausencia/presencia de tensión, cantidad y duración de las interrupciones del servicio y todas aquellas alarmas o señales que indiquen cambios en las condiciones del medidor avanzado, así como la programación del medidor avanzado incluyendo el programa de manejo y su actualización y los saldos de energía en los casos de los medidores con función de prepago.

De acuerdo con esto, en la medida que dentro de estos datos existan aquellos que tengan la calidad de datos personales en el marco de la Ley 1581 de 2012 y sus disposiciones reglamentarias, dichos datos deben recibir el trato previsto en dicha normativa. En este sentido, el usuario y/o suscriptor es el titular de los datos de energía eléctrica que sean obtenidos del medidor avanzado, cuando estos tengan la calidad de datos personales.

Por otro lado, siguiendo los lineamientos jurisprudenciales en materia de datos personales y los conceptos que sobre esta materia ha emitido la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, para el caso de las personas jurídicas, este mismo tratamiento y protección se debe dar por parte de los OR cuando se puedan afectar derechos de las personas naturales que la conforman.

De igual manera, se considera importante que los usuarios cuenten con la suficiente información en relación con el tratamiento de dichos datos.

De forma complementaria, se proponen reglas para el cambio de medidores por parte del OR, las verificaciones de los sistemas de medición avanzada y el cambio de fronteras que agreguen usuarios, con el fin de que cada usuario dentro del SIN cuente con una frontera individual. Respecto a esto, es importante anotar que, aunque se propenda por la normalización de las fronteras que agregan usuarios para que cada uno de los usuarios pueda contar con su frontera individual, el efecto inicial de este cambio no afecta de ninguna manera la representación comercial de la totalidad de los usuarios a quienes se les instale medición individual por cuanto deberán ser registrados por el mismo comercializador que les venía atendiendo. No obstante, en adelante, dichos usuarios podrán efectuar el cambio de comercializador en el momento que así lo dispongan, en las mismas condiciones que todos los usuarios que dispongan de medidores avanzados, propendiendo por el aumento de la competencia del servicio.

Por último, con respecto a las fronteras comerciales de los mercados del SIN, la resolución plantea que su operación física esté a cargo del OR. Esto no implica un cambio en las obligaciones de registro de fronteras ni ninguna otra responsabilidad comercial asignada a los comercializadores.

5.3 Responsabilidades de los prestadores

Por parte de los prestadores, uno de los elementos fundamentales es el plan de despliegue. Los OR son los responsables de este despliegue y consecuentemente se les asigna la obligación de elaborar el plan que permita llevarlo a cabo. Para ellos, se determinan las etapas, incluyendo el plan piloto, el análisis de costos y beneficios de su mercado o de los segmentos de su mercado en los cuales vaya a desplegar la infraestructura AMI.

Los programas piloto, que deben ser concebidos por cada uno de los OR a partir del conocimiento de su sistema y con el objetivo de encontrar la solución que mejor se adapte (en términos de comunicaciones para la correcta transmisión del dato, de seguridad de los equipos de medida en los casos que así se requiera, de las condiciones de implementación de etapas intermedias para la agregación de datos, escalabilidad e interoperabilidad de la solución y de todas aquellas características particulares), permitirán al OR identificar una solución ajustada a sus necesidades para mejorar el desempeño del despliegue planeado y los costos de la solución.

Una vez desplegada la solución, el OR es el agente responsable por recolectar, consolidar y entregar al GIDI los datos del usuario con medidor avanzado y, a partir de una fecha determinada, el responsable de adquirir todos los datos de los usuarios, independientemente de si el usuario cuenta con medidor avanzado o no. Con esto, la función de recolección de datos, antes asignada al comercializador, cambiará de agente responsable.

Dentro de esta función de recolección de datos asignada al OR, este agente deberá garantizar la integridad de estos y velar por adquirir la mayor cantidad en los tiempos que se establezcan. No obstante, entendiendo que se pueden presentar situaciones excepcionales en las cuales no sea posible capturar los datos en segmentos muy pequeños de tiempo, es necesario considerar una metodología de cálculo para efectos de facturación.

Es así como se espera que el Comité Asesor de Comercialización, CAC, realice una propuesta de metodología, considerando los pilares básicos establecidos en la ley 142 de 1994 para la determinación del consumo facturable en los casos que no sea posible adquirir el dato a partir del medidor instalado, considerando las herramientas tecnológicas brindadas por los equipos y software empleado en la AMI. Esto, buscando permitirle a los OR programar sus equipos de tal manera que respondan a los criterios y procedimientos acordados por dicho Comité, sin perjuicio que el OR pueda reemplazar posteriormente estos cálculos por los datos reales.

Como se detalla más adelante, el OR obtendrá los recursos para el despliegue de AMI a partir de las reducciones en el cargo de comercialización y, a su vez, el GIDI obtendrá los recursos necesarios para su funcionamiento a partir de la creación de una nueva sección en el costo unitario de prestación del servicio.

Después de considerar el cambio de la responsabilidad de la lectura de los equipos de medida, las responsabilidades de los comercializadores no se ven modificadas en un mayor grado. Los elementos para determinar el consumo facturable serán obtenidos de la información que el GIDI publique para tal fin.

Ahora bien, respecto de las responsabilidades del GIDI, además de ser el centralizador de la información del país y, por ende, el encargado de mantener la integridad de los datos de manera continua, se espera que este nuevo agente: i) desarrolle plataformas que permitan realizar consultas de energía eléctrica por parte de todos los usuarios (sumado a los usuarios del servicio público se incluyen como usuarios de la información a los comercializadores que toman los datos para facturación o a las entidades de regulación, vigilancia y control para sus propósitos particulares) desde cualquier dispositivo, ii) sea el centralizador de información de las tarifas que ofrecen los distintos comercializadores en un mismo mercado y así mismo, iii) sea el punto inicial para adelantar trámites de cambio de comercializador en línea, de tal manera que el procedimiento de cambio de comercializador sea más ágil y visible para el usuario.

Tomando en cuenta este nuevo rol dentro del andamiaje de prestación del servicio, es completamente necesario que quien desarrolle las actividades de la gestión de información sea un agente independiente de los demás actores de la cadena de prestación del servicio actual, con el objeto de tener una completa imparcialidad en la presentación, procesamiento y análisis de los datos.

5.4 Requisitos técnicos generales

La Resolución 4 0072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía, establece las funcionalidades mínimas de la infraestructura AMI. En ese sentido, la propuesta retoma estas funcionalidades e incorpora una adicional para el medidor avanzado. Esta función, es la función de último suspiro “*last gasp*” que consiste en la propiedad que tiene el medidor avanzado, o el sistema en su conjunto, para informar que se ha producido un corte en el suministro eléctrico en tiempo real.

En cuanto a la definición de los requisitos técnicos para la infraestructura AMI, la propuesta emplea la segunda versión de la Norma Técnica Colombia 6079 “*Requisitos para sistema de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica*”, de octubre de 2019. No obstante, se ha considerado pertinente permitir que dichas condiciones varíen en la manera que lo haga la citada norma, para permitir que los avances tecnológicos sean oportunamente tenidos en cuenta.

La norma por su parte establece para los diferentes elementos que conforman la infraestructura AMI (medidor avanzado, unidad concentradora, sistema de gestión y operación, comunicaciones y seguridad), las condiciones técnicas mínimas. Estas condiciones en general se apoyan en normas internacionales.

Otro elemento relevante, es que el Comité de Medidores de ICONTEC se encuentra elaborando un complemento a esta norma que permita llevar a cabo un proceso de demostración de la conformidad de los sistemas AMI con la norma NTC 6079, lo que facilitaría el ejercicio de control y de evaluación del despliegue. La propuesta considera este aspecto, aunque aún no está finalizado su trabajo.

De igual manera, se debe tener en cuenta que la SIC se encuentra desarrollando la reglamentación al control metrológico aplicable a medidores de energía eléctrica activa, dirigido a los medidores residenciales, con lo que la expedición definitiva de dicho reglamento deberá ser parte integral de las características con las que se proponga el diseño del plan y su despliegue.

Por otro lado, es necesario comentar que la Agencia Nacional del Espectro, ANE, se encuentra estudiando la posibilidad de abordar el problema de las limitaciones en la normatividad de espectro de uso libre para la implementación de sistemas de lectura automática de medidores de consumo de servicios públicos en Colombia, cuyos resultados serán de gran importancia para la determinación de los costos de los sistemas de telecomunicaciones en soluciones que requieran el uso del espectro de uso libre.

5.5 Planes de implementación

Como ya se indicó anteriormente, uno de los elementos fundamentales es el plan de despliegue. Los OR son los responsables de este despliegue y consecuentemente se les asigna la obligación de elaborar el plan que permita llevarlo a cabo.

Los OR son los responsables de elaborar el plan de implementación para sus mercados. Estos planes de despliegue no restringen estrictamente la unidad de análisis al “mercado de comercialización” atendido por el OR.

Para la elaboración de dicho plan, cada OR inicia con el mercado de comercialización como unidad de análisis. Sin embargo, es tarea del OR determinar si hay una unidad de análisis más pequeña (áreas geográficas, departamentos, municipios, cobertura de subestaciones, circuitos de media tensión, etc.) que pueda viabilizar el despliegue de manera eficiente. Los planes de despliegue de cada OR tienen dos objetivos principales:

1. Maximizar el beneficio neto para la unidad de análisis.
2. Maximizar la cobertura.

Dado que estos objetivos no necesariamente van en la misma dirección, es responsabilidad del OR documentar de manera detallada y verificable la posición con respecto a los objetivos que incluye en su plan. El análisis que haga el OR para justificar el diseño de la solución debe obedecer a criterios imparciales, con supuestos suficientemente claros y explícitos (con respecto a la información que emplee), de manera que permita la correcta y completa verificación por parte del regulador o de las autoridades de control y vigilancia.

Las condiciones técnicas y logísticas asociadas a la interoperabilidad, la ciberseguridad, la escalabilidad y la flexibilidad de la tecnología forman parte del diseño a cargo del OR. Sobre esto, es importante que la solución diseñada por el OR permita que el usuario tenga la posibilidad de elegir el medidor con el cual se vaya a leer su consumo. En el caso en que un usuario desee instalar un medidor distinto al propuesto por el OR, el usuario podrá hacerlo asumiendo el costo. Lo anterior, siempre que el medidor cumpla con las condiciones técnicas autorizadas.

De las experiencias nacionales e internacionales revisadas, se encuentra que el desarrollo de ensayos previos permite obtener una justa aproximación en la definición de la tecnología a desplegar. Estos ensayos, comúnmente denominados “pilotos”, permiten a un OR poner a prueba las opciones tecnológicamente disponibles y encontrar la solución que presente un mejor comportamiento, acorde con los objetivos particulares.

Es por este motivo, que uno de los requisitos para presentar el plan de despliegue es haber realizado una prueba piloto relevante, con base en el cual se definan las características técnicas de la solución a implementar. Aquellos OR que demuestren haber realizado pruebas piloto, no estarán obligados a su ejecución y podrán presentar su plan de manera inmediata, lo que aplica igualmente para aquellos OR de menos de 150.000 usuarios que no hayan efectuado pilotos pero que realicen el desarrollo conjunto con un OR que ya los haya efectuado.

Uno de los aspectos que se plantea es la posibilidad de que los OR, que atienden mercados con más de 150.000 usuarios, puedan presentar su plan de despliegue en conjunto con OR's en mercados con menor cantidad de usuarios. El objetivo de esta alternativa es el de permitir a los OR's con menos de 150.000 usuarios aprovechar la sinergia, entendida en términos de economías de escala y experiencia, de los mercados con más usuarios.

La motivación para que el OR de un mercado con menor cantidad de usuarios se asocie con otro OR con más cantidad de usuario, se encuentra en la mayor cantidad de recursos disponibles para el despliegue de su plan. Es decir, mientras un OR (con más de 150.000 usuarios) que no se asocia con otro más pequeño recibirá recursos para su plan durante un periodo determinado, un OR que sí se asocie con otro más pequeño contará con ingresos por dos meses adicionales al periodo inicialmente establecido; esto, por cada OR de menor número de usuarios con el que se asocie.

El límite de 150.000 usuarios se explica a partir de la combinación de dos aspectos: i) el tamaño mínimo para viabilizar financieramente un proyecto y ii) la cantidad de usuarios por OR y su posibilidad de desarrollar AMI en todo su sistema.

- Respecto del primero, a partir de la información recopilada durante las reuniones adelantadas con algunos de los OR que han desarrollado pilotos de AMI y con los proveedores de soluciones, en el marco de lo propuesto en la Circular CREG 033 de 2018, varios de los participantes coinciden en que el tamaño mínimo de una solución AMI (para que sea viable financieramente) se encuentra entre 15.000 y 20.000 puntos de medida.
- Sobre el segundo, al revisar el tamaño de los 29 mercados del país, se pueden diferenciar tres grupos: a) mercados con una cantidad de usuarios superior al 6% de los usuarios a nivel nacional (15,3 millones de usuarios a diciembre de 2019), b) mercados con una cantidad de usuarios entre 6% y 1% de la misma referencia y c) mercados con una cantidad de usuarios inferior al 1%.

En principio, se considera que los mercados del literal c) son los que podrían ser beneficiarios de la sinergia con OR de mercados más grandes. Lo anterior, considerando que estos podrían presentar algunas dificultades para dimensionar un plan con características de economías de escala, y que el potencial tamaño de dichos mercados no supera el tamaño mínimo para que los proyectos sean viables (un mercado tiene 21.500 usuarios y tres tienen menos de 10.000 usuarios, cada uno). Lo que dejaría una alta posibilidad de las soluciones no sean implementada al 100% de los usuarios.

Por supuesto, eso no descarta la colaboración entre mercados con OR en situación de control. Lo que añade, es que, en un escenario en el que el OR en el mercado “grande” colabore con uno o más OR en mercados más “pequeños”, dicha colaboración arroje beneficios para el mercado grande también, a través de la remuneración.

Ahora, es importante mencionar que la ejecución de inversiones (que se han efectuado con anterioridad) en equipos de medida por parte de las empresas, son ajenas al presente esquema regulatorio; es decir, las mismas no se pueden considerar de manera anticipada como parte de la infraestructura de medición avanzada. En este sentido, es importante mencionar que la ejecución de inversiones (por parte de las empresas) han sido realizadas bajo su propio riesgo, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994.

Sobre la estrategia del despliegue, la experiencia internacional ha identificado que es fundamental que el usuario esté debidamente informado durante todo el proceso de implementación. Esto implica que el OR debe incorporar a su plan un programa de difusión, que entregue la información necesaria para que el usuario conozca el alcance del proyecto y los efectos esperados de AMI. Debido a que se trata de una labor pedagógica, el OR debe asegurarse de poner a disposición del público las herramientas necesarias de difusión que viabilicen el empoderamiento del usuario en el corto, mediano y largo plazo. El adecuado desarrollo de este punto se considera esencial para garantizar un proceso exitoso de implementación de la infraestructura AMI.

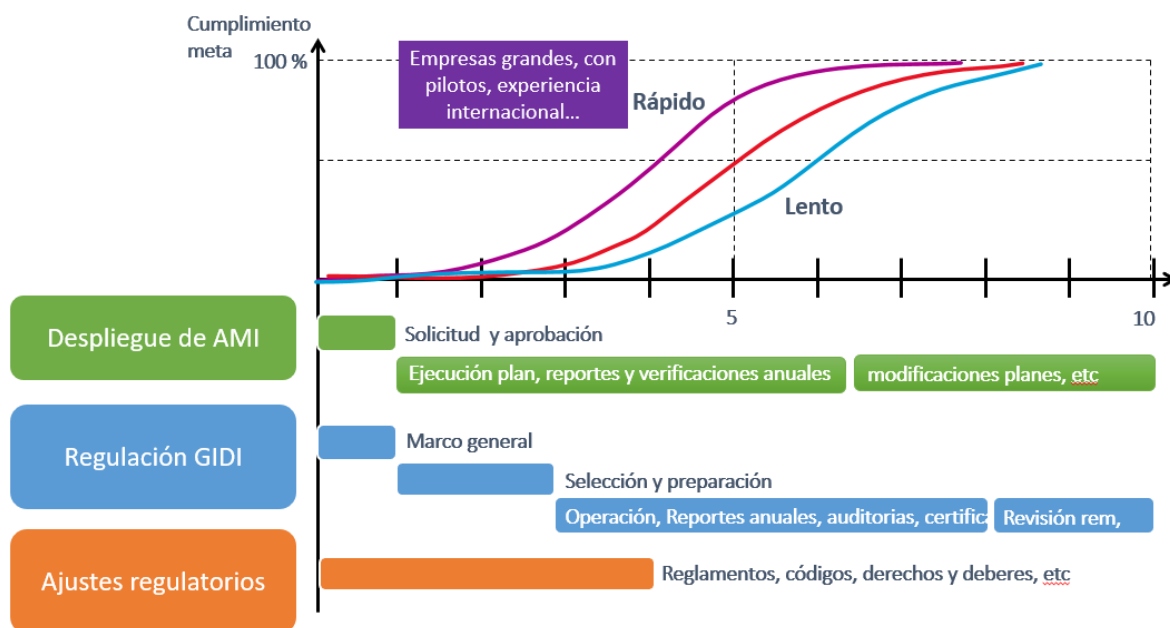
5.6 Despliegue

Como regla general, un plan de despliegue únicamente se pone en marcha cuando tenga una sustentación técnica que permita identificar beneficios netos positivos asociados al proyecto de manera local.

Puesto que la propuesta asigna como responsable del despliegue de AMI al OR, este agente será también el encargado del análisis de eficiencia respectivo. Esta forma de plantear la solución de la infraestructura AMI, permite al OR identificar las ventajas y desventajas que enfrenta en su área de influencia, para el despliegue, y por ende diseñar el plan que optimice su proceso. Esto se hace bajo el entendimiento de que es el OR quien mejor conoce las condiciones y los requerimientos de los usuarios y de que, en caso de desconocer aspectos concretos de su mercado, puede realizar el estudio correspondiente para incorporar la información faltante de manera rigurosa y expedita.

La siguiente ilustración presenta, de manera general, el proceso de despliegue de los planes de los OR. Las curvas; violeta, roja y azul representan diferentes velocidades de despliegue; esto, anticipándose a que existirán OR con velocidades de despliegue superiores a otros, pero demostrando que sin importar esto, todos deben considerar el cumplimiento de sus objetivos al año 2030:

Figura 15 Proceso de despliegue



Fuente. Elaboración propia

Asociado al despliegue, se presenta (en los cuadros verde, azul y naranja inferiores), un plan de desarrollo regulatorio y ajuste normativo asociados a la materialización de los programas de infraestructura AMI.

Despliegue de AMI

En lo que se refiera a la sección de despliegue de AMI, se considera un año, como el tiempo requerido para la elaboración, presentación de la solicitud y aprobación por parte de la CREG. Posteriormente, se prevé que inicie el despliegue, en las fases consideradas la normatividad, donde se priorizan usuarios con consumos altos (igual o más de 1.000 kWh mes de consumo promedio) y los usuarios auto generadores. Esto, en línea con los objetivos trazados por la política pública de que trata la Ley 1715 de 2014.

Por último, se considera que pueda existir una etapa de revisión y reformulación de los planes, como consecuencia de la evolución de los programas y los requerimientos de ajuste.

5.7 Remuneración del esquema

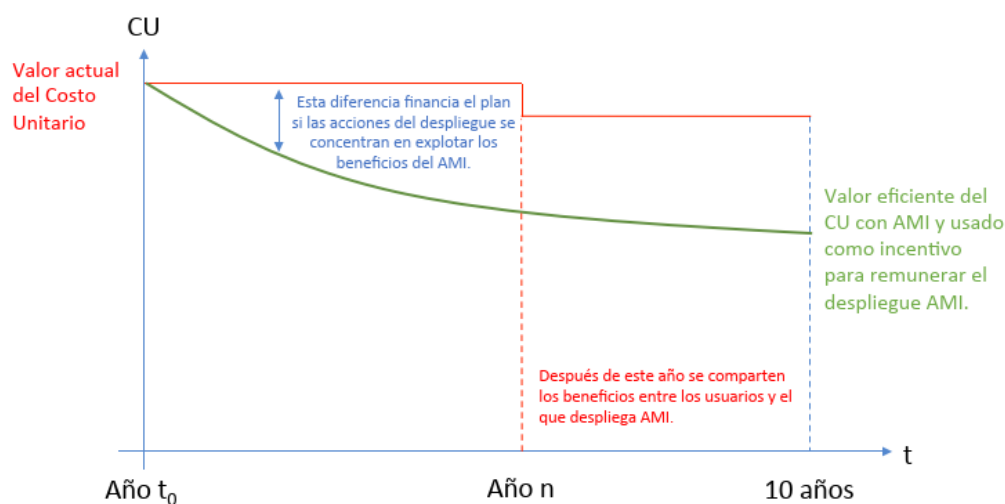
Respecto a la remuneración de la infraestructura AMI, el criterio general de la Comisión es que quien recibe los beneficios debe ser quien asuma los costos del despliegue y operación del sistema.

Sobre esto, el estudio adelantado por la Universidad Tecnológica de Pereira, UTP, aporta en la medida en que logra: i) relacionar y analizar los múltiples beneficios de la infraestructura AMI, y ii) determinar el agente en quien recae cada uno de ellos.

Una de las principales conclusiones del estudio, es que el despliegue y operación de la infraestructura AMI puede realizarse sin incremento del costo unitario de prestación del servicio (en lo que está relacionado por este concepto). Esto, suponiendo que se mantienen los costos reconocidos por las actividades de distribución y comercialización de energía en lo que corresponda.

En la siguiente ilustración se detalla el concepto general propuesto:

Figura 16 Modelo de gestión descentralizada de información



Elaboración: UTP, 2019.

Propuesta de remuneración infraestructura AMI

Tomando como base el modelo de remuneración presentado por la UTP, los supuestos presentados en el Documento CREG 103 de 2020 y los beneficios identificados anteriormente, la remuneración consiste en destinar los recursos dedicados para lectura de medidores más los recursos obtenidos de mejorar en eficiencia y mejoras en identificación de costos de la actividad de comercialización.

Lo anterior, para aquellos mercados de comercialización para los que sean aprobados planes de despliegue de AMI. De la misma manera, se propone mantener el AOM base aprobado a los OR en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018. No obstante, se realizarán estudios para determinar los beneficios marginales en reducción de pérdidas y mejoras en calidad del servicio, con la posibilidad de aumentar el despliegue con dichos recursos.

Todo lo anterior, implica la definición de reglas de traslado de recursos desde los comercializadores hacia los operadores de red. Este valor de traslado, de acuerdo con los análisis llevados a cabo por la Comisión, corresponde inicialmente al 15% del costo base de comercialización del mercado, fracción que representa la remuneración de la actividad de lectura dentro de los cargos de comercialización.

Este traslado, como se verá adelante, será producto de la modificación de la remuneración de la comercialización de energía en el sentido de descontarle la remuneración por lectura, entre otros, para así, poder asignarle este recurso a los OR.

Consideraciones adicionales

Tomando en cuenta la propuesta de desarrollo conjunto en el despliegue de AMI, el OR de un mercado de comercialización con más de 150.000 usuarios, podrá mantener la remuneración establecida durante un período de dos meses adicionales. Al plazo de remuneración definido para los OR del país, por cada OR de menos de 150.000 usuarios con el que desarrolle conjuntamente AMI.

De igual manera, se propone un incentivo ante el incumplimiento de las metas de despliegue propuestas por el OR, con el retiro de los recursos asignados y la devolución de los recursos correspondientes a las metas incumplidas.

Propuesta de remuneración GIDI

En lo que tiene que ver con la remuneración y los costos de operación de GIDI, estos serán determinados en una regulación independiente y asignados a los usuarios, para lo cual será necesaria la modificación de la fórmula de costo unitario de prestación del servicio.

5.8 Gestión de datos

Una novedad con alto impacto en el esquema de prestación del servicio es la introducción de la actividad de gestión independiente de datos e información. El agente que desarrolla esta actividad se denomina GIDI y se plantea como un agente con la obligación de realizar una gestión neutra de la información. La información incluye, tanto la recolectada directamente a través del medidor, como aquella que se derive de su procesamiento, análisis, reporte y difusión.

La facturación y los demás usos de la información resultante de la AMI se realizará entonces a través del GIDI, una vez se inicie el desarrollo de la actividad.

El marco legal con el cual se desarrolla la regulación de la información resultante de la AMI responde, como el resto de la regulación de la CREG, a los objetivos de las Leyes 142 y 143 de 1994 y a la política pública sectorial. Además, puesto que existe un marco legal específico para el tratamiento de datos y la gestión de datos personales, se tiene en cuenta también lo establecido por la Ley 1266 de 2008 y la Ley 1581 de 2012.

Como se explicó en el numeral 4, la gestión independiente de la información es un elemento fundamental para asegurar el aprovechamiento de los datos de la infraestructura AMI. De la revisión de la experiencia internacional, se ha identificado una tendencia a la centralización de dicha gestión, de manera que sea posible asignar la responsabilidad de la nueva actividad a un tercero.

Este tercero, en el caso de la normatividad, se denomina GIDI (Gestor Independiente de Datos e Información) y debe cumplir con los requisitos que garanticen su neutralidad frente a los demás agentes que participan en la prestación del servicio de energía eléctrica y su transparencia en la tarea que realiza.

Asegurar la transparencia y neutralidad de GIDI es, entonces, fundamental en la determinación de la forma en que se debe desarrollar la actividad. Para ello, es necesario partir de un entendimiento de la información que resulta de la infraestructura AMI. Se trata, en primer lugar, de información sobre los consumos y las redes que permite la facturación y la operación del sistema eléctrico en el nivel de distribución.

Sin embargo, la información resultante de este nuevo modelo tiene un alcance mucho mayor que la información que tradicionalmente se obtiene del sistema eléctrico. Un cambio fundamental es el aumento en la frecuencia de recolección de información (frecuencia horaria o mayor). El segundo, es que las variables que el nuevo sistema de medición permite recoger son más que las que permitía adquirir el modelo tradicional, lo que implica necesariamente una mayor y más detallada información del comportamiento de los usuarios y del sistema (*Big Data*).

El resultado de que el servicio de energía eléctrica cuente con esa información abre la posibilidad directamente a su aprovechamiento. Pero ¿qué quiere decir aprovechamiento de información de AMI en el marco del servicio público de energía eléctrica? La información efectivamente constituye un activo intangible para la prestación del servicio. Y por tratarse de un activo que refuerza la competencia entre los comercializadores existentes, y que habilita la entrada de competidores a la actividad de comercialización, se caracteriza como un bien esencial para la prestación del servicio público de energía eléctrica.

En los términos de la Resolución CREG 080 de 2019, la gestión de la información resultante de AMI:

- i. Tiene como propósito ayudar en la organización y la prestación del servicio público de energía eléctrica. Las empresas prestadoras del servicio, en particular los comercializadores y los distribuidores, deben acceder a la información para poder desarrollar sus actividades. Esto incluye a los potenciales competidores de los agentes que actualmente desarrollan dichas actividades en los mercados locales. Otros, como

los organismos de control y vigilancia, el ente regulador y los encargados de la política pública también emplean la información de la AMI en el marco de la organización del servicio público.

- ii. No es una actividad susceptible de ser replicada ni sustituida de manera rentable dadas las restricciones técnicas y las economías de escala asociadas. La información resultante de la AMI constituye un activo único dentro de la cadena de prestación del servicio. Dado el tamaño de la información, es posible afirmar que la economía de escala eficiente para la actividad de *gestión independiente de datos e información* es uno (1). Es decir, replicar esta actividad de manera rentable y sostenida en el tiempo no es un proyecto viable para más de un participante en el largo plazo.
- iii. Es una actividad necesaria para atender a los usuarios y para permitir que los agentes desarrollen las actividades de comercialización y distribución de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica. La gestión independiente de la información resultante de la AMI viabiliza la adecuada prestación del servicio, permitiendo el acceso de los comercializadores de manera simétrica a la información de los usuarios que atienden (los independientes y aquellos integrados con el distribuidor). Esto incluye la gestión de acciones como desconexión y reconexión remota o lectura y facturación en tiempos menores a los actuales.

La gestión independiente de información también es un elemento necesario para eliminar barreras de entrada a potenciales competidores en el eslabón de comercialización, en la medida en que mitiga los riesgos asociados a la asimetría de información entre los comercializadores que participan actualmente en un mercado y aquellos que tienen intención de competir en ese mismo mercado.

En consecuencia, se puede afirmar que la gestión independiente de datos e información es una actividad que se encarga de un activo intangible esencial para la organización y la prestación del servicio. En este sentido, el activo indispensable debe gestionarse de forma centralizada para alcanzar las economías de escala eficientes de dicha actividad y garantizar el libre acceso de los demás prestadores.

Más allá de las economías de escala, es fundamental para la Comisión que la información resultante de AMI y su gestión esté centrada en la obtención de beneficios para la prestación del servicio público y de los usuarios. Como se plantea en este documento, los beneficios derivados de la AMI están fuertemente asociados a la gestión de la información.

Resulta entonces fundamental que esta actividad este enfocada en viabilizar al máximo dichos beneficios. Es por esto que la CREG propone que las normas bajo las cuales opere el GIDI sean establecidas por regulación, al igual que su remuneración, de manera que la actividad responda directamente a los intereses del público general, incluyendo los usuarios y los prestadores.

Todo esto, como se mencionó al inicio de este numeral, está enmarcado en el contexto legal para el tratamiento de datos e información, y el tratamiento de datos personales que garanticen los derechos de los usuarios cuando se trata de información que pueda dar paso a la identificación del titular.

La regulación propuesta por la CREG busca entonces garantizar el cumplimiento de las normas de aseguramiento de la calidad de la información y garantizar la trazabilidad del tratamiento de la información resultante de la infraestructura AMI. Específicamente, sobre la información que entregue el OR al GIDI se deben aplicar dichas normas y permitir la verificación de su cumplimiento por parte de las autoridades de control y vigilancia.

Adicionalmente, este esquema requiere que los OR generen los reportes de información para GIDI, garantizando la transferencia de información de manera oportuna, con la calidad y la trazabilidad requeridas.

Finalmente, de acuerdo con la normatividad, siendo uno de los elementos relevantes el contar con una actividad complementaria dentro de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica correspondiente a la Gestión Independiente de Datos e Información, la posibilidad de establecer dicha actividad dentro de la cadena de prestación del servicio se debe hacer teniendo en cuenta el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019.

La propuesta regulatoria además de crear dicha actividad considera el tipo de agente que podría llevar a cabo dicha actividad y las calidades o atributos generales que este requiere para llevar a cabo en debida forma las actividades que hacen parte de la gestión de datos.

Igualmente se expone la necesidad de desarrollar un esquema regulatorio para determinar su remuneración y la selección del agente o agentes que vayan a realizar dicha actividad, los cuales, para garantizar la neutralidad e independencia deseadas, se considera que no podrán ser ninguno de los actuales agentes de la cadena (generadores, transmisores, comercializadores, distribuidores, SIC, LAC, CND).

En línea con lo anterior, la propuesta señala que GIDI no podrá encontrarse en situación de control directo o indirecto, conflictos de interés o acuerdos con agentes que desarrollen alguna de las actividades de la cadena de prestación del servicio y sus actividades complementarias.

5.9 Transición y ajustes regulatorios

Dado el gran impacto en la prestación del servicio producido por la implementación de la AMI, es necesaria su integración en el conjunto de normatividad vigente, para lo cual se ha identificado la necesidad de modificar, aumentar y/o eliminar reglamentación contenida en las siguientes resoluciones:

- a) **Resolución CREG 024 de 1995:** Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.
 - Determinación de demanda comercial
 - Liquidación del mercado
 - Tele medición a usuarios regulados
- b) **Resolución CREG 108 de 1997:** Por la cual se señalan criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica

y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictan otras disposiciones.

- Contenido de la factura
 - Instalación del medidor
 - Estimación de lecturas (falta o falla del medidor)
 - Publicación de información
 - Reemplazo medidor
- c) **Resolución CREG 225 de 1997:** Por la cual se establece la regulación relativa a los cargos asociados con la conexión del servicio público domiciliario de electricidad para usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.
- Definiciones de: servicio de conexión, servicios complementarios de la conexión, prestador del servicio de conexión.
 - Régimen de tarifario de libertad / libertad regulada
 - Publicación costos
- d) **Resolución CREG 131 de 1998:** Por la cual se modifica la Resolución CREG-199 de 1997 y se dictan disposiciones adicionales sobre el mercado competitivo de energía eléctrica.
- Requisitos de medición para usuarios no regulados
- e) **Resolución CREG 058 del 2000:** Por la cual se expiden normas sobre publicación de tarifas por parte de los comercializadores de energía eléctrica y distribuidores-comercializadores de gas combustible y sobre inclusión en las facturas de elementos que determinan el cobro del servicio de electricidad.
- Publicación de tarifas
 - Publicación de indicadores de calidad del servicio
- f) **Resolución CREG 096 de 2004:** Por la cual se dictan disposiciones sobre el sistema de comercialización prepago, se modifica la Resolución CREG 108 de 1997 y se dictan otras disposiciones.
- Definición de comercialización prepago
 - Determinación de cantidades prepagadas
 - Derecho de regresar al sistema pospago
 - Condiciones técnicas del sistema
- g) **Resolución CREG 119 de 2007:** Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

- Formula tarifaria
 - Publicación de tarifas
- h) **Resolución CREG 058 de 2008:** Por la cual se establecen las Áreas de Distribución de Energía Eléctrica -ADD-.
- SUI como fuente de información para cálculo de cargos unificados
- i) **Resolución CREG 156 de 2011:** Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación.
- Definición de frontera comercial y su clasificación
 - Obligación cumplimiento código de medida por parte de los comercializadores
 - Prohibición de fronteras multiusuario
 - Visita de puesta en servicio de la conexión
 - Visita de revisión conjunta
 - Procedimiento de cambio de comercializador
- j) **Resolución CREG 157 de 2011:** Por la cual se modifican las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo, y se adoptan otras disposiciones.
- Clasificación de frontera comercial
 - Registro y cancelación de frontera comercial
 - Liquidaciones LAC
 - Publicación de cargos estimados
 - Reporte de reactiva
- k) **Resolución CREG 038 de 2014:** Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo General del Código de Redes.
- Requisitos técnicos de los sistemas de medición.
 - Requisitos de instalación, mantenimiento y acceso.
 - Proceso de reporte de lecturas: formatos, frecuencia, fallas, publicación y acceso.
 - Verificaciones del cumplimiento del código: inicial, periódica y extraordinaria.
- l) **Resolución CREG 180 de 2014:** Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.
- Remuneración al comercializador (incluye medición y facturación).

m) Resolución CREG 211 de 2015: Por la cual se modifican las resoluciones CREG 084 de 2007 y 157 de 2011.

- Reliquidaciones y refacturaciones ante fallas en los sistemas de medición.

n) Resolución CREG 015 de 2018: Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

- Cálculo del índice de pérdidas de energía en el nivel de tensión 4 por balance.
- SUI como fuente para el cálculo de índices de pérdidas en el seguimiento en el plan de reducción de pérdidas.
- SUI como fuente para la liquidación de ingresos y cargos a los OR.
- Remuneración al operador de red.

o) Resolución CREG 030 de 2018: Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

- Requisitos de medición para la venta de excedentes.

p) Propuesta reglamento SIC

Es necesario armonizar la normatividad que emita la Superintendencia de Industria y comercio, relacionada con el reglamento técnico de medidores residenciales, con la reglamentación CREG a expedir.

5.10 Análisis Jurídico

Tal como se expone dentro de la normatividad, el desarrollo e incorporación de la medición avanzada implica llevar a cabo la adopción de medidas regulatorias que ajusten la regulación de carácter general dentro de todas las actividades de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica a efectos de integrar y armonizar las disposiciones establecidas en la presente resolución.

Así mismo, este desarrollo implica la adopción de ajustes y/o medidas regulatorias en materia tarifaria a efectos de establecer la forma como se remunerará la implementación de la infraestructura AMI.

Considerando lo anterior, de acuerdo con el análisis de remuneración expuesto dentro del presente documento dentro de los ajustes y/o medidas regulatorias tarifarias que permiten la materialización, implican ajustes dentro de tres aspectos tarifarios:

- i) el costo unitario de prestación del servicio – CU;
- ii) la remuneración de la actividad de comercialización minorista de energía eléctrica y
- iii) la remuneración del Gestor Independiente de Datos – GIDI.

Para esto se deben identificar las alternativas desde el punto de vista jurídico que permitirían llevar a cabo la adopción de dichas medidas, para lo cual el punto de partida de dicho análisis corresponde a lo dispuesto en el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, el cual expone lo siguiente:

“ARTÍCULO 290. NUEVOS AGENTES. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en el marco de la función de garantizar la prestación eficiente del servicio público, de promover la competencia, evitar los abusos de posición dominante y garantizar los derechos de los usuarios, dentro de la regulación sobre servicios de gas combustible, energía eléctrica y alumbrado público, incluirá:

1. Definición de nuevas actividades o eslabones en la cadena de prestación del servicio, las cuales estarán sujetas a la regulación vigente.

2. Definición de la regulación aplicable a los agentes que desarrollen tales nuevas actividades, los cuales estarán sujetos a la regulación vigente.

3. Determinación de la actividad o actividades en que cada agente de la cadena puede participar.

4. Definición de las reglas sobre la gobernanza de datos e información que se produzca como resultado del ejercicio de las actividades de los agentes que interactúan en los servicios públicos.

5. Optimización de los requerimientos de información y su validación a los agentes de los sectores regulados.

PARÁGRAFO 1o. No obstante, lo dispuesto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, la CREG podrá modificar las fórmulas tarifarias durante su vigencia cuando ello sea estrictamente necesario y motivado en la inclusión de nuevos agentes, actividades o tecnologías, cumpliendo con los criterios establecidos en dicho artículo para la implementación de la regulación.

PARÁGRAFO 2o. El objeto de las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios, junto con sus actividades complementarias, en lo que tiene que ver con la prestación de los servicios de que trata la Ley 142 de 1994, continuará siendo prevalente con respecto a las demás actividades desarrolladas por aquellas en los términos de lo dispuesto en los artículos 99 y siguientes del Código de Comercio.

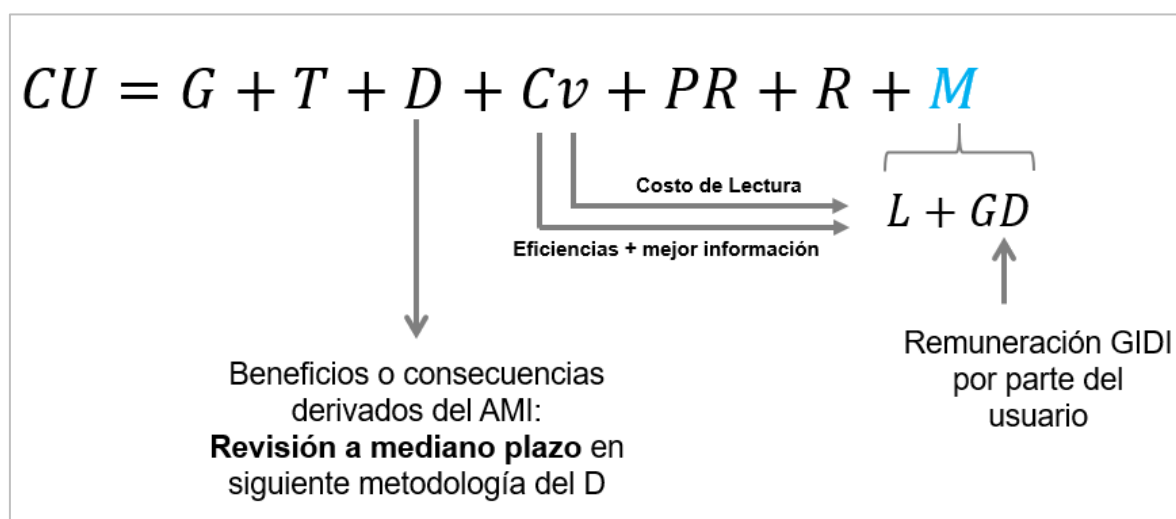
PARÁGRAFO 3o. Las competencias establecidas en este artículo podrán ser asumidas por el presidente de la República o por el Ministerio de Minas y Energía según a quien corresponda la función delegada en la CREG.”

A partir de dicho artículo, así como del análisis expuesto dentro de la parte motiva de la propuesta regulatoria con respecto a que la medición avanzada y el uso de la infraestructura de medición, ya no sólo son de interés del usuario o de la empresa como parte de una relación contractual o de derechos de particulares, sino que atienden consideraciones de interés general, asociados con el control, la prestación eficiente del servicio y la gestión eficiente de la energía en el marco de la Ley 1715 de 2014, el Decreto 1073 de 2015 y las Resoluciones MME 40072 de 2018, 40483 de 2019 y 40142 de 2020, en donde a través de este nuevo esquema, los medidores deben servir, entre otros, para la gestión comercial, la planeación y operación del sistema, la gestión de pérdidas, facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta a la demanda, nuevas tecnologías, entre otros; se establece que la medición avanzada corresponde a una nueva actividad no prevista dentro las actividades tradicionales previstas en la Ley 142 de 1994 en su artículo 14¹⁰.

Es por esto que la aplicación del artículo 290 de la Ley 1955 de 2015 se considera procedente y aplicable a efectos de establecer la necesidad de crear una nueva actividad, en este caso correspondiente a la medición avanzada y por ende llevar a cabo ajustes dentro de la metodología de la Resolución CREG 119 de 2007 “*Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional*”.

Lo anterior, toda vez que a través de dicha resolución se establece la fórmula tarifaria general que aplican los comercializadores minoristas en el Sistema Interconectado Nacional, para calcular los costos máximos de prestación del servicio de energía eléctrica y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados, por lo que dentro de dicha fórmula se debe incluir un componente tarifario que permita llevar a cabo la remuneración de medición avanzada con base en la fórmula que se expone a continuación:

Figura 17 Modificación al CU



Fuente: Elaboración propia

¹⁰ 14.25. Servicio público domiciliario de energía eléctrica. Es el transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición. También se aplicará esta Ley a las actividades complementarias de generación, de comercialización, de transformación, interconexión y transmisión.

Es por esto por lo que, la aplicabilidad del artículo 290 en el caso de los ajustes regulatorios al costo unitario de prestación del servicio parte de los siguientes elementos:

- a. La definición de la actividad de medición avanzada se hace en el marco de la función de garantizar la prestación eficiente del servicio público, de promover la competencia y garantizar los derechos de los usuarios;
- b. La definición de la actividad de medición avanzada implica establecer una serie de medidas regulatorias de que deben ser expedidas como parte de los ajustes necesarios para que dicha actividad se pueda llevar a cabo de manera articulada con las demás actividades de prestación del servicio;
- c. El ajuste a la Resolución CREG 119 de 2007 se considera estrictamente necesario toda vez que el mismo permite, en primera instancia, la remuneración de la actividad.

Ahora, se identifica que la definición de la actividad y el ajuste al costo unitario de prestación del servicio no es el único ajuste regulatorio que permite la remuneración de la actividad de medición avanzada.

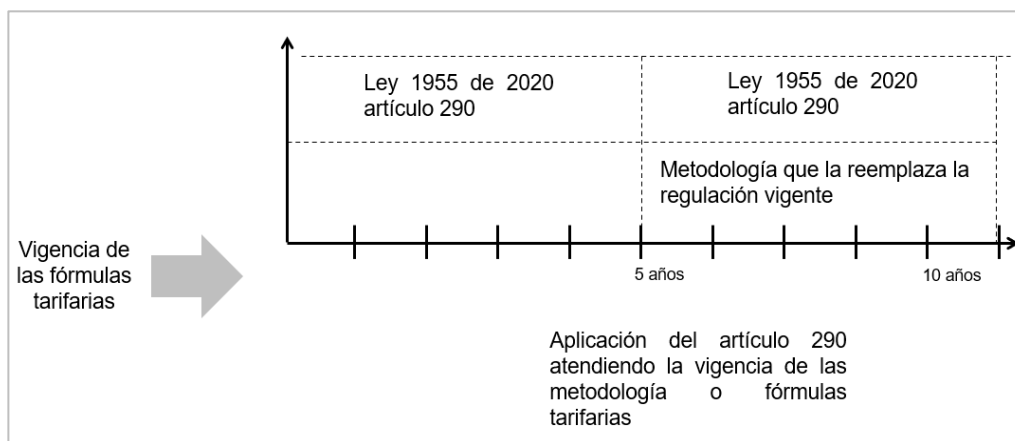
Como se ha expuesto en el análisis de remuneración, dicha letra *M* se encuentra compuesta a su vez de una serie de costos que se vienen remunerando dentro de la actividad de comercialización minorista de energía eléctrica, asociados a los costos de lectura y otros, que se derivan de lo que se ha denominado eficiencias y mejor información, lo que implica como segundo ajuste regulatorio que permite la remuneración de la medición avanzada es el ajuste al esquema de remuneración de la actividad de comercialización.

Si bien dentro de los instrumentos jurídicos que permitirían llevar a cabo estos ajustes regulatorios se encuentra el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, se identifica que esta no es la única herramienta que permitiría materializar este ajuste.

La Comisión considera que tanto el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019 como el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 son mecanismos excepcionales para el ajuste de las fórmulas tarifarias y las metodologías, donde el mecanismo ordinario para el cambio de un esquema tarifario corresponde al proceso tarifario ordinario que inicia con lo dispuesto en los artículos 25 y 27 de la Ley 142 de 1994 y el proceso de consulta a que hace referencia el Decreto 2696 de 1994 compilado en el Decreto 1075 de 2015.

De acuerdo con esto, en el caso de la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica prevista actualmente en la Resolución CREG 180 de 2014, la cual ya ha cumplido con la vigencia de 5 años a que hace referencia el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, se encuentra que esta se encuentra habilitada la aplicación del proceso tarifario ordinario que la reemplace.

En este sentido, la Comisión encuentra que frente a los ajustes a la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica prevista actualmente en la Resolución CREG 180 de 2014 existen dos mecanismos para modificarla: i) el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019 y, ii) el proceso tarifario ordinario, tal como se expone a continuación:

Figura 18 Mecanismos de modificación de la actividad de Comercialización

Fuente: Elaboración propia

En relación con la aplicación de estos mecanismos, se identifica que el caso del primero, es decir el artículo 290, el mismo estaría destinado a llevar a cabo ajustes a la metodología de la Resolución CREG 180 de 2014 con respecto al costo base de comercialización entendido como “componente de la fórmula tarifaria que remunera los costos fijos de las actividades desarrolladas por los comercializadores de energía eléctrica que actúan en el mercado regulado y que se causan por usuario atendido en un mercado de comercialización”, a efectos de “trasladar” una serie de costos que se vienen remunerando dentro de la actividad de comercialización minorista de energía eléctrica, asociados a los costos de lectura y otros que se derivan de lo que se ha denominado eficiencias y mejor información para que los mismos hagan parte de la letra M y por ende, de la remuneración de la medición avanzada.

Es por esto por lo que los ajustes regulatorios no incluirían elementos relacionados con el margen de comercialización, ciclo de comercialización, riesgo de cartera, entre otros, los cuales no están asociados con la medición avanzada.

Sin embargo, se identifica que dicho ajuste no sería suficiente, toda vez que la aplicación de la metodología de la Resolución CREG 180 de 2014 se materializa en la definición de una serie de cargos de comercialización en los cuales se resuelven situaciones jurídicas particulares para los agentes comercializadores a través de actos administrativos particulares y que actualmente se encuentran vigentes.

En este sentido, se identifica que la aplicación del artículo 290 en relación con estas situaciones particulares que se encuentran definidas podría implicar que el desarrollo de las actuaciones administrativas particulares a efectos de materializar el ajuste regulatorio al costo base de comercialización partan de la revocatoria de estos actos administrativos donde sea alegado que dicha revocatoria solo puede realizarse sobre el consentimiento previo, expreso y escrito del respectivo titular.

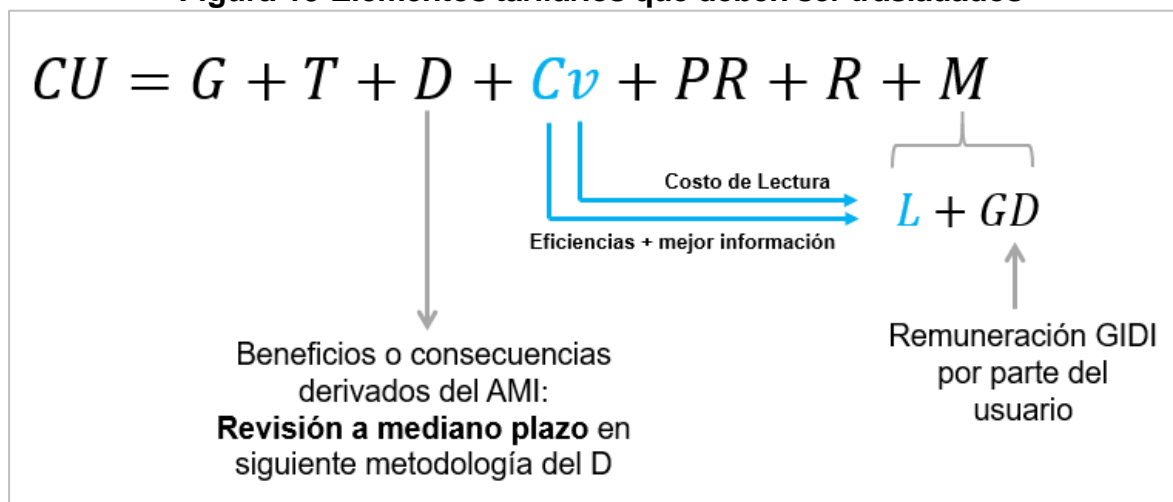
De acuerdo con esto, a juicio de la Comisión, el artículo 290 de la Ley 1955 de 2015 es aplicable frente al desarrollo de nuevas actividades, como es el caso de la medición avanzada y la gestión independiente de datos, sin embargo, la aplicación de este ante situaciones jurídicas existentes

y definidas implican discusiones jurídicas importantes en relación con el alcance que puede tener el regulador.

Es por esto que se advierte que el mecanismo jurídico que permitiría llevar a cabo una correcta aplicación del traslado de los costos que se vienen remunerando dentro de la actividad de comercialización minorista de energía eléctrica, asociados a los costos de lectura y otros que se derivan de lo que se ha denominado eficiencias y mejor información para que los mismos hagan parte de la letra M, sin incurrir en discusiones jurídicas en relación con el alcance que tiene el regulador de intervenir situaciones jurídicas definidas y existentes implica el trámite del proceso tarifario ordinario que reemplace la resolución CREG 180 de 2014 y las actuaciones administrativas particulares que definan los cargos de comercialización, donde uno de los elementos a discutir correspondería al cargo de comercialización.

La siguiente formula expone los elementos tarifarios que deben ser trasladados dentro de la actividad de comercialización a la medición avanzada y que se encuentran representados por la letra L:

Figura 19 Elementos tarifarios que deben ser trasladados



Fuente: Elaboración propia

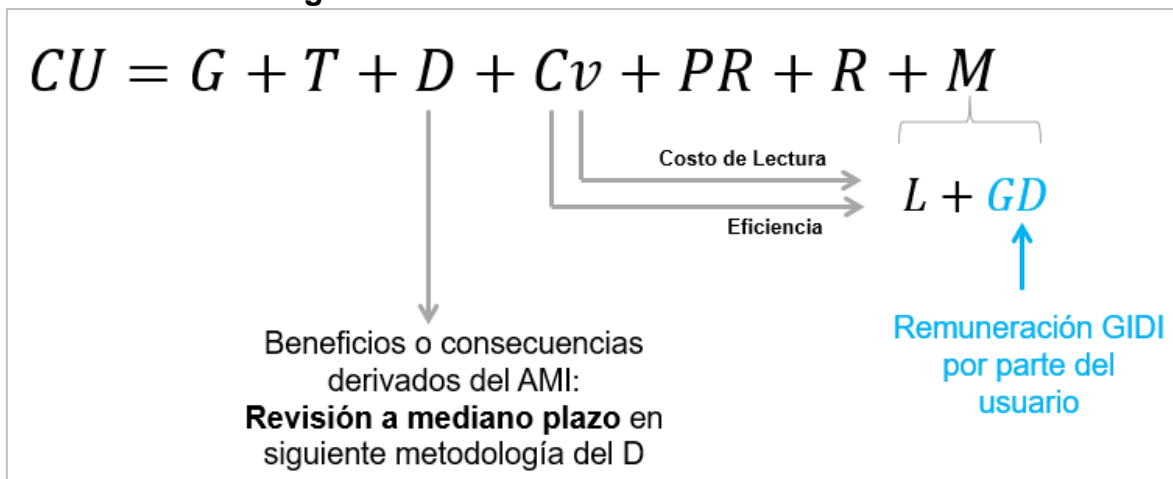
Finalmente, al igual que ocurre con la variable M dentro de la fórmula tarifaria, la remuneración de la gestión independiente de datos e información dentro de dicha variable corresponde a una subactividad dentro de la medición avanzada, la cual al ser un elemento nuevo que no interviene situaciones jurídicas particulares, toda vez que esta remuneración sería asumida por los usuarios, por lo que se considera válida la aplicación del artículo 290 de la Ley 1955 de 2015 para su definición, toda vez que:

- a. La gestión independiente de datos e información - GIDI dentro de la actividad de medición avanzada se hace en el marco de la función de garantizar la prestación eficiente del servicio público, de promover la competencia y garantizar los derechos de los usuarios. Lo anterior, toda vez que esta actividad debe permitir al usuario realizar el cambio de comercializador en línea, la garantía al acceso a la información de tarifas, así como de productos y servicios ofrecidos por los prestadores del servicio, entre otros;

- b. La gestión independiente de datos e información - GIDI consiste en recopilar, administrar, mantener, procesar y publicar los datos de energía eléctrica obtenidos de los medidores avanzados, y los resultantes de agregaciones o análisis en los términos requeridos en la regulación.
- c. La gestión independiente de datos e información - GIDI implica el desarrollo de una serie de medidas regulatorias para que dicha actividad se pueda llevar a cabo de manera articulada con las demás actividades de prestación del servicio. Dentro de la normatividad se expone que se debe llevar a cabo la selección de un agente que desarrolle estas actividades y que deberá hacerlo de manera neutral, transparente, objetiva e independiente, para lo cual no podrá encontrarse en situación de control directo e indirecto, conflictos de interés o acuerdos con agentes que desarrollen alguna de las actividades de la cadena de prestación del servicio y sus actividades complementarias
- d. El ajuste tarifario que se realice para efectos de la remuneración de GIDI se considera estrictamente necesario toda vez que la misma permite en primera instancia la remuneración de la actividad.

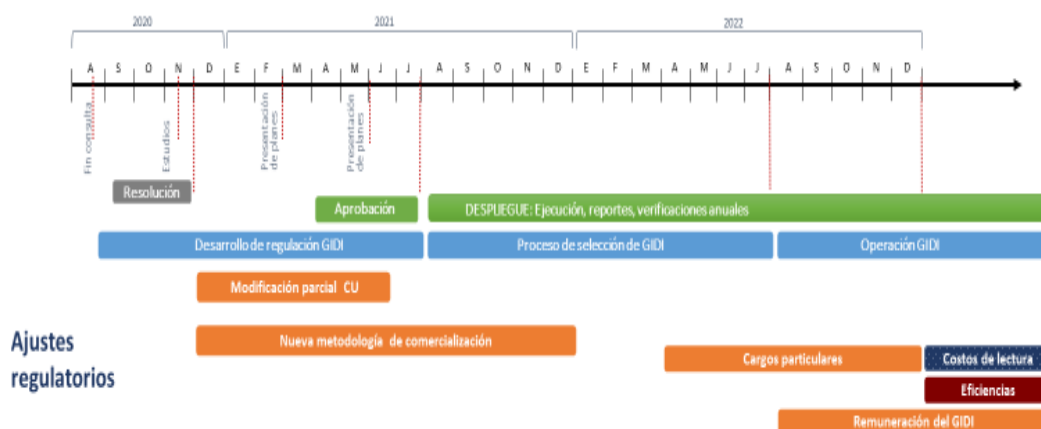
La siguiente fórmula resalta la definición del GIDI dentro de la remuneración tarifaria:

Figura 20 Remuneración del GIDI en tarifa



Fuente: Elaboración propia

Expuesto el anterior análisis, en la siguiente línea de tiempo se exponen los ajustes tarifarios a los que se ha hecho referencia y que serían necesarios para efectos de la remuneración de la actividad de medición avanzada, así como los tiempos estimados que se tomarían para llevar a cabo su ejecución:

Figura 21 Ajustes regulatorios necesarios

Fuente: Elaboración propia

6. ANÁLISIS DE IMPACTOS

Los estudios que plantean el aprovechamiento de la información resultante de la implementación de la AMI han incorporado el análisis de efectos (positivos y negativos) para los distintos actores del sistema¹¹. Como se explicó antes, esos efectos de la AMI pueden observarse en el análisis de la información desde la perspectiva de las empresas de distribución (OR), del usuario del servicio de energía eléctrica o de la formulación de políticas públicas y desarrollo de regulación.

6.1 Efectos potenciales de la AMI

Tabla 10 Análisis desde el punto de vista de los prestadores

Aspecto analizado	Efecto potencial de la AMI
Facturación y disputas sobre facturas	<ul style="list-style-type: none"> - Permite el análisis de variaciones del consumo de cada usuario. - Se puede obtener una desagregación de información mucho más detallada que con los aparatos de medición actuales. - Esto puede disminuir la cantidad de quejas y disputas sobre facturación entre empresa y usuario. - También puede identificar fuentes de consumo ineficiente y propiciar cambios de equipos por parte de los usuarios.
Perfiles de demanda	<ul style="list-style-type: none"> - La información puede facilitar la predicción de picos de demanda de manera diaria, mensual o anual. - La caracterización de los niveles de consumo permite anticipar las necesidades para satisfacer las necesidades de la demanda.
Segmentación de usuarios	<ul style="list-style-type: none"> - La caracterización de los usuarios puede habilitar la oferta de nuevos productos, como tarifas horarias o tarifas diferenciales en función de los patrones de consumo.

¹¹ Ref. Ramakrishnan, R. and Gaur, L. *Smart Electricity Distribution in Residential Areas. OiT based Advanced Metering Infrastructure and Cloud Analytics*. 978-1-5090-0044-9/2016 ©2016 IEEE

Servicios localizados	<ul style="list-style-type: none"> - La identificación de los niveles de consumo incluso a nivel de hogar puede permitir el envío de notificaciones ante subidas repentinas y ofrecer tarifas diferenciales para el consumo de energía en bienes esenciales vs. otro tipo de bienes.
Planeación de la distribución	<ul style="list-style-type: none"> - La información generada por la AMI a nivel de transformadores y subestaciones puede lograr una mejor integración y asignación de recursos distribuidos, ante una mayor capacidad de predicción de las curvas de carga requeridas.
Automatización de la predicción y las acciones	<ul style="list-style-type: none"> - La posibilidad de envío de alertas tempranas sobre fallas de la red permite que el OR tome decisiones proactivas con respecto a eventuales fallas del sistema, disminuyendo la ocurrencia de cortes o los efectos de cascada.
Monitoreo del sistema	<ul style="list-style-type: none"> - El análisis de la información del sistema permite la gestión del OR para determinar tiempos de fallas o estado del funcionamiento de los componentes. - El OR puede tener mayor control sobre las condiciones del sistema.
Diversificación de planes tarifarios	<ul style="list-style-type: none"> - La información de la AMI permite mayor visibilidad de las necesidades de los usuarios. Esto se puede traducir en una diversificación de las ofertas de planes tarifarios que permitan a cada usuario acomodarse a los requerimientos de consumo, lo que beneficiaría a las empresas comercializadoras y operadoras de la red y a los usuarios.
Detección de fallas y fraude	<ul style="list-style-type: none"> - La AMI puede proveer información sobre cambios atípicos y enviar alarmas con mayor frecuencia que los medidores actuales. - Esto permite al OR gestionar en menor tiempo las interrupciones del servicio. - También puede gestionar el fraude identificado con mayor celeridad.
Ahorro en costos de lectura	<ul style="list-style-type: none"> - La lectura remota de los consumos de cada usuario permite un ahorro en los costos asociados a la recolección de información en campo.
Acciones preventivas	<ul style="list-style-type: none"> - La información de la AMI genera la posibilidad de que el OR realice mantenimientos preventivos, se anticipe a la ocurrencia de fallas y cuente con instalaciones más robustas.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11 Análisis desde el punto de vista del usuario

Aspecto analizado	Efecto potencial de la AMI
Patrones de uso y compras eficientes	<ul style="list-style-type: none"> - El usuario puede estar mejor informado de sus patrones de consumo con la información que resulta de la AMI. - El usuario puede identificar la fuente de incrementos en consumo, debidos a obsolescencia o fallas de equipos. - Las decisiones de consumo mejor informadas pueden generar ahorros para los usuarios.
Visibilizar consumo de energía	<ul style="list-style-type: none"> - La comparación del consumo propio con respecto al consumo agregado de la zona o al promedio de otros usuarios puede promover la reducción del consumo, eliminando ineficiencias.
Exactitud de la facturación	<ul style="list-style-type: none"> - La falta de exactitud en la facturación es un problema que puede mitigarse con la transmisión horaria de información sobre el consumo, que permita identificar problemas de manera expedita.
Elección del prestador	<ul style="list-style-type: none"> - El diseño se caracteriza por la neutralidad de la infraestructura de AMI y del tratamiento de la información asociada a AMI. - La promoción de la competencia en el eslabón de comercialización da la posibilidad al usuario de elegir libremente su prestador con mayor facilidad.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 12 Análisis desde el punto de vista del Estado

Aspecto analizado	Efecto potencial de la AMI
Análisis de conglomerados	<ul style="list-style-type: none"> - La información de AMI habilita el análisis de conglomerados que puede permitir la identificación de subgrupos con distintos patrones de consumo y de pago.
Toma de decisiones de política pública	<ul style="list-style-type: none"> - La toma de decisiones de política pública puede incorporar información sobre los patrones de consumo de los usuarios a nivel agregado. - Esto permitiría tipificar subgrupos de consumidores para determinar las necesidades de ampliación de la capacidad del sistema o creación de incentivos para optimización del consumo.
Análisis de nuevas generaciones de usuarios	<ul style="list-style-type: none"> - La información de AMI es agregada y está disponible de manera expedita - Esto habilita la identificación de las necesidades de nuevos usuarios y las necesidades de reemplazo de tecnologías o capacidades que pueden resultar obsoletas ante cambios en la demanda.

Fuente: Elaboración propia

Los impactos identificados como resultado potencial de la implementación de la AMI evidencian una gran cantidad de ventajas de corto plazo para los prestadores del servicio. Específicamente, se trata de ventajas para el OR en términos de optimización de la red, con mayor capacidad de control ante la disponibilidad de información.

En el mediano y largo plazo, para el OR también se plantean ventajas en la planeación de su operación y el mantenimiento de su infraestructura. Por su parte, se identifican múltiples ventajas para el comercializador, quien estaría en capacidad de reducir los costos y los tiempos de lectura y facturación en el corto plazo, ante la implementación de la AMI.

Esto, sumado a la disponibilidad de información que le permita optimizar las compras que realice para cubrir las necesidades de su demanda, permiten plantear ventajas de mediano y largo plazo en términos de la calidad en la prestación del servicio, con oferta de productos y servicios de mayor valor agregado.

En contraste con los efectos para los prestadores, las ventajas planteadas para los usuarios no son necesariamente de corto plazo. Puesto que muchas de las ventajas para los usuarios (competencia para la elección de su prestador y disponibilidad de nuevos productos y servicios) resultan de las acciones de los agentes, la experiencia internacional ha evidenciado un rezago entre la implementación de la infraestructura y el aprovechamiento de esta por parte del usuario.

En este contexto, la normatividad plantea la remuneración de la AMI por parte de los OR y los comercializadores, considerando que son estos agentes quienes reciben sus beneficios.

6.2 Gestión independiente de datos e información

Como se presenta en el numeral anterior, la información tiene un rol central para el aprovechamiento de la AMI. El esquema de implementación propuesto incluye una actividad nueva para la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica: la gestión independiente de datos e información. A continuación, se plantean las características de esta actividad.

Como se planteó anteriormente, tanto los datos recolectados y transportados en la nueva infraestructura, como la información que resulte del procesamiento y del análisis de esos datos, constituyen un bien intangible esencial para la prestación del servicio. En consecuencia, se trata de un bien para el cual se debe garantizar el principio de libre acceso por parte de los usuarios de esa información incorporando, por supuesto, las normas vigentes sobre privacidad de información y tratamiento de datos.

Para poner la información resultante de AMI a disposición de sus usuarios, la Comisión considera necesario propender por un modelo de gestión centralizada y neutral, de manera que no se presenten tratamientos discriminatorios injustificados a ciertos usuarios.

Un elemento fundamental de la nueva actividad es la independencia. A través de una gestión independiente es posible velar por la neutralidad de quien realice la actividad, de cara a los interesados en acceder a la información. Los beneficios totales derivados de AMI en una estructura que gestione de manera centralizada la información del nuevo sistema de medición deben ser, entonces, mayores a los costos asociados a la creación del nuevo agente y a la asignación de la responsabilidad de la gestión de información en un tercero de manera exclusiva.

Esto no implica que el tercero (GIDI) adquiriera derechos de titularidad de la información que gestiona. Sus funciones no modifican dicha titularidad, que permanece en cabeza de los usuarios, cuando se trata de datos personales, y en cabeza del Estado, para todos los demás datos. En el primer caso, todo uso de los datos personales diferente al de lectura para facturación y los otros directamente asociados a la prestación del servicio debe ser autorizado por el titular, tal como lo establece la ley. En el segundo caso, la información es de libre acceso.

7. CONSULTA PÚBLICA

El proceso de consulta pública que llevó a cabo la CREG durante el desarrollo de la regulación tuvo como objetivo vincular a las partes interesadas en la construcción del proyecto, incorporando la mayor cantidad de información relevante para la toma de decisiones.

En particular, para la implementación de AMI fue fundamental contar con la opinión informada de agentes prestadores del servicio de energía eléctrica, de entidades relacionadas directa e indirectamente con el proyecto, de los usuarios del servicio público, de los desarrolladores de equipos y de quienes hayan participado o estén participando en procesos similares en otros países o en otros sectores.

La Comisión reconoce la complejidad y dimensión de este proyecto y reitera su interés por trabajar incorporando todo aquello que pueda enriquecer y asegurar el éxito del proyecto. Por lo anterior la presente propuesta regulatoria recoge la información disponible, como resultado de la consulta de la resolución 131 de 2020, las reuniones con diversos actores, los estudios contratados por esta entidad y por otras entidades, las entregas de información y los análisis de las referencias internacionales.

La resolución 131 del 25 de junio de 2020 ordenó hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”, con el fin de recibir comentarios a las propuestas contenidas en el proyecto de resolución. Las observaciones fueron recibidas hasta el 30 de junio de 2020. En total se recibieron 1125 comentarios remitidos por 71 actores.

Los principales comentarios recibidos fueron entorno a las generalidades del despliegue de AMI, los derechos y deberes de los usuarios, las responsabilidades del prestador, los requisitos técnicos generales y los planes de implementación.

Los comentarios recibidos a la propuesta planteada en la resolución CREG 131 de 2020 fueron objeto de análisis y compilación, cuyos textos se encuentran en los cuadros del Anexo 3.

Por otra parte, es pertinente mencionar que la comisión contrato dos estudios con el fin de tener mejores herramientas para la toma de decisiones. Los principales resultados de los estudios fueron incluidos en el presente documento soporte. Los estudios contratados fueron:

- a. Relación costo-beneficio de las alternativas de implementación, en particular de los esquemas de despliegue, con el fin de determinar cuál de las alternativas presenta el mayor beneficio neto y cómo se distribuyen esos beneficios en el corto, mediano y largo plazo.
- b. Gestión independiente de datos e información, de manera que se cuente con insumos y revisión de otras experiencias similares para determinar el alcance de esa gestión, las

condiciones técnicas, operativas y financieras que se requieren para que cumpla con los objetivos de la regulación.

Como parte del desarrollo de la consultoría de que trata el literal a), adelantada por Econometría Consultores para la CREG con el *objeto de realizar el análisis beneficio costo de los dos modelos alternativos para implementar AMI en el SIN*, se sostuvieron entrevistas con ocho (8) diferentes agentes del mercado que representaban agremiaciones, compañías de comercialización y distribución de energía y agencias técnicas sectoriales.

La finalidad de las entrevistas fue conocer las perspectivas y experiencias de los agentes del sector con la implementación de AMI en Colombia. Por esta razón se les consultó a los agentes sobre las experiencias en la implementación de pilotos para medidores inteligentes en sus mercados y los beneficios que puede traer esta implementación.

Dentro del proceso de consulta pública se publicó la Circular CREG 098 de 2020, expedida el 27 de octubre de 2020, con el fin de complementar la información disponible para la regulación de la Infraestructura de Medición Avanzada en el país.

Mediante la circular se solicitó información adicional de costos y gastos en la lectura de medidores en los mercados de comercialización, información operativa y técnica de los diferentes sistemas, y datos asociados con las experiencias de los pilotos de AMI que algunos agentes han desarrollado. La información recolectada fue la materia prima para las estimaciones de costos y beneficios realizadas dentro de la comisión y por uno de los estudios contratados.

De esta manera se considera que se han atendido todas las inquietudes que se han planteado y se han analizado todos los comentarios que enriquecieron el proceso normativo, permitiendo presentar la normatividad de que trata el presente documento.

8. SEGUIMIENTO DE LA REGULACIÓN

La implementación de AMI tiene una dimensión técnica, una dimensión operativa y una dimensión económica. Todas estas se conjugan en los planes de despliegue de cada OR, la puesta en marcha del gestor de datos e información, la modificación de las actividades del OR y del comercializador y la gestión de la información resultante de la AMI.

Para determinar si la regulación desarrollada para la implementación de la AMI alcanza los objetivos planteados en este documento, se proponen los siguientes indicadores: los cuales se pretenden sean reportados cuatrimestralmente una vez inicie el despliegue de AMI:

Seguimiento a los planes de despliegue

1. Usuarios con medidor AMI en operación respecto de la cantidad de usuarios proyectados en el plan aprobado.
2. Usuarios con medidor AMI en operación respecto del número total de usuarios en el mercado de comercialización.

3. Usuarios con AMI atendidos por un comercializador no integrado respecto del total de usuarios atendidos por comercializadores distintos al integrado con el OPR en un mercado de comercialización.
4. Usuarios que reclaman por errores en lectura del medidor con AMI en el año t respecto de la cantidad total de usuarios que reclamaron por errores en la lectura el año $t-1$.
5. Cantidad de usuarios con AMI que ser cambian de comercializador respecto de la cantidad total de usuarios con AMI.

Seguimiento a la puesta en marcha del GIDI

Dado el tamaño del proyecto de GIDI, la Comisión considera necesario contratar un estudio que permita contar con insumos para el diseño de este agente. Como parte del resultado del estudio, la CREG pretende contar con un plan para la puesta en marcha del GIDI, desde el proceso de selección hasta su entrada en operación.

Los indicadores asociados a este tema serán entonces definidos en función de los resultados del estudio, con el fin de cumplir con los objetivos y minimizar los tiempos de transición para obtener los beneficios de la AMI.

9. CONCLUSIONES

La implementación de la AMI en el SIN es una decisión de política pública y tiene objetivos específicos para mejorar la prestación del servicio, optimizando el desarrollo de las actividades de comercialización y distribución y llevando a los usuarios funcionalidades adicionales a las actuales.

La experiencia en el proceso de implementación de la AMI en el mundo ha sido diversa, tanto en los modelos adoptados como en los resultados obtenidos. Un elemento común a todos los modelos es la relevancia que tiene la información resultante de la AMI. De esa información, de su disponibilidad, de su calidad y, en general, de su gestión, dependen muchos de los beneficios potenciales de la nueva infraestructura.

La Comisión analizó los comentarios recibidos a la resolución 131 de 2020, los estudios contratados al interior y al exterior de la Entidad, la información compartida por los agentes, los desarrolladores, las otras entidades y los otros países que han iniciado la implementación de la AMI. Con la información disponible presenta una normatividad que permite alcanzar los objetivos de la política pública y los fines establecidos por la ley para el servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Se propone un esquema de despliegue que, si bien se aproxima a las metas gubernamentales, se considera que es posible incrementar este despliegue en la medida que avance la implementación y se identifiquen beneficios adicionales. En el futuro próximo se espera encontrar eficiencias adicionales con el fin de estimar parámetros que permitan encontrar beneficios complementarios. Beneficios que a la fecha no pudieron ser estimados por falta de información. Estos beneficios adicionales esperados pueden lograr en el mediano y largo plazo un porcentaje de despliegue mayor.

En cuanto al despliegue y remuneración de la infraestructura de medición inteligente; el despliegue de los medidores continua a cargo del OR al igual que la lectura remota y el transporte de esa información hasta a un tercero independiente. Mientras que la remuneración del despliegue de la infraestructura se logrará con los costos evitados de lectura de los medidores convencionales y las eficiencias identificadas en los costos de comercialización.

Adicionalmente se creará el Gestor de Independiente de Datos e Información – GIDI el cual, es un tercero encargado de centralizar dicha información desde el OR hasta su base de datos central. Los agentes, los usuarios del servicio, las entidades de control y vigilancia, etc. acceden a la información a través del GIDI, en las condiciones de neutralidad y transparencia establecidas en la regulación.

Los recursos para la remuneración de AMI destinados a los OR y al GIDI serán trasladados a la nueva actividad que se creará en el costo unitario, denominada Medición e identificada con la letra *M*. Esta actividad estará compuesta por los costos ahorrados en lectura, las eficiencias del costo de comercialización identificado y la remuneración al GIDI por parte de los usuarios.

Se prevé que la remuneración al GIDI se efectúe por parte de los usuarios del mercado regulado, sin embargo, el costo a remunerar será determinado en regulaciones posteriores.

10. REFERENCIAS

1. World Bank. (2016). *Impact Assessment on Smart Metering: Data and methodologies for a cost-benefit analysis of smart metering implementation in Romania*.
2. Commission for Regulation of Utilities. (2017). *Smart Metering Cost Benefit Analysis in Ireland*. Dublin.
3. DNV KEMA & KORONA. (2014). *Cost- benefit analysis of advanced metering in Slovenia*.
4. Comisión Europea. (2012). *Recomendación de la Comisión de 9 de marzo de 2012 relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente*.
5. Frontier Economics. (2008). *Research into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs in the Netherlands*.
6. Institute of Communications & Computer Systems of the National Technical University of Athens ICCS-NTUA. (2015). *Study on cost benefit analysis of Smart Metering Systems in EU Member States*.
7. UTP. (2019). *Apoyo en el Estudio y Elaboración de las Bases para Proponer el Agente que debe desarrollar la implementación de la Infraestructura de medición avanzada*.
8. Tractebel Impact. (2019). *Benchmarking smart metering deployment in the EU-28*.
9. Directive 2009/72/EC concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC, OJ L211/55, 14.8.2009, p.55.
10. Bacca.G. (2020). *Informe preliminar de consultoría para la definición de la actividad de gestión independiente de datos e información y el diseño general del agente que realizaría la actividad*.
11. Econometría. (2020). *Insumos para el análisis de beneficios netos de alternativas para implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN*.
12. Review of Current and Future Data Management Models CEER report Ref: C16-RMF-89-03 13 December 2016.
13. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2016). *Smart meter roll-out Cost-Benefit Analysis. Part II and Part II*
14. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2019). *Smart meter roll-out Cost-Benefit Analysis*.
15. Department for Business, Energy & Industrial Strategy – National Audit Office. (2018). *Rolling out smart meters*.
16. European Commission. (2014). *Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27*.
17. European Commission. (2019). *Benchmarking smart metering deployment in the EU-28*.

18. McKinsey and Company. (2010). *How Europe is approaching the smart grid.*
19. McKinsey and Company. (2010). *Best practices in the deployment of smart grid technologies.*
20. The Edison Foundation. (2012). *Utility-scale smart meter deployments, plans, & proposals – IEE report.*
21. The Edison Foundation. (2019). *Electric Company Smart Meter Deployments: Foundation for a Smart Grid (2019 Update).*
22. NEEP. (2017). *Advanced Metering Infrastructure: Utility Trends and Cost-Benefit Analyses in the NEEP Region.*
23. US Department of Energy. (2016). *Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems.*
24. FERC. (2019). *Assessment of Demand Response and Advance Metering.*
25. EIA (2020): *Advanced Metering*
26. World Bank (2018). *Survey of International Experience in Advanced Metering Infrastructure and its implementation.*
27. The Boston Consulting Group. (2015). *Smart Energy: New Applications and Business Models.*
28. The Brattle Group. (2018): *Reviewing Grid Modernization Investments*
29. IRENA. (2013). *Smart grids and renewables.*
30. CREG. (2020). *Documento CREG – 103, Condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN. Bogotá.*
31. CREG. (2020). *Resolución 131, Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición Avanzada en el SIN". Bogotá.*
32. CREG. (2018): *Resolución 015, Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.*
33. CREG. (2014). *Resolución CREG 180, Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.*

ANEXO 1 VARIABLES DE BENEFICIOS Y COSTOS

Variables estudio UTP

El modelo planteado en el estudio de la UTP propone los beneficios cuantificables de la **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, la cual se encuentra dividida entre beneficios monetizables y beneficios no monetizables. Para efectos del presente análisis, el cual busca cuantificar los beneficios del despliegue de AMI en el SIN, sólo se consideraron las variables monetizables.

Variables monetizables

Tabla 13 Compendio de variables monetizables

Variable a analizar	Información requerida (unidad de medida)
Corte y reconexión del suministro de forma remota	Costo del corte (COP/cliente)
	Costo de la reconexión (COP/cliente)
	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (n°)
Ahorros en costos de comercialización asociados a usuarios prepago	Costo de comercialización (COP/cliente)
	Número de usuarios prepago (n°)
	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (n°)
Reducción en los costos de lectura de los medidores	Costo de lectura local (COP/cliente)
	Número total de clientes de NT1 (n°)
	Costo histórico de la lectura de contadores (cliente/año)
	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (n°)
	Costo promedio de las lecturas dispersas por cliente (COP/cliente)
	Porcentaje de fallos en las comunicaciones (%/año)
Reducción de fraudes	Porcentaje de clientes con robo de energía (%/ total clientes)
	Valor del precio medio estimado de la carga de energía no registrada (COP/cliente/año)
	Número total de clientes de NT1 (n°)
Ingresos recuperados en relación con el fraude en la potencia contratada	Porcentaje de clientes con fraude en la potencia contratada
	Valor del precio estimado de la potencia contratada no pagada (cliente/año)
	Número total de clientes de NT1 (n°)
Ingresos recuperados en relación con el incremento de la potencia contratada	Porcentaje de clientes que solicitan un incremento de la potencia contratada después de instalado un contador inteligente (%)
	Valor medio estimado de los ingresos recuperados debido a dicho incremento (COP/año)
	Número total de clientes de NT1 (n°)
Reducción de los costos de facturación	Costo de facturación (cliente/año)
	Número total de clientes de NT1 (n°)
	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (n°)
Reducción de costos de atención al cliente	Costo de atención al cliente (cliente/año)
	Número total de clientes de NT1 (n°)
	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI
Reducción de los tiempos de parada (gracias al control avanzado y a la información sobre la red en tiempo real)	Energía total consumida en NT2 (MWh/año)
	Energía total consumida en NT1 (MWh/año)
	Promedio de minutos no suministrados (%/año)
	Valor de la carga perdida (MWh/año)
	Porcentaje de disminución del tiempo de parada (%)
	Reducción de las pérdidas mediante la eficiencia energética (COP/año)

Variable a analizar	Información requerida (unidad de medida)
Reducción de pérdidas técnicas	Reducción de las pérdidas mediante el control de la tensión (COP/año)
	Reducción de las pérdidas a nivel de transporte de energía (COP/año)
Reducción de costos por operación de los medidores a distancia	Reducciones estimadas de los costos al operar el medidor a distancia (COP/año)
	Porcentaje de fallos en las comunicaciones (%/año)
	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (n°)
Ahorro en los costos de compra de energía	Costo total de la energía (COP/año,mes)
	Costo total de la energía con AMI (COP/año,mes)
	Energía total consumida en NT1 (MWh/año)
	Número total de clientes de NT1 (n°)
	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (n°)
Reducción de costos en mantenimiento	Costos directos relacionados con el mantenimiento de los activos (COP/año)
	Costos directos relacionados con el mantenimiento de los activos con AMI (COP/año)
	Número total de clientes de NT1 (n°)
	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (n°)
Reducción del consumo	Precio de la energía (COP/MWh-año,mes, día)
	Consumo total de la energía en NT1 (MWh-año,mes, día)
	Porcentaje estimado de reducción del consumo con un X% de despliegue (%)
	Número total de clientes de NT1 (n°)
	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (n°)
Reducción de los costos por avería de los equipos	Costo de las averías de los equipos (COP/año)
	Costo de las averías de los equipos con AMI (COP/año)
Inversiones en capacidad de distribución diferidas debido a la remuneración de activos	Inversión anual para apoyar la capacidad creciente (COP/año)
	Años de aplazamiento estimado de la infraestructura por AMI (n° de años)
	Tipo de remuneración de la infraestructura (% remuneración)
Inversiones en capacidad de distribución diferidas debido a la amortización de activos	Inversión anual para apoyar la capacidad creciente (COP/año)
	Años de aplazamiento estimado de la infraestructura por AMI (n° de años)
	Número de años de la amortización de los activos de capacidad (n° de años)
Inversiones en capacidad de transporte diferidas debido a la remuneración de activos	Inversión anual para apoyar la capacidad creciente (COP/año)
	Años de aplazamiento estimado de la infraestructura por AMI (n° de años)
	Tipo de remuneración de la infraestructura (% remuneración)
Inversiones en capacidad de transporte diferidas debido a la amortización de activos	Inversión anual para apoyar la capacidad creciente (COP/año)
	Años de aplazamiento estimado de la infraestructura por AMI (n° de años)
	Número de años de la amortización de los activos de capacidad (n° de años)
Inversiones en generación aplazadas en plantas de punta de carga	Inversión anual para apoyar la generación de punta de carga creciente (COP/año)
	Años de aplazamiento estimado de la infraestructura por AMI (n° de años)
Inversiones en generación aplazadas para reservas rodantes	Inversión anual para apoyar la generación de reserva rodante (COP/año)
	Años de aplazamiento estimado de la infraestructura por AMI (n° de años)
Reducción del costo de indemnización a clientes	Indemnizaciones anuales medias a clientes (COP/año,mes)
	Porcentaje estimado de reducción de indemnizaciones a clientes
Reducción de las emisiones de CO2 debida a la reducción de las pérdidas de línea	Energía total pérdida en las líneas (MWh/año)
	Contenido de CO2 por MWh-generado (tonCO2eq/MWh)
	Promedio de generación anual por tipo de generación (MWh-año)
	Valor del CO2 (COP/tonCO2eq)
	Contenido de CO2 por MWh-generado en escenario AMI (tonCO2eq/MWh)
Reducción de las emisiones de CO2 debido a una mayor	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (n°)
	Contenido de CO2 por MWh-generado (tonCO2eq/MWh)
	Promedio de generación anual por tipo de generación (MWh-año)

Variable a analizar	Información requerida (unidad de medida)
difusión de las fuentes de generación de baja emisión de carbono (como consecuencia del despliegue de los medidores inteligentes)	Valor del CO ₂ (COP/tonCO ₂ eq)
	Contenido de CO ₂ por MWh-generado en escenario AMI (tonCO ₂ eq/MWh)
	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (n°)
Reducción de las emisiones de CO ₂ debidas a los desplazamientos del personal de campo	Número de litros de combustible evitado (n°/año,mes)
	Costo por litro de combustible (COP/año,mes)
Reducción del uso de combustible debido a los desplazamientos del personal de campo	Número de litros de combustible evitado (n°/año,mes)
	Costo por litro de combustible (COP/año,mes)
Reducción de las emisiones de contaminantes del aire debida a la reducción de pérdidas de la línea (partículas, Nox, SO ₂)	Energía total pérdida en las líneas (MWh/año)
	Contenido de contaminante por MWh-generado (por definir/MWh)
	Promedio de generación anual por tipo de generación (MWh-año)
	Valor de cada contaminante (COP/valor por definir)
	Contenido de contaminante por MWh-generado en escenario AMI (tonCO ₂ eq/MWh)
	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (n°)
Reducción de las emisiones de contaminantes del aire debida a una mayor difusión de las fuentes de generación de baja emisión de carbono (como consecuencia del despliegue de medidores inteligentes)	Emisiones por contaminante (por definir)
	Costo del contaminante (por definir)
	Costo del contaminante escenario AMI (por definir)
	Costo por litro de combustible evitado (COP/año,mes)

Fuente: Documento publicado con la Circular CREG 003 de 2020

Una vez analizadas las variables propuestas por la UTP se procedió a realizar un análisis comparativo con las variables utilizadas en los modelos internacionales con el fin de conocer las variables reiterativas en los modelos y la dimensión del beneficio asociado a cada parámetro.

Variables de beneficio Unión Europea 2015

El reporte de la UE compara los diferentes análisis beneficio/costo, en adelante ABC, realizados en sus estados miembros, considerando el contexto de cada uno de los proyectos. El contexto de cada proyecto incluye la clase de tecnología, el sistema de comunicación utilizada, los costos de mano de obra y la maximización de los beneficios por eficiencia en la prestación del servicio de energía.

De acuerdo con los resultados, las variables claves que impulsan los beneficios fueron: **el ahorro en los costos de electricidad (30%), la lectura y operación de los medidores (23%) y las pérdidas comerciales (16%)**. Para hacer el análisis comparativo entre los diferentes ABC de los países miembros, el estudio modela los beneficios por punto de medición para un periodo de 15 años.

Las variables enlistadas son variables que pueden ser monetizadas, sin embargo, en el reporte no detallan como cuantifican ninguna de las variables. El ABC tampoco realiza una asignación de beneficios entre los agentes del mercado.

La Tabla 14 resume el beneficio por punto de medición asociado a cada una de las variables estimadas y el número de veces que una variable de beneficios fue estimada en los países miembros de la UE en el reporte de 2015.

Tabla 14 Beneficio promedio por punto de medición (€/2015)

Variable considerada	Gran Bretaña	Países Bajos	Rumanía	Bélgica- Bruselas	Bélgica- Flandes	Bélgica- Valonia	República Checa	Alemania	Hungría	Lituania	Portugal	República Eslovaca	Número de veces que en el estudio se reportó la variable
Reducción del costo de operación y lectura de contadores	121,5	39	43	50,1	111,5	63,9	58	41,9	12,10	5,7	12,1	28,9	12
Ahorro de costes de electricidad	81,9	24,1	0,3	130	54,4	52,1	1,2	199,7	6,30	35,9	30,8	148,9	12
Reducción en pérdidas no técnicas	4,2	2,8	32,7	61,8	30,3	190		1,3	16,30	20,5	9,8	32	11
Reducción de pérdidas técnicas	9,7		8,6	5,5	1,5				3,70	9,6	2	10,5	8
Inversión evitada en medidores convencionales			16,8	15	95,2		127,5	77		14,3	22,7		7
Reducción de tiempos de interrupción	3	1,4		3,6	11,4			0,4			0,4		6
Reducción de Costos de O&M				11,5	30,3	1,6						7,6	4
Reducción de emisiones de CO2	5,7			18,9						1,2		2,6	4
Competencia y otros		19				15,3			98,70				3
Inversión diferida o evitada en capacidad de distribución	4,5							26,3					2
Inversión diferida o evitable en generación	25,4							62,6					2
Inversión diferida o evitable en transmisión								7,7					1
Reducción de la contaminación del aire	1,6												1

Fuente: Elaboración propia con base en AF Mercados (2015), Study on cost benefit analysis in EU Member States – Final Report

Las variables encontradas con mayor frecuencia en los modelos fueron; la reducción de costos de operación y lectura de medidores, la reducción de pérdidas y los costos evitados por reemplazo de medidores.

Variables de beneficio Unión Europea 2019

En 2019 la Unión Europea hizo el segundo estudio de ABC para sus países miembros con el fin de actualizar la información del estudio de 2015. En esta ocasión se consideraron los estudios de 28¹² países miembros con la intención de proveer una visión conjunta de los ABC.

De acuerdo con las directrices 2009/72/EC si el ABC de un país es positivo, por lo menos se debe realizar un despliegue de AMI de 80% para 2020. De no resultar positivo el ABC, el país debe repetir su estimación cada cuatro años hasta que resulte positivo.

Al igual que en el anterior estudio de la UE, se observó la frecuencia con la que las variables de beneficios fueron estimadas en los estudios de los Estados miembro. Los beneficios presentes con mayor frecuencia en los estudios fueron:

¹² En el momento del estudio el Reino Unido era miembro de la UE

1. Costos evitados de lectura de los medidores.
2. Costos evitados de conexión y desconexión
3. Reducción de la tarifa por eficiencia energética
4. Reducción de pérdidas no técnicas y reducción en el mantenimiento y operación de los activos
5. Ahorro en costos de electricidad
6. Reducción en pérdidas de comunicación.
7. Reducción de pérdidas técnicas.
8. Costos evitados por reemplazo de medidores.

Tabla 15 Variables de beneficio estimadas países de la UE

VARIABLE	Porcentaje el cual la variable fue reportada en el total de los ABC	Austria	Bélgica (BR)	Bélgica (FL)	Bélgica (WA)	Bulgaria	Croacia	Cipre	República Checa	Dinamarca	Estonia	Finlandia	Francia	Alemania	Grecia	Hungría	Irlanda	Italia	Letonia	Lituania	Luxemburgo	Malta	Holanda	Polonia	Portugal	Rumanía	Eslovaquia	Eslovenia	España	Suecia	Reino Unido
Costo de lectura de medidor y costos operacionales	100%	1	1	1	1	1	1	1	1		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Reducción de la tarifa por eficiencia energética	83%	1	1	1			1	1					1	1	1	1	1	1		1	1		1	1	1	1		1		1	1
Reducción de recaudo de cartera en mora y fraude	83%		1	1	1	1	1	1	1		1			1	1	1	1	1		1	1	1	1	1	1	1	1		1		
Operación y mantenimiento de activos	71%	1					1		1		1		1	1	1	1		1		1	1	1	1	1	1	1	1	1		1	
Reducción de pérdidas técnicas	63%	1	1		1		1						1	1	1			1			1		1	1	1	1	1	1	1	1	
Reducción de las emisiones de CO 2	58%	1	1	1			1	1						1	1	1		1		1				1	1		1				1
Reducción de la tarifa por precios diferenciadas	50%	1	1			1								1	1	1	1	1						1	1		1	1			
Aplazamiento de inversiones en distribución	50%	1	1	1			1						1	1				1						1	1	1	1		1		
Competencia en el mercado minorista	42%	1		1			1								1			1		1		1		1	1	1					1
Aplazamiento de inversiones en generación	38%	1					1							1				1	1					1	1	1		1			
Reducción de energía no suministrada	38%			1				1									1	1	1	1	1			1	1	1		1	1		
Aplazamiento de inversiones en transmisión	33%	1					1							1				1						1	1	1		1			
Provisión de servicios explícitos de flexibilidad	25%	1		1	1												1	1	1					1							
Reducción de pago a usuarios por energía no suministrada	25%													1		1	1	1						1	1		1				
Reducción de la contaminación del aire	21%						1									1	1	1	1	1	1										
Mayor acceso a sistemas fotovoltaicos	17%						1									1	1													1	
Otros beneficios no estandarizados	17%		1		1												1													1	

Fuente: Elaboración propia con base en Tractebel Impact (2019) - evaluación comparativa del despliegue de contadores inteligentes en la EU-28.

Variables de Beneficios Holanda

En 2008 Holanda realizó uno de los primeros ABC de AMI. En ese año se estaba discutiendo la ley en el parlamento holandés que incluía la medición como actividad regulada, introduciendo así tarifas y vinculando a los OR como responsables del despliegue de la infraestructura de medición avanzada en el país. Debido a lo anterior el estudio en análisis mide el impacto de AMI exclusivamente en los OR. Las variables consideradas para monetizar los beneficios fueron; la

mejora en la gestión de la red y los costos ahorrados por transferencia de actividades de lectura. El estudio arrojó el ahorro por punto de medición bajo dos escenarios, así como el beneficio anual total por el despliegue de la medición avanzada, como se muestra en las tablas a continuación:

Tabla 16 Beneficios de los OR por punto de medición en Holanda

Variable considerada	Beneficios tenidos en cuenta.	Beneficio Cuantificable	¿En el documento detallan como cuantificarlo?	¿A quién se lo atribuyen?	Relevancia en el modelo (€/2008)	
					Escenario optimista	Escenario pesimista
Beneficios por mejor gestión de la red	Mayores porcentajes de detección de robos.	Sí	No	OR	€ 2,40	€ 1,50
	Menores costos de en pérdidas de energía.					
	Reducción en los costos por el tiempo de interrupción					
	Reducción de costos de Call Center.					
	Reducción en pérdidas técnicas.					
Costos ahorrados por transferencia de actividades de lectura	El despliegue de la AMI planeó mover la responsabilidad legal de medición, recolección de datos y validación a los comercializadores.	Sí	No	Comercializadores	€ 2,00	€ 5,00
Total					4,40 €	6,50 €

Fuente: Frontier Economics (2008) - Investigación sobre los costos y beneficios de AMI para los OR en Holanda.

Tabla 17 Beneficios anuales totales para los OR en Holanda

Variable considerada	Escenario optimista (millones)	Escenario pesimista (millones)
Beneficios en la Gestión de la Red.	18,50 €	11,60 €
Costos ahorrados por transferencia de actividades de lectura.	30,10 €	78,50 €
Total	48,60 €	90,10 €

Fuente: Frontier Economics (2008) - Investigación sobre los costos y beneficios de AMI para los OR en Holanda.

Variables de beneficio Eslovenia

En 2014 y siguiendo las directrices de 2009 de la Comisión Europea en donde se sugirió a sus estados miembros realizar un ABC del despliegue de AMI, la agencia para la energía de Eslovenia hizo el estudio en donde planteó escenarios de despliegue del 80% y 100% para 2020 o 2025.

Las variables de beneficios propuestas inicialmente en el estudio fueron 11, sin embargo, solo cinco beneficios pudieron ser monetizados, esto debido a la falta de información disponible para la monetización.

El estudio no detalla cómo se cuantificaron los beneficios y tampoco realiza una asignación de beneficios entre los agentes del mercado. El estudio también arroja el rango o porcentaje de ahorro que representa cada uno del beneficio en las variables estimadas.

Tabla 18 Beneficios planteados en el ABC de Eslovenia

variables a considerada	Beneficio Cuantificables	Rangos de beneficios (opcional)	
		Límite Inferior	Límite Superior
Reducción en el consumo de energía	SÍ	1,25%	3,75%
Reducción en los costos de lectura	SÍ	5%	95%
Reducción en las pérdidas técnicas y no técnicas	SÍ	50%	
Reducción en costos de facturación	SÍ	50%	
Cambio en el consumo de electricidad en los picos	SÍ	3%	
Reducción de los costos de operadores locales	SÍ	N.A	
Reducción del tiempo de interrupción	SÍ	N.A	
Reducción en la inversión en aumento de la capacidad de transmisión y distribución	SÍ	N.A	
Reducción de costos de Call Center	NO/ Cualitativo	N.A	
Reducción en la inversión en generación de capacidad	NO/ Cualitativo	N.A	
Reducción de costos de operación de activos	NO/ Cualitativo	N.A	

Fuente: Elaboración propia con base en DNV KEMA & KORONA. (2014) análisis costos beneficio de la medición avanzada en Eslovenia.

Variables de beneficio Rumanía

En 2015 Rumanía realizó el estudio para el despliegue de AMI con el fin de establecer las prioridades en el despliegue. El estudio incluyó una comparación de costos y beneficios de otros países europeos como Hungría, Alemania, Reino Unido, Irlanda y Holanda. A diferencia de los estudios de ABC anteriormente mencionados, este estudio hizo una comparación de los pilotos de despliegue de AMI hechos por cada uno de los OR en el país.

Rumanía prefirió no seguir las directrices de beneficios estándares de ABC estipuladas por la UE debido a que estimar los beneficios ex-ante es difícil y necesitarían una mayor proporción de despliegue de la medición avanzada para ser más precisos en los análisis.

Se tuvieron en cuenta 20 variables de beneficios para realizar el ABC. El estudio no detalla como cuantificaron las variables y tampoco realiza una asignación de beneficios entre los agentes del mercado. Sin embargo, el estudio detalla el porcentaje de beneficio asociado a cada variable.

La variable que más aportó beneficios al modelo fue la reducción de las pérdidas técnicas, seguido por la reducción de la cartera en mora. A continuación, se encuentra la tabla de beneficios considerados por los OR para el despliegue de los pilotos en el país.

Tabla 19 Beneficios de Rumanía identificados en los pilotos de despliegue de AMI

Variable considerada	¿Beneficio cuantificable ?	Relevancia en el modelo (opcional)
Reducción del costo de lectura del medidor	Sí	2%
Reducción de cartera en mora (perdidas comerciales)	Sí	4%
Reducción de pérdidas técnicas	Sí	78%
Reducción en costo de tiempos de interrupción del servicio	Sí	2%
Reducción de quejas de los usuarios asociadas a errores en la medición del consumo	Sí	4%
Reducción de costos operacionales de "intervención" (reconexión, desconexión, etc)	Sí	2%
Identificación de pérdidas no técnicas	Sí	4%
Identificación de variaciones de voltaje por encima de los límites aceptables	Sí	4%
Reducción en pérdidas de comunicación del sistema	Sí	N.A.
Mejores pronósticos de demanda	Sí	N.A.
Reducción de emisiones de CO2	Sí	N.A.
Eficiencia energética	Sí	N.A.
Costos evitados en nueva generación para cubrir las necesidades de demanda del sistema	Sí	N.A.
Reducción de inversiones por aplazamiento de inversiones	Sí	N.A.
Mejor preparación para el desarrollo de la medición inteligente.	No	N.A.
Flexibilidad del sistema	No	N.A.
Respuesta de la demanda	No	N.A.
Integración de autogeneradores	No	N.A.
Integración de generación distribuida	No	N.A.
Mayor uso de energías renovables	No	N.A.

Fuente: Elaboración propia con base en Banco Mundial (2016) - Evaluación de impacto sobre medición inteligente.

Variables de beneficio Irlanda

La Comisión de Regulación de Utilidades en 2017 realizó su tercer ABC con un nuevo enfoque esta vez por fases, con el fin de actualizar los porcentajes de despliegue de AMI.

En el estudio solo se tuvieron en cuenta variables monetizables para proteger la robustez del modelo, sin embargo, el estudio no detalla cómo se cuantificaron estas variables. A diferencia de los ABC anteriormente analizados, el siguiente reporte tuvo en cuenta los costos y beneficios por agente, para luego realizar un valor presente neto, VPN, del mercado.

El VPN para el mercado de energía de Irlanda fue negativo, según el estudio, debido a beneficios que no pudieron ser cuantificados y otros costos presentados únicamente indicativamente, por lo que los resultados deben considerarse neutrales según el autor. Irlanda deberá reevaluar su

modelo en el año 2021 hasta que logre una relación positiva que motive la integración a gran escala de la tecnología AMI de acuerdo a las directrices de la Unión Europea.
A continuación, se encuentra la tabla de beneficios considerados.

Tabla 20 Variables de beneficios consideradas en el ABC de AMI en Irlanda

Variable considerada	¿Beneficio cuantificable?	¿En el documento detallan como lo cuantificaron?	¿A quién se lo atribuyen? (opcional)
Costo evitado por reemplazo de medidores convencionales	Sí	Sí	OR
Costo evitado por compra e instalación de medidores convencionales a nuevos usuarios	Sí	Sí	OR
Costo evitado por lectura manual de los medidores	Sí	Sí	OR
Costos evitados por instalación de dispositivo (PAYG) prepago, pues AMI ya permitiría tanto "credit" como "PAYG" no se requiere un equipo adicional para PAYG	Si	Si	OR
Aplazamiento de inversiones en expansión dada la reducción de consumo (programas ToU)	Sí	Sí	OR
Reducción de fraudes de energía (por mejor identificación de robos)	Sí	Sí	OR
Costos evitados por operaciones en el medidor (desconexión, reconexión)	Sí	Sí	OR
Costos evitados por quejas de usuarios en la factura	Sí	Sí	OR
Reducción de volumen de llamadas de los clientes por facturas	Sí	Sí	comercializador
Ahorro en costos asociados a cobro de cartera.	Sí	Sí	comercializador
Reducción de los costos asociados a usuarios cambiándose de comercializador	Sí	Sí	comercializador
Costos evitados por instalación de dispositivo (PAYG) prepago,	Sí	Sí	comercializador
Reducción de capacidad de generación	Sí	Sí	sistema de generación
Reducción del costo marginal de la energía debido a menores consumos en periodos pico	Sí	Sí	sistema de generación
Ahorro de precio energía por programas ToU	Sí	Sí	usuarios
Ahorro de consumo total por mayor información sobre los patrones de consumo	Sí	No	usuarios
Ahorro por no tener que reportar la lectura manual del medidor	Sí	No	usuarios
Ahorro por no tener que pagar facturas con base en un costo "promedio"	Sí	No	usuarios
Facilitar el desarrollo de redes inteligentes	No	No	sistema en general
Dispositivos para hogares inteligentes	No	No	sistema en general
Impulso de sistemas de almacenamiento	No	No	sistema en general
Facilitar el desarrollo de comunidades energéticas (agregadores)	No	No	sistema en general
Soportar el desarrollo de vehículos eléctricos	No	No	sistema en general
Habilitar la figura de autogeneradores	No	No	sistema en general

Fuente: Elaboración propia con base en comisión de regulación de utilidades (2017) – ABC de AMI en Irlanda.

Variables de beneficio Reino Unido 2016 y 2019

Para el análisis de las variables de beneficio empleadas en los modelos del Reino Unido se revisaron dos evaluaciones realizadas, una en 2016 y la otra en 2019.

Los principales beneficios identificados en el modelo de 2016 fueron:

1. **Costos asociados a la actividad de comercialización (49%):** los medidores inteligentes permiten lograr ahorros en las operaciones que realizan los agentes comercializadores de energía, principalmente en lo que tiene que ver con costos de lectura, y costos de atención al cliente (errores en facturación).

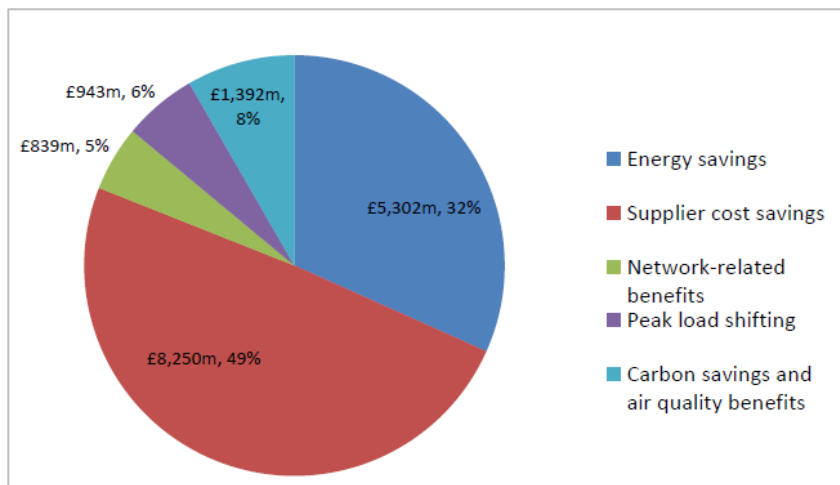
Paralelamente se estiman beneficios por reducción de pérdidas no técnicas (fraudes y gestión de cartera) y competencia en el mercado minorista (mayor facilidad de *switching* para los usuarios por mejor información en facturación y precios).

En resumen, este rubro incluye, lectura, costo de atención al cliente, pérdidas no técnicas y competencia en el minorista.

2. **Ahorros en energía (32%):** Se espera que los consumidores realicen un consumo más eficiente de energía (reducción de consumo base o promedio de energía).
3. **Ahorros en consumo de carbono y calidad del aire (8%):** Con la reducción de consumo de los usuarios, se produce unas menores necesidades de generación de energía térmica, lo que conlleva a unos beneficios ambientales y de calidad del aire.
4. **Ahorros por periodos punta (6%):** Se esperaba que los consumidores tuvieran un nivel de respuesta ante la señal de precios y se logrará migrar consumo de punta a valle (Time of Use). Este beneficio no solo se estima como la reducción del costo marginal, sino como el aplazamiento de inversiones en generación y distribución.
5. **Beneficios asociados al operador de red (5%):** Identificación de pérdidas técnicas y reducción de tiempos de parada.

Las proporciones, así como la magnitud de los beneficios se presentan en la siguiente figura. El total estimado es de cerca de 16,7 billones de libras esterlinas, de los cuales 5,3bn fueron asignables al usuario. Es importante resaltar que el margen de beneficios en el escenario alto podía subir hasta 21,5 o bajar a 12,2 bn.

Figura 22 Balance de beneficios programa medición inteligente Reino Unido, 2016

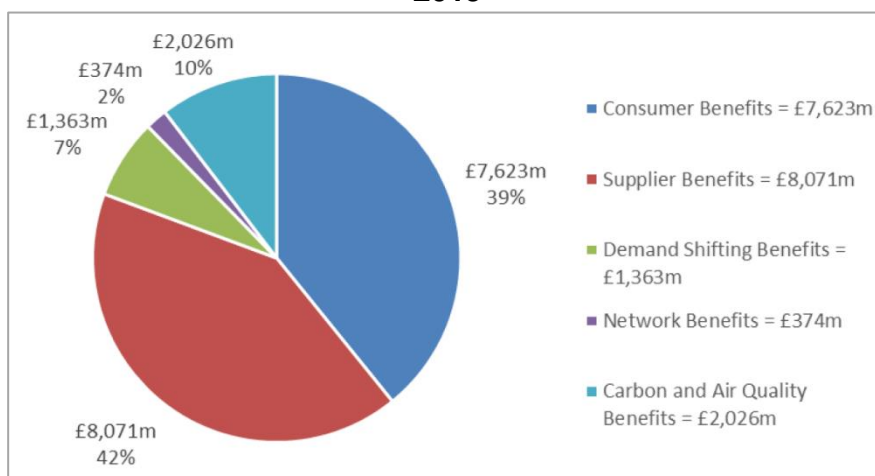


Fuente: BEIS

Por su parte, el análisis de impacto realizado por el Reino Unido en 2019 ya incluye un parque instalado de 16.6 millones de medidores inteligentes combinados (electricidad y gas), lo que ha permitido contar con más información real sobre la operación y despliegue del programa, en el interés principal de: (i) validar los supuestos del modelo de beneficio costo y (ii) monetizar beneficios que antes no habían podido ser incluidos.

Los beneficios en el nuevo modelo de 2019 fueron reorganizados y reestimados con base en una mejor y más reciente información. El balance de beneficios por rubro se presenta en el siguiente gráfico, en la que se incluye la proporción y la magnitud.

Figura 23 Balance de beneficios programa medición inteligente Reino Unido, 2019



Fuente: BEIS

Los beneficios totales del programa se estiman en 19,5 billones de libras esterlinas, 2,8 billones de libras esterlinas adicionales de beneficios comparado con los beneficios estimados en 2016. De los cuales 16,9 provienen del segmento domestico regulado y 2,6 del segmento no domestico regulado.

La mayor cantidad de beneficios estimados sigue estando en cabeza de los comercializadores y los usuarios, mientras que los beneficios derivados de la red disminuyeron de 2016 a 2019.

Los beneficios estimados fueron:

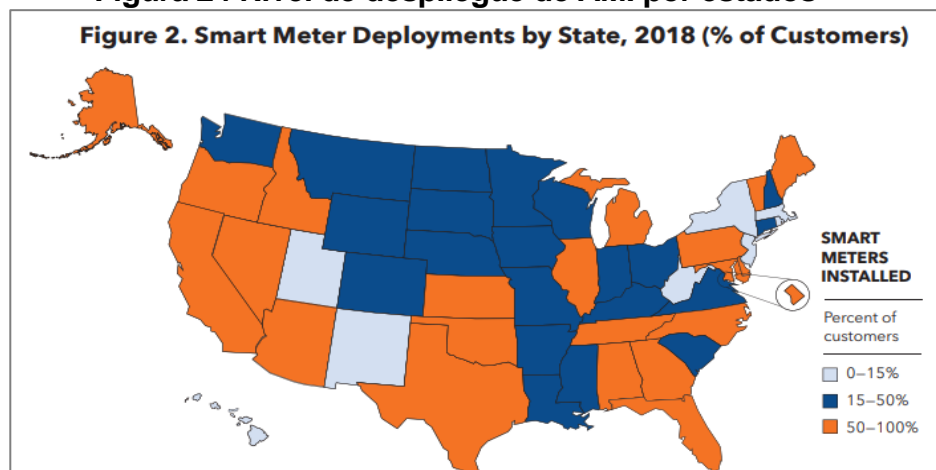
- Ahorro en el consumo promedio de energía
- Ahorros en costos de lectura de medidores convencionales y medidores prepago
- Ahorro en costos de inspección de medidores
- Aumento de la competencia en el mercado de comercialización
- Disminución en los costos de atención al usuario.
- Reducción de pérdidas no técnicas.
- Reducción de pérdidas técnicas.
- Reducción de costos por cambio de los usuarios del régimen de tarifa única al régimen de tarifa horaria.
- Mejora en la calidad del servicio de energía.
- Beneficios ambientales y de calidad de aire.

Costos

Estados Unidos

Estados Unidos es uno de los países que ha implementado la medición avanzada extensivamente a través de sus Estados, aunque algunos de ellos no han comenzado el despliegue de AMI o se encuentra en etapas muy tempranas, como se puede evidenciar en la siguiente figura y tabla:

Figura 24 Nivel de despliegue de AMI por estados



Fuente: The Edison Foundation

Tabla 21 Balance de medidores instalados en USA a 2018 y proyecciones a 2020

Electric Company Type	Total Installed Smart Meters		
	2018	2019p	2020p
Investor-Owned	64,344,000	72,161,000	78,531,000
Public Power Utilities & Electric Cooperatives	23,721,000	26,234,000	28,496,000
U.S. Total	88,065,000	98,395,000	107,027,000

Fuente: The Edison Foundation

Para conocer los costos de referencia de los medidores primero se identificaron las empresas que por Estado habían implementado la medición avanzada, y después se tomaron los costos por medidor de las empresas que reportaron los precios en sus páginas web, los cuales se resumen a continuación:

Tabla 22 Costos por medidor en E.E.U.U

Compañía	Costo [USD 2020]
Ameren Illinois	177,28
AEP Texas	191,33
Arizona Public Service	145,27
Avista Corporation	110,44
CenterPoint Energy	180,04
Pacific Gas and Electric	220,08

Fuente: Elaboración propia

Unión Europea

Paralelamente a los costos de AMI investigados para Estados Unidos, se encontraron costos de AMI para la Unión Europea, consolidados en el reporte del AF MERCADOS de 2015. Para el caso europeo se hallaron costos desagregados por medidor, tecnología de información, comunicaciones, display, distribución y capacitación.

Tabla 23 Desagregación de costos de AMI por países europeos

	Smart meters	Information technology	Communications	In-home display	Distribution	Training costs
Great Britain	147.28	30.13	90.09			
Netherlands	81.99	5.78	117.45			
Romania	77.35	1.55	18.83			
Belgium (Brussels)	268.94	79.47	144.75			
Belgium (Flanders)	387.49	83.33	22.73			
Belgium (Walonia)	493.74	92.26	68.54			4.01
Czech Republic	248.13	110.03	61.09		2.6	
Germany	190.34	86.34	171.15	33.36		10.93
Hungary	125.55	11.49	54.27	11.74		0.01
Latvia	103.57	12.14	33.48		12.02	0.12
Portugal	56.32	7.89	33.58			
Slovakia	91.72	22.61	5.81			

Fuente: AF Mercados (2015), *Study on cost benefit analysis in EU Member States – Final Report*

Balance Circular CREG 098 de 2020

Hasta el 9 de noviembre de 2020 se habían recibido 41 respuestas de agentes. El balance desagregado de la información recibida es como se muestra a continuación:

Tabla 24 Balance información recibida en Circular CREG 098 de 2020

Agentes	Respuestas
Operadores de Red	23
Comercializadores no integrados con el OR (mercado regulado)	7
Comercializadores no integrados con el OR (mercado no regulado)	11

Fuente: Elaboración propia

Se procedió a realizar una revisión de cada uno de los formatos enviados por los agentes para determinar la calidad de la información. La información contenida en cada una de las hojas del formato se clasificó de acuerdo con los siguientes cinco criterios:

Nomenclatura	Color
Completa	
Incompleta	
Sin información	
La empresa no envió formulario	
No debía reportar la información	

Fuente: Elaboración propia

El análisis se plasmó en la tabla “información recibida en Circular 098 de 2020”. La primera columna de la tabla corresponde a las empresas, divididas entre empresas que operan en el mercado regulado y no regulado. De la columna 2 a la columna 12 corresponden a cada una de

las pestañas del formato enviado junto a la circular 098 de 2020. Para efectos de la organización de la información para realizar las estimaciones se procedió a agrupar las columnas entre información útil para estimar los beneficios e información útil para estimar los costos.

Tabla 25 Información recibida en la Circular CREG 098 de 2020

MERCADO REGULADO	INFORMACIÓN RECIBIDA EN CIRCULAR 098_2020											
	VARIABLES PARA ESTIMAR BENEFICIOS						VARIABLES PARA ESTIMAR COSTOS					
	PÉRDIDAS	LECTURA	SUSPENSIÓN, RECON, CORTE, REINSTALACIÓN	REPARTO DE FACTURAS	ATENCIÓN AL CLIENTE	CALIDAD DE ENERGÍA	EXPANSIÓN	MEDICIÓN Y CONCENTRACIÓN DE DATOS	SISTEMA DE COMUNICACIÓN	SISTEMA DE GESTIÓN Y OPERACIÓN	SISTEMA MDM	DIVULGACIÓN
CODENSA												
EPM												
AFINIA												
AIR-E												
EMCALI EICE ESP												
ESSA(SANTANDER)												
CENS(N.SANTANDER)												
EPSA(PACIFICO)												
CELSIA TOLIMA												
EMSA(META)												
CHEC(CALDAS)												
ELECTROHUILA												
EBSA (BOYACA)												
CEDEMAR												
CEO S.A. ESP												
EEP(PEREIRA)												
EDEQ(QUINDIO)												
ELECTROCAQUETA												
DISPAC S.A. E.S.P.												
RUITOQUE S.A. E.S.P.												
CETSA(TULUA)												
EMCARTAGO E.S.P.												
BAJO PUTUMAYO												
ENERCA S.A. E.S.P.												
PUTUMAYO												
ENERGUAVIARE												
EMEVASI S.A. E.S.P.												
EMEESA(POPAYAN)												
EMSERPUCAR E.S.P.												
DICEL												
ENELAR E.S.P.												
PEESA												
ENERTOTAL												
QI ENERGY												
ENERCO												
DICELER												
MERCADO NO REGULADO												
CHIVOR												
COLOMBINA ENERGIA												
ECTC												
ENEL-EMGESA												
FRANCA ENERGIA												
GECELCA												
ISAGEN												
MESSER ENERGY												
RENOVATIO												
SOUTH 32 ENERGY												
TERPEL ENERGIA												

Fuente: Elaboración propia

ANEXO 2 ANÁLISIS DE BENEFICIOS

A2.1 Costos evitados de lectura

Para la estimación anual del beneficio de ahorro en lectura, dentro del horizonte de análisis de 10 años propuesto, se tomó en cuenta el costo actual de lectura de las empresas de comercialización incumbentes. De la información reportada mediante la Circular CREG 098 de 2020 se obtuvo información de costos totales de lectura para 21 de las 29 empresas.

De la información recibida de estas 21 empresas se obtuvieron dos tipos de reporte; un reporte total de costos de lectura y un reporte de costo por lectura. Con el interés de estandarizar los datos, se tomaron en consideración las variables “Costo total de lectura en área urbana”, “Costo total de lectura en área rural no dispersa” y “Costo total de lectura en área rural dispersa” para tener la desagregación de costo por tipo de usuario.

Mediante las variables de ciclo de facturación y cantidad de facturas emitidas se estimaron las proporciones de facturas en área urbana, en área rural no dispersa y en área rural dispersa para cada una de estas empresas, así como el número de lecturas realizadas al año¹³.

En los casos en que las empresas no reportaron el número total de usuarios en la variable “Número total de usuarios a 31 de diciembre”, se tomó la cifra de usuarios regulados del SUI para diciembre de 2019. Con esta información, se multiplicó el costo de lectura para cada tipo de usuario por el número de facturas estimadas. Esta estimación se realizó para 4 de las 21 empresas que reportaron información en la Circular CREG 098 de 2020. Con esto en cuenta, se obtuvo un total de costos de lectura reportado anual de cerca de 89.000 millones de pesos (pesos de octubre de 2020).

Con el interés de completar y contrastar esta información, se tomó en cuenta la información de costos de lectura obtenidos mediante los formatos de gastos de información para regulación de que trata la Circular CREG 010 de 2020, de donde se extractó información para 14 de las 29 compañías para la vigencia 2018.

Estimación del ahorro en costos considerando el gasto actual de lectura.

El criterio de selección de datos fue tomar primero los costos de gastos de regulación y, para las empresas restantes, tomar los datos reportados mediante la Circular CREG 098 de 2020. Para el caso de las empresas con las que no se contará con ningún valor de referencia, el criterio fue realizar un promedio ponderado según su grupo:

- Empresas del Grupo I (más de un millón de usuarios)
- Empresas del Grupo II (menos de un millón, pero más de cien mil usuarios)
- Empresas del Grupo III (menos de cien mil usuarios)

Con todo lo anterior en cuenta, se tomó finalmente la información de 24 mercados de comercialización (para las cuales se contaba también con información del formato ICR). Esto dio

¹³ Particularidades sobre ciclos de facturación de cada mercado fueron consideradas para este análisis.

como resultado un total de **126.523 millones de pesos** (pesos de octubre de 2020) correspondiente al costo total anual de lectura.

Este valor se podrá incrementar en la medida que se incluya más información sobre las 5 empresas restantes y se podrá tener un mayor nivel de precisión sobre el mismo, a medida que se obtenga información más reciente y completa sobre los costos reales de las compañías para las cuales fue necesario estimar un valor de referencia.

Estimación del ahorro en costos, considerando el gasto reconocido de lectura

Sobre la participación de los costos de lectura en el total de costos para el desarrollo de la actividad de comercialización, se contaba con una referencia¹⁴ de que este concepto podía variar entre el 8% y el 28% (promedio de 18%). Sin embargo, con el interés de presentar un escenario más conservador, se optó por mantener la referencia de participación del proceso de lectura en el 15%, valor estimado en el 2013.

Para la estimación del costo total reconocido por proceso de lectura se consideró el costo base de comercialización aprobado por la Comisión en el marco de la Resolución CREG 180 de 2014, para cada uno de los 29 mercados de comercialización. Este costo se indexó a precios de octubre de 2020 y sobre este se consideró igualmente el factor de productividad de 0.0725% anual, valor definido en la Resolución CREG 180 de 2014.

Tomando como punto inicial el costo base de comercialización aprobado para cada mercado, se estimó el costo total de lectura reconocido asumiendo que este costo correspondía al 15% del total, como se detalló anteriormente. Para la estimación del costo base de comercialización total, se tuvo en cuenta el número de facturas reportadas por las empresas en la Circular CREG 098 de 2020 dentro de la variable "*Cantidad total de facturas emitidas*". Para el caso en que las facturas fueran reportadas como total mensual y no anual se asumió un ciclo de facturación de 12 meses. Para los casos en que la información no hubiera sido reportada por las empresas, se tomó en cuenta el número de usuarios regulados en el SUI y un ciclo de facturación de 12 meses.

Con todo lo anterior en cuenta, y considerando la información de 29 mercados de comercialización se obtuvo un total de cerca de **208.937 millones de pesos** (pesos de octubre de 2020) correspondiente al costo total anual de lectura reconocido.

A2.2 Costos evitados de suspensión y conexión

Para estimar el costo evitado por las actividades de suspensión y reconexión, se solicitó mediante la Circular CREG 098 de 2020 la información tanto de costos como de número de operaciones anuales, desagregadas por tipo de medidor (monofásico y trifásico) y por zona (rural y urbano). Con base en la información reportada por 22 de las 29 empresas se calculó un costo total por cada actividad:

- Costo total anual de suspensión (22 empresas, año 2019 indexado a pesos de octubre de 2020): **44.006 millones de pesos**

¹⁴ De acuerdo con la información suministrada durante el proceso de aprobación de la Resolución CREG 180 de 2014

- Costo total anual de reconexión (22 empresas, año 2019 indexado a pesos de octubre de 2020): **32.5950 millones de pesos**

Considerando que 7 de las 29 empresas no reportaron información, los costos totales anuales de estas actividades pueden incrementar. Para el caso de costos evitados de suspensión y reconexión, no se realizó ninguna estimación sobre las empresas que no reportaron información. Lo anterior, tomando en cuenta que el número de operaciones tanto de suspensión como de conexión es muy inherente a cada mercado.

En este sentido, se tomó como base únicamente la información reportada en la Circular CREG 098 de 2020. La suma de los costos totales de las dos actividades para las 22 empresas da un resultado anual de **76.595 millones de pesos**.

Sobre esta base de costo total anual de las dos actividades es que se debe estimar el beneficio. El cual está directamente asociado al nivel de despliegue de la tecnología, pues depende de que el usuario tenga el medidor AMI operativo. Sobre esto, se presenta un escenario inicial bajo una instalación del 13%, en la sección de niveles de despliegue.

A2.3 Costos evitados de reemplazo del medidor

Tomando en cuenta que la vida útil tiene una reponderación menor en el modelo colombiano, se tomó la decisión de suponer que tan solo el 10% del parque total de medidores instalados (en el mercado regulado), iba a tener que ser reemplazado al año 2031. Con este supuesto y tomando como referencia el número total de usuarios registrados en el SUI para el año 2019 (15.808.622), se estimó el total de medidores convencionales a reemplazar en el periodo de análisis (1.580.862 medidores).

Con base en esto, se tomó las referencias de las variables “*Usuarios con medidor monofásico convencional, a los que se instalará medidor avanzado*” y “*Usuarios con medidor polifásico convencional, a los que se instalará medidor avanzado*”, de la Circular CREG 098 de 2020, para estimar la proporción nacional de medidores monofásicos y medidores trifásicos/polifásicos. Este análisis dio como resultado, que cerca del 78% de medidores en el mercado regulado son monofásico y cerca del 22% son medidores trifásicos (Tabla 26)

Tabla 26 Número de medidores a reemplazar en el horizonte de análisis

	Proporción [%]	Número de medidores a reemplazar (Horizonte de 10 años)
Monofásico	78,50%	1.240.977
Trifásico/Polifásico	21,50%	339.885
Total	100%	1.580.862

Fuente de datos: SUI

Para el costo unitario de los medidores, se recolectó información de las páginas web de las empresas de comercialización, con el interés de poder obtener un costo promedio de medidor monofásico y un costo promedio de medidor trifásico/polifásico de referencia. Sobre esto se obtuvo información de 23 empresas.

Con el interés de estimar el promedio por medidor, se consideró valores “*outliers*” aquellos que estuvieran por encima del valor medio más dos desviaciones estándar; con esto en cuenta, para

el caso de medidor monofásico el valor promedio ajustado fue de \$64.224 y para el caso de medidor trifásico fue de \$248.832 (Tabla 27).

Tabla 27 Estadísticas sobre costos de medidores

	COSTO MEDIDOR MONOFÁSICO [COP\$ Oct 2020] (SIN IVA)	COSTO MEDIDOR POLIFÁSICO [COP\$ Oct 2020] (SIN IVA)
Valor Mínimo	\$ 30.546	\$ 134.602
Valor Máximo	\$ 231.572	\$ 434.650
Valor Medio	\$ 86.052	\$ 248.832
Margen de Outliers	\$ 211.411	\$ 440.758
Valor Medio Ajustado	\$ 64.224	\$ 248.832

Fuente de datos: Páginas Web Comercializadores

Tomando en cuenta el costo promedio ajustado y el número de medidores por reemplazar se calculó un valor total anual, asumiendo que cada año (dentro del horizonte de 10 años) se reemplazaba el mismo número de medidores en el sistema. Esto dio como resultado un costo anual de \$7.970 millones de pesos asociado al costo de renovación del 10% del parque de medidores monofásico y de \$8.457 millones de pesos por medidores trifásicos/polifásicos, para un total anual de \$16.427 millones de pesos.

A2.4 Diferencia entre costos declarados y reconocidos

Una vez discriminadas las cuentas de gastos que deberían en principio mantenerse como reconocidas dentro de la metodología de comercialización, se estimó la suma del total de cuentas Tipo I, Tipo II y Tipo III para cada una de las 24 compañías incluidas en el análisis integral. Este total se indexó a pesos de octubre de 2020 y se discriminó de la siguiente manera:

- Región azul: Suma de cuentas Tipo I y Tipo III, restando el costo total de lectura anual considerado para el análisis (cuya estimación se detalló en la sección 4.2.3).
- Región azul con trama: Costo total de lectura anual considerado para el análisis (cuya estimación se detalló en la sección 4.2.3).
- Región roja: Cuentas Tipo II (detalladas en la sección anterior).

Adicional a esto, para cada compañía se incluyó el costo total de comercialización reconocido, el cual se estimó tomando en cuenta: i) el costo base de comercialización aprobado (ajustado con el nivel de productividad definido, e indexado a octubre de 2020) y ii) el número de facturas totales anuales reportadas por las compañías mediante la Circular CREG 098 de 2020.

El valor de costo total anual de comercialización reconocido para cada empresa, se presenta como una barra de color negro en las Figuras 22 a la 43. Tanto este, como todos los valores representados gráficamente están expresados en millones de pesos de octubre de 2020. Es de anotar que debido a la indisponibilidad de información de cuentas para el periodo 2019, se tuvo en consideración las cuentas reportadas por las empresas en el formato ICR para el año 2018.

Si bien se realizó el análisis en detalle para cada una de las 24 compañías, para intereses de este documento, se presenta únicamente los valores totales agregados en tres grupos de compañías:

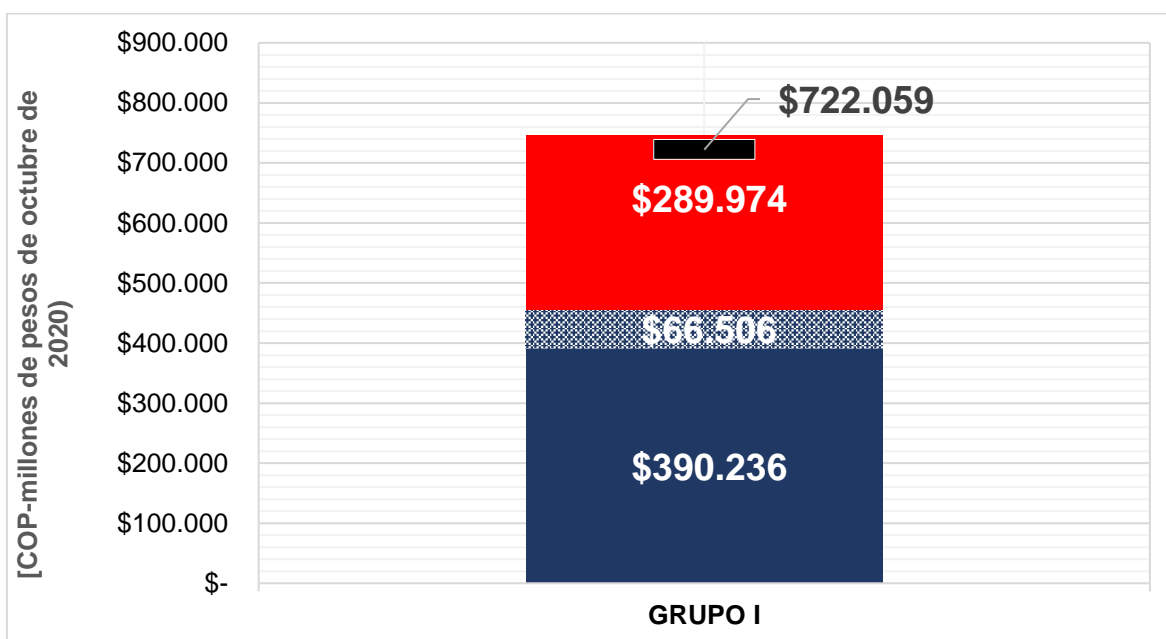
a. Empresas del Grupo I (más de un millón de usuarios)

Dentro del Grupo I se incluyen las empresas CODENSA, EPM y ELECTRICARIBE; la última considerándola aún como una única compañía que atiende el mercado de comercialización del Caribe colombiano¹⁵.

Para el caso de las empresas del Grupo I, se evidencia que el costo total anual reconocido DE comercialización es de \$722.059 millones, muy cercano al del total estimado de cuentas de gastos declarados (Tipo I, Tipo II y Tipo III) de \$746.716 millones.

Sobre este resultado, es importante anotar que los casos particulares de empresas en los cuales el costo total reconocido es inferior a los gastos declarados para el desarrollo de la actividad de comercialización serán analizados en un mayor detalle por la Comisión dentro de etapas subsiguientes de desarrollo regulatorio.

Figura 25 Diferencia entre costos declarados y reconocidos, GRUPO I



Fuente de datos: Cuentas ICR, Circular CREG 098 de 2020, Resoluciones de aprobación de cargos CREG 180 de 2014

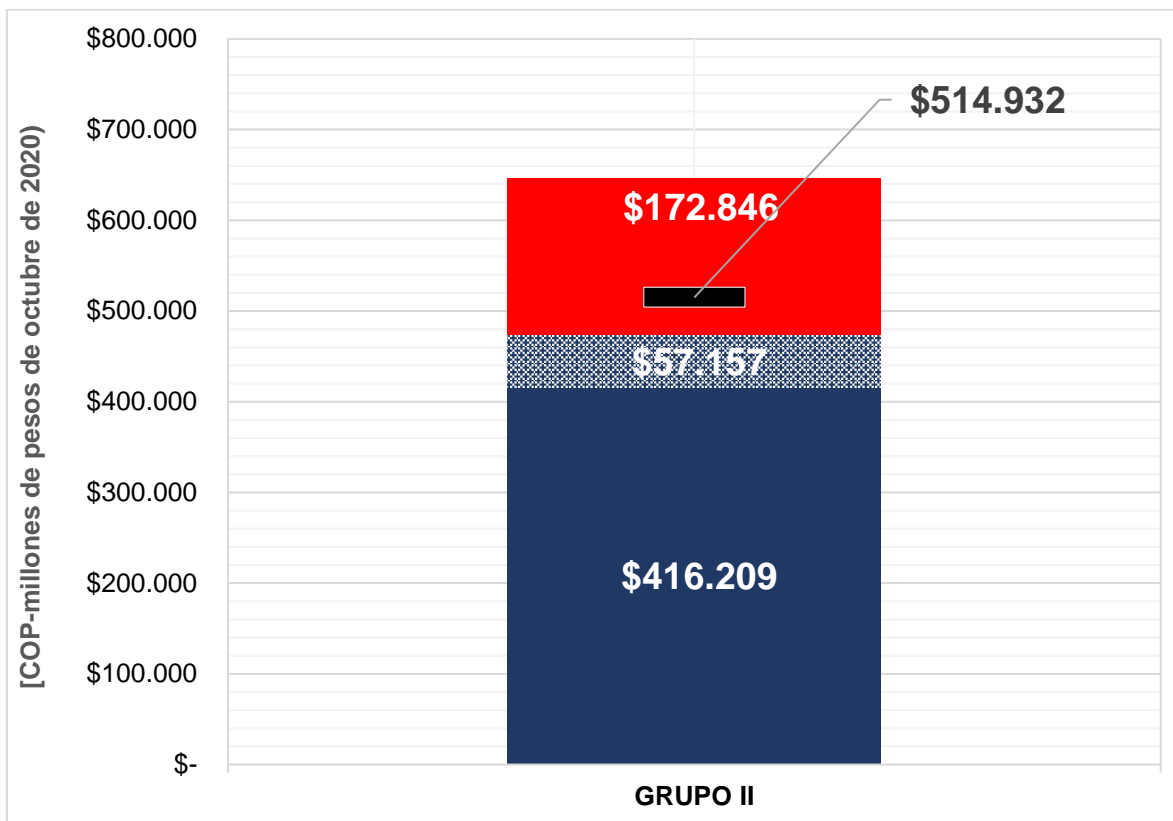
b. Empresas del Grupo II (entre cien mil y un millón de usuarios)

¹⁵ El mercado de la región Caribe se analiza sin la división entre las empresas Air-E y Afinia y sin incluir el aumento del 20% del costo base de comercialización.

Dentro del Grupo II, se incluyen las empresas ESSA, CELSIA COLOMBIA, CENS, CELSIA TOLIMA, CHEC, CEDENAR, CEO, EBSA, EMSA, EDEQ, EEP, ENERCA, y ELECTROCAQUETA.

Para el caso de las empresas del Grupo II se evidencia que el costo total anual reconocido de comercialización de \$514.932 millones, es inferior al del total estimado de cuentas de gastos declarados (Tipo I, Tipo II y Tipo III) de 646.213 millones

Figura 26 Diferencia entre costos declarados y reconocidos, GRUPO II



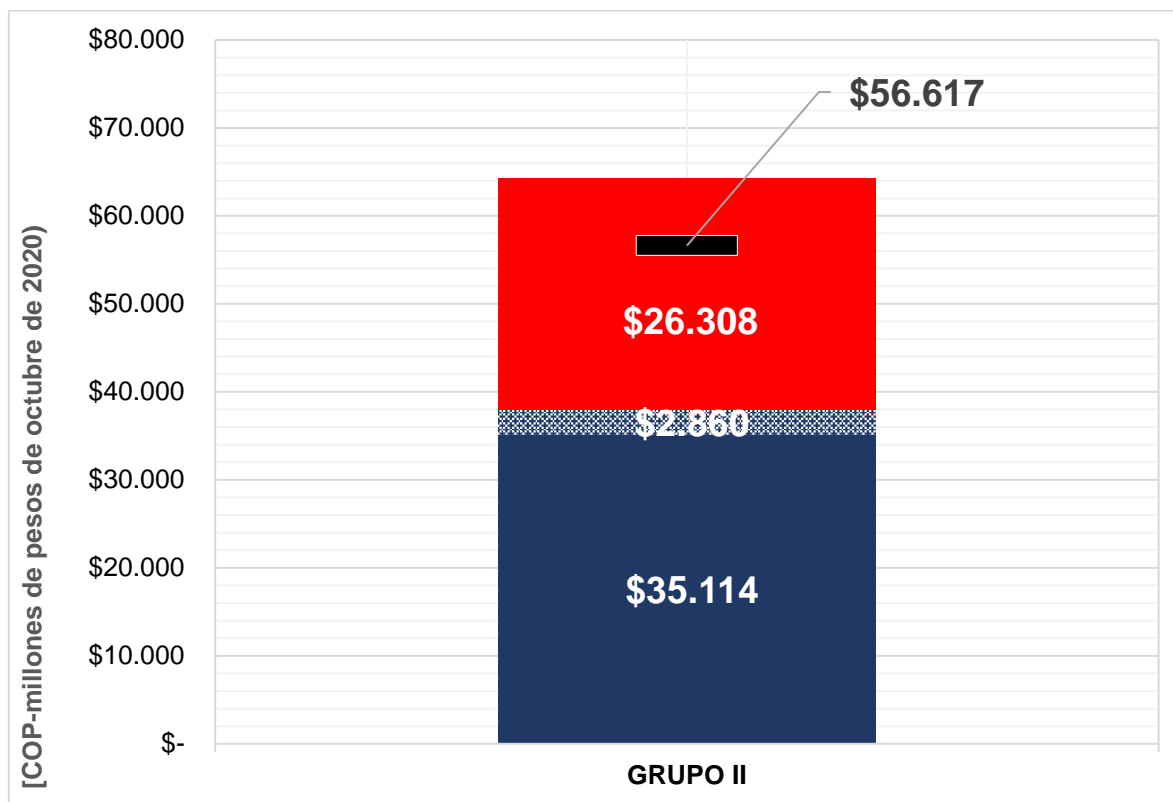
Fuente de datos: Cuentas ICR, Circular CREG 098 de 2020, Resoluciones de aprobación de cargos CREG 180 de 2014

c. Empresas del Grupo III (menos de cien mil usuarios)

Dentro del Grupo III se incluyen las empresas DISPAC, ENELAR, CETSA, CARTAGO, PUTUMAYO, BAJO PUTUMAYO, GUAVIARE y RUITOQUE.

Para el caso de las empresas del Grupo III se evidencia que el costo total anual reconocido de comercialización de \$56.617 millones, es inferior al del total estimado de cuentas de gastos declarados (Tipo I, Tipo II y Tipo III) de 64.282 millones

Figura 27 Diferencia entre costos declarados y reconocidos, GRUPO III



Fuente de datos: Cuentas ICR, Circular CREG 098 de 2020, Resoluciones de aprobación de cargos CREG 180 de 2014

ANEXO 3 MATRIZ COMENTARIOS AGENTES

Se recibieron 71 comunicaciones con 1125 comentarios por parte de los interesados, cuya desagregación se presenta a continuación:

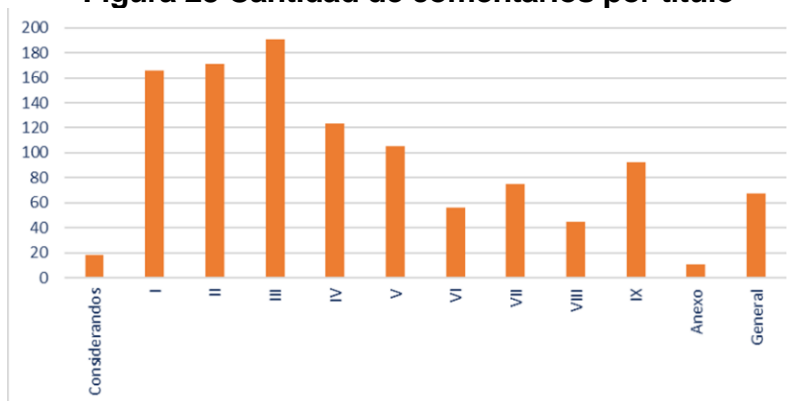
Tabla 28 Participantes de la consulta

	Comunicaciones
Agentes	28
Entidades	16
Vocales	3
Personas naturales	10
Proveedores	14

Total	71
--------------	-----------

Fuente. Elaboración propia

Figura 28 Cantidad de comentarios por título



Fuente: Elaboración propia

Tabla 29 Cantidad de comentarios por título

Título	Nombre	Cantidad
Considerandos	Considerandos	18
I	Disposiciones generales	166
II	Derechos y deberes de los usuarios	171
III	Responsabilidad con los prestadores	191
IV	Requisitos técnicos generales	123
V	Planes de implementación	105
VI	Despliegue	56
VII	Remuneración del esquema	75
VIII	Gestión de datos	45
IX	Transición y ajustes regulatorios	92
Anexo		11
General		67
Varios		5

Total	1125
--------------	-------------

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presenta un resumen de los comentarios recibidos a la propuesta contenida en la Resolución CREG 131 de 2020 y la respuesta a los mismos siguiendo el orden de los artículos de la resolución.

COMENTARIOS GENERALES

Comentario	Respuesta
Solicitud de nueva resolución de consulta de en la que se incluyan los resultados de los estudios en curso. Hay aspectos fundamentales que ameritan mayor estudio antes de una resolución definitiva.	La propuesta regulatoria busca dar cumplimiento a los lineamientos de política y las fechas previstas en las resoluciones 4 0072 del 29 de enero de 2018 y 4 0483 del 30 de mayo de 2019 y 40142 del 21 de mayo de 2020 del Ministerio de Minas y Energía, definiendo las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional (SIN). Lo anterior, sin perjuicio de que dicha propuesta sea objeto de modificaciones y/o desarrollos regulatorios posteriores.
En los considerandos se menciona que AMI servirá para esquemas de tarificación horaria ¿Cuáles serían las franjas para tales tarifas?	El tema de las tarifas horarias está considerado dentro de la política del AMI y en el caso de la propuesta regulatoria hace parte de los datos que tiene que poner a disposición el GIDI. Las franjas no corresponden a un tema específico de las condiciones del AMI. No obstante, como referencia podrán revisarse las franjas horarias de que trata la Resolución CREG 015 de 2018 para los cargos de distribución.

Comentario	Respuesta
<p>En el considerando y texto de la resolución se admite textualmente que la Resolución modifica el concepto vigente de derecho del usuario a la medición de consumo consagrado en el artículo 146 de la ley 142 de 1994. Es evidente que estamos frente a una modificación sustantiva de la norma de la ley 142 de 1994 que reconoce la medición como un derecho del usuario y que en consecuencia el elemento principal del precio será el consumo.</p>	<p>La propuesta regulatoria no busca realizar modificaciones más allá de las competencias regulatorias asignadas a la Comisión, ni ir en contravía de disposiciones de naturaleza legislativa. Tal como se expone en los considerandos de la propuesta la Comisión expone el entendimiento que tiene el desarrollo de la normativa del AMI tanto a nivel de la Ley 1715 y sus normas reglamentarias a nivel de Decreto y resoluciones del MME, para lo cual expone lo siguiente:</p> <p>“De acuerdo con lo dispuesto en las normas citadas de la Ley 142 de 1994, Ley 1715 de 2014, así como en los desarrollos de política de los decretos y resoluciones referidas, se considera que:</p> <p>i) El concepto de medición o medida a que hace referencia la Ley 142 de 1994 deja de estar ligado únicamente al consumo del usuario, para incorporar elementos adicionales como la medición y registro de datos de uso de energía de los usuarios en intervalos de tiempo, con capacidad de almacenamiento y transmisión, entre otros;</p> <p>ii) La medición deja de estar centrada únicamente en el medidor. Además de la unidad de medida, se incorporan elementos adicionales como: a) la comunicación bidireccional; b) la integración de hardware; c) software; d) arquitectura de redes de comunicaciones.</p> <p>iii) Finalmente, el buen funcionamiento del medidor deja de estar ligado exclusivamente a su capacidad de registrar los consumos, toda vez que, atendiendo el desarrollo hecho por la política pública, el buen funcionamiento está asociado a la existencia de una infraestructura de medición avanzada que permita la medición y registro de datos de uso de energía de los usuarios en intervalos de tiempo, con capacidad de almacenamiento y transmisión.</p> <p>En relación con lo establecido en los artículos 9, 144, 145 y 146 de la Ley 142 de 1994, la interpretación de los conceptos de derecho a la medición, equipo de medida, medida y consumo se debe hacer en el contexto histórico en el que se lleva a cabo a la aplicación de dichas normas. De un lado, el artículo 9.1 de la Ley 142 de 1994 hace referencia a la medición como derecho de los usuarios del servicio público, derecho que incluye la posibilidad de emplear los instrumentos de medida que la tecnología haya hecho disponibles. En ese sentido, la Comisión entiende que el desarrollo de la infraestructura de medición avanzada permite obtener beneficios en relación con el funcionamiento de las redes y la eficiencia en la prestación del servicio.</p>
<p>“Dos garantías para que al usuario no se le haga cobro abusivo de lo no medido técnicamente y para que elementos distintos del consumo no sean los que determinen el precio. Derecho a unidad de medida y unidad de precio por el consumo. Tratándose de tan extensas garantías y progresivas desde el punto de vista de la Corte Constitucional no le es dado a una instancia administrativa cualquiera sea el órgano y su jerarquía hacer modificaciones o interpretaciones que impliquen variar la orden legislativa. En consecuencia, considero que la implementación de la medición avanzada apoyada en estos argumentos viola la ley</p>	<p>Además, se entiende que el alcance y aplicación de los artículos 135 y 144 frente a la medición y los equipos de medida deben quedar dentro del contexto de lo que la política energética ha considerado como medición avanzada. Lo anterior, bajo la premisa de que el consumo es el elemento principal del precio que se cobra por la prestación del servicio. El cumplimiento de los objetivos de política energética y la puesta en funcionamiento de la infraestructura de medición avanzada, previstos en la Ley 1715 de 2014, el Decreto 1073 de 2015 y las Resoluciones MME 40072 de 2018, 40483 de 2019 y 40142 de 2020, exigen la reorganización del esquema de prestación del servicio de energía eléctrica. En el nuevo esquema, los medidores deben servir, entre otros,</p>

Comentario	Respuesta
142 de 1994 inciso 2 del artículo 3.9 que literalmente preceptúa: "Todas las decisiones de las autoridades en materia de servicios públicos deben fundarse en los motivos que determine esta ley y los motivos que invoquen deben ser comprobables". Y es así porque esta ley en desarrollo del principio del artículo 365 de la Constitución Política tiene que armonizar con las finalidades sociales del Estado bienestar general y mejora de la calidad de vida de la población. Cambiar aquellos derechos contenidos en el artículo 146 implican desventaja o afectación al ejercicio del derecho de disponer de servicios públicos domiciliarios. De manera que precisa la Comisión Reguladora de Energía y Gas para mantener estos motivos de implementación del nuevo medidor avanzado de una modificación del artículo 146 de 1994"	<p>para la gestión comercial, la planeación y operación del sistema, la gestión de pérdidas, facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta a la demanda, nuevas tecnologías, entre otros. En el mediano y largo plazo, permitirán que el usuario asuma la gestión de su consumo de energía eléctrica, a través de los mecanismos previstos en esa normativa. Para lograr esto es necesario que los medidores funcionen bajo las condiciones tecnológicas requeridas por el nuevo esquema de prestación del servicio, lo cual implica la posibilidad de cambiar los medidores actuales.</p> <p>En relación con esto, la Ley autoriza la exigencia del reemplazo de los medidores en los eventos que allí se disponen. Esto también incluye que los datos derivados de la medición avanzada y el uso de la infraestructura de medición, ya no solo son de interés del usuario o de la empresa, como parte de una relación contractual o de derechos de particulares, sino que atienden consideraciones de interés general, asociados con el control, la prestación eficiente del servicio y la gestión eficiente de la energía.</p> <p>Bajo la consideración de que la medición hace parte de la prestación del servicio y no se trata de una actividad cuya gestión esté reservada al usuario, la infraestructura de medición avanzada (incluyendo los medidores) conforman un bien esencial empleado para la prestación del servicio. La infraestructura de medición avanzada debe entonces servir a los fines de la prestación eficiente del servicio exigidos en los artículos 365 y 370 constitucionales, en especial, a los de la gestión eficiente de la energía, a través de los distintos mecanismos definidos en la Ley 1715 de 2014. Esto implica beneficios al Sistema Interconectado Nacional, a los agentes que hagan uso de esa infraestructura, a los usuarios, a las demás empresas prestadoras del servicio, a las autoridades y a otros terceros que desarrollen actividades complementarias para la prestación del servicio."</p>

TITULO I. DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. OBJETO

Comentario	Respuesta
Algunos de los elementos mencionados en el objeto de la resolución no se desarrollan en el cuerpo de esta.	Hay desarrollos regulatorios adicionales que serán objeto de regulaciones posteriores. Se ajusta la redacción del artículo al contenido de la resolución.

Artículo 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN

Comentario	Respuesta
Revisar el plazo para el ajuste de los contratos de los usuarios no regulados, UNR, porque es muy corto un mes. Concordar con el artículo 11.	Los usuarios no regulados, UNR, no serán susceptibles del despliegue de medidor avanzado pero el OR será el encargado de su lectura a partir del año 6 de inicio del plan.
Si un usuario regulado puede escoger comercializador se debería convertir en "no regulado"	El límite de UNR está definido en la Resolución CREG 131 de 1998, independientemente de la aplicación de AMI. Usuario regulado es el que puede negociar libremente la tarifa de prestación del servicio con su prestador.

Se debe limitar el alcance a aquellos usuarios que consuman menos de 100 A o se elimine el requerimiento de corte y reconexión remota para medidores semidirectos o con una capacidad mayor a 100 A.	Se tendrán en cuenta las características técnicas para limitar la aplicación de coste y reconexión remota.
--	--

Artículo 3. DEFINICIONES

Comentario	Respuesta
Revisar definición de último suspiro (es función de sistema y no sólo de equipo de medida) eliminar porque no se sabe con qué se va a certificar las funcionalidades son del sistema y no del medidor. No exigir frecuencia de medición y envío, que cada solución lo defina	No se elimina, se modifica. Se debe definir un estándar mínimo de frecuencia para la recolección de datos.
Reemplazar concepto de "dato personal" (incluido igualmente en art 10) dado que los datos de consumo Sí son datos personales. Posible incumplimiento de la ley 1581 cuando se publican datos personales tener cuidado con los datos a ser compartidos (¿consumos y tarifas de usuarios regulados y no regulados?) hay problemas de confidencialidad se está cambiando la definición de datos personales de la ley 1581/12.	Se ajusta. El concepto y manejo de los datos personales debe ajustarse a lo definido en la Ley 1581 de 2012 y disposiciones reglamentarias. La resolución no pretende modificar dichas disposiciones.
¿Cuáles son los eventos y alarmas mínimos? (no se detalla) esta información va a ser de manejo del GIDI? ¿Cómo se certificará el último suspiro?	El contenido de la información que debe ser enviada al GIDI será objeto de normatividad aparte, así como la forma de certificación de la funcionalidad de último suspiro.
Solo pedir bidireccionalidad para AGPE Y no para todos.	No existe diferencia de costos y se pueden tener mediciones precisas de todos los usuarios.
El GIDI no tiene que ser una ESP (revisar cado gestor de gas BMC)	Se ajusta la redacción haciendo referencia al artículo 15 de la Ley 142 de 1994.
Se debe realizar una lista completa de la información a manejar por el GIDI y los perfiles de acceso a cada una de ellas.	El contenido de la información que debe ser enviada al GIDI será objeto de resolución aparte.

Comentario	Respuesta
<p>“El literal b), del artículo 4 de la Ley 1581 de 2012 consagra que el tratamiento debe obedecer a una finalidad legítima de acuerdo con la Constitución y la Ley, la cual debe ser informada al Titular (Principio de finalidad). Por su parte, el literal c) del mismo artículo establece que el Tratamiento sólo puede ejercerse con el consentimiento, previo, expreso e informado del Titular. Los datos personales no podrán ser obtenidos o divulgados sin previa autorización, o en ausencia de mandato legal o judicial que releve el consentimiento (Principio de Libertad). Ahora bien, cuando existan diversos propósitos de tratamiento, el consentimiento será suficientemente diferenciado para reflejar las múltiples finalidades (Artículo 2.2.2.25.2.2. del Decreto 1074 de 2015). En consecuencia, la entidad señala en Primer lugar, si el tratamiento es legítimo el Titular otorga su consentimiento previo, expreso e informado, salvo en los casos en que el procesamiento de los datos se encuentre en algunas de las excepciones establecidas en el artículo 10 de la Ley 1581 de 2012. En segundo lugar, en caso de datos de carácter sensibles, el consentimiento debe ser explícito (artículo 6 de la Ley 1581 de 2012).”</p>	<p>Frente a los elementos de manejo y protección de datos, está normado por la Ley 1581 de 2012 y sus normas reglamentarias, las cuales son aplicables por los agentes que actúan en el desarrollo e implementación del AMI. La propuesta regulatoria en sus artículos 10 en adelante considera estos elementos. Así mismo, dentro de las condiciones generales establecidas para el desarrollo de la AMI uno de los criterios corresponde a los esquemas de ciberseguridad para la protección de datos por parte de los OR y el GIDI. Inicialmente no hay un desarrollo regulatorio específico por parte de la Comisión, por lo que de manera inicial, se da la posibilidad que los agentes desarrollen estos elementos, entre otros, la estrategia integral de ciberseguridad del sector eléctrico Cybersecurity Strategy Development Guide, publicado por National Association of Regulatory Utility Commissioners, NARUC, sin perjuicio que como parte de la ejecución de la implementación se unifiquen o se expidan lineamientos adicionales de manera posterior en la medida que identifique dicha necesidad.</p>
<p>“La implementación de la infraestructura de medición avanzada en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, SIN es un tipo de procesamiento de datos personales de alto riesgo para los derechos y libertades de las personas y sus datos personales. Por lo cual se debe reforzar las medidas para garantizar una efectiva protección a los datos personales recolectados, pues su indebido tratamiento puede entrañar daños y perjuicios físicos, materiales o inmateriales, para los ciudadanos. Ahora bien, Los artículos 2.2.2.25.6.1., 2.2.2.25.6.2. y 2.2.2.25.4.4 del Decreto 1074 de 2015 obligan a los responsables a implementar las medidas apropiadas, efectivas y verificables para cumplir con las obligaciones establecidas en la Ley 1581 de 2012 y sus normas reglamentarias.”</p>	<p>La Comisión busca dentro de la propuesta regulatoria que se considere dentro de la implementación del AMI la aplicación de las normas en materia de protección de datos cuando estas sean aplicables, incluyendo los aspectos expuestos en el comentario. En el caso específico se encuentra el artículo 10 sobre titularidad de los datos. Se ajustan y se hacen algunas precisiones sobre este tema a efectos de que el consentimiento del suscriptor y/o usuario como titular de los datos se cuente previamente a la instalación del medidor avanzado, sin que esto se entienda que dicho consentimiento sea necesario para su instalación. Sin embargo, se considera importante que el usuario cuente con dicha información previamente a la instalación del equipo de medida a efectos de que conozca como lo afecta el AMI con respecto a la información de la cual este es titular.</p>

Artículo 4. CRITERIOS GENERALES

Comentario	Respuesta
Definir las comparaciones de consumos que se relacionan en el literal i. las funcionalidades son del sistema y no del medidor. No exigir frecuencia de medición y envío, que cada solución lo defina.	Las comparaciones de consumos serán objeto de resolución aparte, pero si se define una métrica mínima de envío de datos que será mejorada posteriormente.
Reforzar la obligación de difusión que es fundamental para la implantación del esquema. Posible incumplimiento de la ley 1581 cuando se publican datos personales tener cuidado con los datos a ser compartidos (¿consumos y tarifas de usuarios regulados y no regulados?) hay problemas de confidencialidad. Se está cambiando la definición de datos personales de la ley 1581/12.	En relación con el cumplimiento de la Ley 1851 de 2012 se reitera respuesta a comentarios sobre el tema en el artículo 3.
En caso de daño el usuario debe ser responsable del costo.	El OR instala los medidores según su estándar de seguridad y a su riesgo.
La ciberseguridad se cita de manera muy general y puede inducir a sobrecostos	Se precisa que la norma a cumplir es la Suite 1 (superior a la exigida actualmente por la NTC 6079 pero que se encuentra dentro de la propuesta de su modificación, como mejora de ciberseguridad, al igual que la función de no repudio) Los OR y el GIDI, deberán implementar los esquemas de ciberseguridad necesarios; para lo cual deberán certificarse en la Normas ISO/IEC 27001; ISO/IEC 27005; ISO/IEC 27032 y/o en las Normas pertinentes para garantizar la protección de los datos
Declarar activos de AMI como activos de uso.	El despliegue de AMI es una actividad distinta del resto de actividades y sus inversiones son independientes de las que debe efectuar el OR en desarrollo de su actividad principal. Independientemente de que el OR haya sido seleccionado para el despliegue de AMI no se debe confundir con el desarrollo de la actividad de distribución de energía eléctrica que tiene sus responsabilidades definidas en metodología aparte.
El OR debe ser el GIDI y además no incrementa costos.	Para garantizar la independencia, debe ser un tercero con un costo muy bajo.
Definir wacc y tiempo para efectuar las inversiones.	Cada proyecto puede tener rentabilidades distintas (desde cero inclusive).
No se debe permitir que el usuario pueda ser dueño porque queda al albedrío del cambio del sistema general del OR. Los usuarios deben aceptar porque prima el beneficio general sobre el particular.	La instalación de los equipos será obligatoria para quienes queden incluidos en el plan de despliegue, es una opción a tomar por el usuario si desea comprar el equipo o no.

Comentario	Respuesta
Algunos OR no tienen beneficios para reducir (salvo el costo de lectura).	Para asegurar la eficiencia de las inversiones, el despliegue se deberá efectuar acorde con el análisis particular beneficio /costo de cada agente.
Establecer tiempo mínimo de permanencia de usuario regulado por cuestiones de planeación de contratos en mercado.	Aspecto a tratar en regulación posterior.
No permitir que migren usuarios ente comercializadores porque puede afectar el negocio. Colocar un límite a la cantidad de usuarios que se pueden cambiar y no poner en desventaja a los agentes pequeños.	La obligación de la CREG es profundizar competencia donde sea posible.
Realizar separación de negocios ente C y D o reglamentar todos los procedimientos y protocolos para que no haya abuso de posición dominante.	Artículo 46 establece que la Creg realizará las modificaciones regulatorias que sean del caso para armonizarlos con las disposiciones de esta nueva regulación, entre ellos se prevé la revisión del reglamento de comercialización.
Definir directamente esquema de ciberseguridad que no está completo en la NTC6079.	Se ajusta y define en artículo 22.
Eliminar literal b (despliegue en función de beneficio/costo) dado que, si es así, se incumple la resolución del MME	La política pública se cumple completamente con el texto planteado, según el análisis beneficio/costo de cada agente, entendiendo que el objetivo del 75% no es obligatorio, sino que para los mercados donde el beneficio sea inferior se podrán alcanzar metas inferiores acordes.
Para el caso de los comercializadores incumbentes, las lecturas pueden ser tomadas de su sistema propio sin ir hasta el GIDI	el tratamiento de información debe ser homogéneo para todos los agentes y completamente transparente a través del GIDI
Revisar el límite de UNR simultáneamente.	El límite de UNR hace parte de la Resolución CREG 131 de 1998. Puede ser objeto de revisión posterior, no hace parte de esta propuesta.
El contenido del estudio debe contener como mínimo: El mercado potencial y actual de la zona de estudio. Los supuestos considerados y su fuente. Una rentabilidad obtenida y periodo de recuperación de la inversión.	En la resolución se describe el contenido mínimo pero el agente podrá soportar análisis adicionales que puedan explicar otros beneficios que le permitan mayores despliegues.
Agregar numeral m. "una vez cumplido el periodo de recuperación o pago de los elementos de la infraestructura, el usuario recibirá el ahorro proyectado como una reducción de su factura."	Una vez realizado el despliegue, este aspecto será parte de las consideraciones al revisar las nuevas metodologías tarifarias.
Se deben alinear estas inversiones con las que hagan los OR con CPROG.	No se deben confundir las inversiones de AMI con las de los OR.

Artículo 5. EXIGENCIAS A LOS USUARIOS FRENTE A LOS EQUIPOS DE MEDIDA y Artículo 6. PROPIEDAD DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN AVANZADA.

Comentario	Respuesta
<p>Para evitar impactos ambientales los medidores que se desmonten no deben entregarse a los usuarios, deben mantenerlos a los OR para asegurar una custodia adecuada. La disposición inadecuada de los medidores es contraria a las normas ambientales y en este caso podría presentarse de forma masiva. Si el propietario del medidor tradicional no es el usuario sino un tercero es a este a quien debe entregarse el medidor. El OR debería ser el responsable de la disposición final del medidor, se debe promover que este ofrezca programas en alianza con empresas de reciclaje. Dejar los medidores a los usuarios puede propiciar la defraudación de fluidos.</p> <p>Si el medidor tradicional ha sido instalado por el OR también se le debe entregar al usuario? ¿Si antes de hacer la entrega del medidor tradicional se hacen pruebas de laboratorio se pueden cobrar los costos de envío del equipo al cliente?</p>	<p>La disposición de los equipos que se reemplacen se deberá llevar a cabo por parte de los usuarios, cuando los equipos de medida sean de su propiedad, de acuerdo con las disposiciones del Decreto 1076 de 2015, artículo 2.2.7A.2.3. Sin embargo, se estima conveniente que el OR difunda los mecanismos existentes al usuario para llevar a cabo la disposición de dichos elementos o si existe un acuerdo entre el usuario o la empresa, esta última lo realice sufragando los costos de esto por parte del usuario.</p> <p>El esquema no prevé la revisión de medidores tradicionales cuando se haga el cambio, por lo que se considera que estas revisiones siempre podrán hacerse a cargo del OR y sin que genere ningún efecto.</p>
<p>Aclarar alcance del concepto normalización para que no se entienda que se trata de instalaciones internas.</p> <p>El proyecto abre la puerta a que las empresas cambien las acometidas y equipos que no ameriten y cobren los precios que ellos definan, sin ningún control. Dado que la acometida es un inmueble por adhesión el OR no debería tener que asumir el costo de la normalización de esta, debería pagarla el usuario.</p> <p>Si la instalación no cumple con normas técnicas debe ser el usuario quien haga la normalización de esta.</p> <p>Los recursos de los fondos Prone, Faer y Fazni cubren normalizaciones de estratos 4, ¿5 y 6?</p>	<p>La normalización de la instalación de usuarios de nivel de tensión 1 no considera aspectos diferentes al concepto de medición avanzada. Así mismo el parágrafo 1º del artículo 6 al establecer que estos costos “en cuyo caso no podrán incluirse en ninguno de los cargos que remuneran la prestación del servicio, ni cobrarse directamente al usuario” busca evitar el traslado de gestiones y costos ineficientes dentro de otros componentes tarifarios.</p> <p>Los fondos mencionados están a cargo del MME y no tienen relación con la resolución consultada.</p>

Comentario	Respuesta
<p>Indicar que el medidor lo puede comprar el usuario implica que el medidor se va a pagar dos veces, una el usuario y otra en la tarifa, el proyecto no tiene disposición que evite este doble cobro. Además, el precio del medidor no está regulado y solo va a funcionar con la empresa local con los parámetros que esta disponga. ¿Va a haber diferente remuneración de costos al OR o GIDI cuando el medidor sea del usuario? No es claro que el medidor lo pueda suministrar el usuario si los costos del cambio del medidor van a ser del OR.</p> <p>No se deben cambiar los medidores que hoy funcionan, reconocer al usuario solo el 50% para medidores que tengan menos de 8 años menoscaba el patrimonio del usuario. La indemnización debería considerar todos los costos asociados a la instalación. El costo de la instalación del medidor debe cobrarse porque es una actividad del despliegue no incluida en los costos declarados al regulador.</p>	<p>Las respuestas a los comentarios sobre remuneración del AMI se tendrán en cuenta para el Título VII. Se debe precisar que este esquema atiende elementos de eficiencia evitando el traslado de costos ineficientes, lo cual incluye evitar una “doble” remuneración de la infraestructura. En relación con el tratamiento de datos nos remitimos a las respuestas al artículo 10.</p>
<p>Actualmente el medidor lo paga el usuario, si ahora es obligación del OR debe generarse un ingreso al OR porque muchas veces el usuario manipula el medidor. Mantenimiento y reparación debe ser a cargo del usuario en estos casos.</p> <p>¿Quién hace el mantenimiento del medidor si el OR es responsable de la infraestructura, pero el usuario puede ser dueño del medidor? ¿Qué pasa si el usuario no quiere hacer el mantenimiento?</p> <p>Los usuarios o comercializadores pueden solicitar verificaciones, si el laboratorio encuentra rangos por fuera de los permitidos el OR es el responsable de los costos de verificación. ¿Si la diferencia de rango es por causa de manipulación no es esto premiar al usuario? No es conveniente que si el OR instala la medición avanzada sea el quien deba garantizar la custodia de este por la dificultad de cumplimiento de tal obligación, el usuario debe mantener la custodia. Esto debe quedar definido en el CCU.</p> <p>El medidor estará instalado en el inmueble del usuario por lo que se debe definir la figura para su custodia, por ejemplo, comodato. Definir debido proceso si el usuario no permite el cambio del equipo de medida. Debe definirse el proceso para el cambio del equipo por parte del OR, la forma de anunciarlo y de disponer del medidor que se retira.</p>	<p>De acuerdo con el artículo 145 de la Ley 142 de 1994 y en concordancia con el artículo 26 de la resolución CREG 108 de 1997, se considera aplicable el concepto de “Las condiciones uniformes del contrato permitirán tanto a la empresa como al suscriptor o usuario verificar el estado de los instrumentos que se utilicen para medir el consumo; y obligarán a ambos a adoptar precauciones eficaces para que no se alteren.”</p> <p>En este sentido, las empresas podrán en las condiciones uniformes de los contratos llevar a cabo ajustes tendientes a establecer dichas precauciones de manera razonable para cada una de las partes evitando establecer obligaciones a los usuarios donde se ejerza una posición dominante.</p> <p>En el evento en que el OR sea el propietario del equipo de medida, las responsabilidades con respecto al funcionamiento deben estar a cargo de este. Sin perjuicio de lo anterior, como se ha hecho referencia en el marco del artículo 145 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 26 de la Resolución CREG 108 de 1997, en este evento, las gestiones principales de protección del equipo de medida están a cargo del OR, sin perjuicio de que en los contratos de condiciones uniformes se establezcan obligaciones de precaución y custodia en cuanto al uso por parte de los usuarios, siempre que estas sean razonables.</p>

Comentario	Respuesta
<p>No se requiere tanta tecnología para medir adecuadamente la energía, esta tecnología tiene la potencialidad de atentar contra el derecho a la intimidad, la información, aunque en teoría no se trate de información sensible será utilizada para fines comerciales.</p>	<p>Con respecto al fundamento para llevar a cabo el cambio o reemplazo de los equipos de medida debe tenerse en cuenta que el nuevo enfoque que adquiere la medición dentro del interés general y no solo desde la óptica de la relación usuario empresa como un elemento de una relación jurídica de ámbito privado. En este contexto la aplicación conjunta de las leyes 142 de 1994 y Ley 1715 de 2014, así como en los desarrollos de política de los decretos y resoluciones conlleva que la medición debe incorporar elementos adicionales a los tradicionalmente considerados tales como como la medición y registro de datos de uso de energía de los usuarios en intervalos de tiempo, capacidad de almacenamiento y transmisión, la comunicación bidireccional; la integración de hardware; software y comunicaciones etc. El artículo 9.1 de la Ley 142 de 1994 hace referencia a la medición como derecho de los usuarios del servicio público, el cual incluye la posibilidad de emplear los instrumentos de medida que la tecnología haya hecho disponibles. El cumplimiento de los objetivos de política energética y la puesta en funcionamiento de la infraestructura de medición avanzada, previstos en la Ley 1715 de 2014 y las normas que la reglamentan, exigen la reorganización del esquema de prestación del servicio de energía eléctrica. En el nuevo esquema, los medidores deben servir, entre otros, para la gestión comercial, la planeación y operación del sistema, la gestión de pérdidas, facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta a la demanda, nuevas tecnologías, entre otros. En el mediano y largo plazo, permitirán que el usuario asuma la gestión de su consumo de energía eléctrica. Para lograr esto es necesario cambiar los medidores actuales. Bajo la consideración las infraestructuras de medición avanzada conforman un bien esencial empleado para la prestación del servicio. Debe entonces servir a los fines de la prestación eficiente del servicio exigidos en la Constitución, en especial, a los de la gestión eficiente de la energía, a través de los distintos mecanismos definidos en la Ley 1715 de 2014. Esto conlleva beneficios al Sistema Interconectado Nacional, a los agentes y a los usuarios.</p> <p>El artículo 10 de la propuesta hace referencia a la titularidad de los datos de energía eléctrica como datos personales en cabeza del suscriptor y/o usuario. La Ley 1581 ya les otorga ese derecho a los usuarios.</p>
<p>Debe tenerse en cuenta que el cambio de un medidor dañado por AMI o la conexión de un nuevo usuario con AMI en una zona donde todavía no se tenga disponible toda la infraestructura conlleva que no será posible habilitar las funcionalidades para estos usuarios. Restricción de no obligar a cambiar medidores ad-ortas de un cambio generalizado puede ser problemática en varios casos: usuarios que no van a pasar a AMI (meta del 75% de cobertura), despliegue toma 10 años, no cumplir la condición beneficio costo. Sugieren eliminar restricción o definir condiciones especiales.</p>	<p>El OR deberá colocar los medidores avanzados a los usuarios nuevos en aquellos segmentos de mercado que se hayan identificado como susceptibles de despliegue. En aquellas áreas donde no se piensa desplegar la solución, los usuarios nuevos seguirán con el esquema del medidor tradicional.</p>

Comentario	Respuesta
<p>No se debería hacer el cambio del CCU hasta que no se tenga la certeza de la implementación del AMI, la relación con el usuario requiere prudencia dada la sensibilidad de los usuarios frente al servicio de energía.</p> <p>Socialización se debe hacer conjuntamente con los comercializadores.</p> <p>Planes se deben comunicar a los comercializadores y a los usuarios en tanto que no todos son atendidos por el comercializador incumbente.</p>	<p>Las condiciones uniformes de los contratos son uno de los mecanismos previstos en la Ley 142 de 1994 que permiten tener claridad de las obligaciones, deberes, responsabilidades y derechos en relación con la prestación del servicio. La implementación del AMI afectan estos elementos, porque la Comisión estima que es indispensable hacer ajustes a dichas condiciones a efectos de consagrar las obligaciones, deberes, responsabilidades y derechos que se derivan de la implementación del AMI.</p>
<p>Se debe aclarar que solo se reconectará el servicio de energía cuando el usuario acepte el cambio del medidor por uno de medición avanzada, si esto no se hace en un término de 72 horas se termina el contrato. El artículo 144 indica que si el usuario no cambia el medidor hay lugar a que el prestador del servicio lo haga, no es claro que este pueda suspender el servicio por no hacer el cambio. Los conceptos de la SSPD indican que se debe aplicar el debido proceso para la suspensión del servicio, aplicará también para este caso o se puede hacer de manera automática.</p>	<p>En el artículo 140 de la Ley 142 de 1994 se establece que “el incumplimiento del contrato por parte del suscriptor o usuario da lugar a la suspensión del servicio en los eventos señalados en las condiciones uniformes del contrato de servicios”. Dentro de la propuesta regulatoria se ha expuesto la relevancia de que en las condiciones uniformes de los contratos se ajusten incorporando los deberes, derechos y obligaciones de usuarios y OR derivados de la implementación del servicio. En cualquier evento la suspensión del servicio está sujeta a la garantía del derecho de defensa y el debido proceso. El reemplazo del equipo de medida no es en el presente caso por las causales previstas en el artículo 144 de la Ley 142 de 1994 sino en el marco de las disposiciones de la Ley 1715 de 2014 y sus disposiciones reglamentarias, entre otros, considerando el uso eficiente de la energía.</p>
<p>Dado que el despliegue lo hace el OR se entendería que la conexión debe hacerse por el OR con presencia del comercializador. Deben definirse las reglas equivalentes a las contenidas en las Res 225 de 1997 y 156 de 2011. Debe ajustarse la Resolución 156 de 2011 en lo relacionado con la conexión del usuario. Las condiciones del medidor definidas por el OR estas deben quedar reflejadas en su manual de operación y dadas a conocer a todos los operadores.</p>	<p>Como se expone en el artículo 46 y el documento soporte de la propuesta regulatoria, como parte del desarrollo de las condiciones de implementación de la infraestructura de medición avanzada, en una etapa posterior se deben hacer ajustes a la regulación en aspectos tarifarios y no tarifarios, estos últimos, los cuales incluyen aspectos del reglamento de comercialización de la Resolución CREG 156 de 2011 a efectos de integrar y armonizar las disposiciones regulatorias integrando el AMI. No se advierte la existencia de un período de transición, sino aquellos ajustes requeridos por parte de los agentes, se estima pueden ser ejecutados más que en un período de transición es dentro de los planes piloto.</p>
<p>La responsabilidad de los medidores debe seguir siendo del usuario y solo si este decide no ejercer su derecho debe pasar al OR o comercializador. La responsabilidad total de los medidores debe ser de los OR para evitar problemas de incompatibilidad, garantía o funcionamiento.</p>	<p>La propuesta mantiene la posibilidad de que el usuario adquiera su medidor. Eliminar la alternativa de que el usuario adquiera e instale su propio medidor estaría en contra de lo dispuesto en el artículo 135 de la Ley 142 de 1994.</p>
<p>El proyecto considera a los usuarios, pero ello no incluye a los generadores de energía.</p>	<p>La implementación del AMI se hace en el SIN. Si el autogenerador cuenta con la calidad de Usuario No Regulado, atendido por un comercializador le son aplicables estas disposiciones, sin perjuicio de lo establecido en el Código de Medida de la Resolución CREG 038 de 2014, así como aquellas que las modifican y sustituyan.</p>

Comentario	Respuesta
<p>El usuario debe poder escoger y adquirir el medidor avanzado pero dadas las complejidades técnicas que implica, no es viable que sea el responsable de la instalación y puesta en funcionamiento, esto puede acarrear reprocesos para el OR que atentan contra el despliegue y generan sobrecostos. La responsabilidad total de los medidores debe ser de los OR para evitar problemas de incompatibilidad, garantía o funcionamiento.</p> <p>La responsabilidad de los medidores debe seguir siendo del usuario y solo si este decide no ejercer su derecho debe pasar al OR o comercializador. Los usuarios no tienen incentivo a suministrar el medidor y asumir su costo ya que si lo hace el OR no tiene costo para él.</p> <p>Instalación debe ser realizada por personal cualificado con una certificación emitida por autoridad competente.</p>	<p>La Comisión ha expuesto los elementos en relación con el análisis beneficio costo con respecto al despliegue. Las alternativas de adquisición e instalación del medidor avanzado por parte del usuario se considera que no atenta con dicha implementación. Se acepta el comentario en relación con la coordinación para la instalación del equipo de medida como una de las alternativas en la medida que el usuario acuda a la empresa para estos efectos. Sin embargo, dicha coordinación y las condiciones técnicas que esto impliquen no pueden entenderse o estar dirigida a limitar la posibilidad de que el usuario adquiera e instale el medidor avanzado.</p>
<p>Debe definirse qué pasa con las fronteras multiusuarios ¿Deben registrarse ante el ASIC como fronteras individuales? Se debe garantizar que todos los usuarios cambien de tecnología para tener medición avanzada.</p>	<p>Como parte del desarrollo de las condiciones de implementación de la infraestructura de medición avanzada, en una etapa posterior se deben hacer ajustes a la regulación vigente en lo relacionado con el Código de Medida el Reglamento de Comercialización, Resolución CREG 156 de 2011, entre muchos otros, a efectos de integrar y armonizar las disposiciones regulatorias integrando el AMI. El aspecto mencionado será considerado como parte de esa revisión.</p>

Comentario	Respuesta
<p>El artículo 5 indica que el CCU no podrá exigir que el usuario instale la medición avanzada lo cual se contradice con el artículo 6 parágrafo 3 que indica que el usuario debe facilitar el cambio de medidor. Artículo 4 permite escoger al usuario si reemplaza su medidor o si permite que lo haga el OR y artículo 6 dispone la suspensión del servicio si no se hace el cambio, los artículos se contradicen. Obligar al usuario a que adquiera o instale el medidor definido en el contrato de condiciones uniformes del comercializador a cuyo operador de red se encuentre conectado es contrario al artículo 9 de la Ley 142 de 1994 que le permite escoger el proveedor del bien. En el mismo sentido el artículo 144 de la misma ley no le da a la empresa la facultad de obligar a adquirir un medidor específico.</p> <p>Debe darse la opción de que el medidor sea de un tercero no necesariamente del OR o el usuario.</p> <p>Debe mantenerse la figura que existe hoy donde el constructor instala el medidor y el OR reconoce un valor por la inversión, esto ayuda al despliegue de AMI.</p> <p>La Ley señala que el medidor lo compra el suscriptor no el usuario. Los medidores deben ser provistos por el Estado. La empresa no debe cobrar por el arriendo del medidor porque la ley no dice que sea posible.</p>	<p>No se identifica la contradicción que se expone, toda vez que hay dos elementos que se entienden concordantes: i) la imposibilidad que tendrían los agentes de exigir en las condiciones uniformes de los contratos de servicios públicos de energía eléctrica, que los suscriptores o usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los equipos de medida avanzada; ii) La conducta por parte del usuario que tienda a imposibilitar el cambio del medidor. Esto es coherente con lo establecido en el artículo 6 de la propuesta y la cual considera lo establecido entre otros lo dispuesto en los artículos 9.2 y 135 de la Ley 142 de 1994, dando la posibilidad de que el usuario: a) Adquirir e instalar su propio medidor; ii) Que el OR reemplace el medidor tradicional por un medidor avanzado. Precisamente al contar con alternativas, no existe lo que implica “coaccionar” el usuario. Lo anterior, en el marco de la libertad con la que deben contar los usuarios de escoger al proveedor de los bienes necesarios para la prestación del servicio. No se considera una alternativa diferente a que el medidor sea instalado por el usuario o el OR toda vez que estos son los que la Ley 142 de 1994 les ha asignado responsabilidades en relación con el funcionamiento y cuidado de los equipos de medida. Adicionalmente, dentro el documento CREG 103 de 2020 se exponen los fundamentos que justifican la imposibilidad que tendrían los agentes de exigir en las condiciones uniformes de los contratos de servicios públicos de energía eléctrica, que los suscriptores o usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los equipos de medida avanzada.</p>
<p>Plazo de dos meses para modificar el contrato con usuarios regulados no es suficiente, solicitan plazo de 6 meses a partir del inicio del plan de despliegue.</p> <p>Hay una contradicción de los plazos establecidos en el artículo 6 parágrafo 2 con el artículo 12 en cuanto al plazo para la modificación del contrato.</p>	<p>El plazo de dos meses se estima como un plazo razonable para llevar a cabo los ajustes a las condiciones uniformes de los contratos. Lo anterior, considerando que esto es una de las actividades iniciales de la implementación, así como dichos ajustes son relevantes en el marco de los derechos de los usuarios y que estos cuenten con claridad de los aspectos que le son aplicables, no solo a nivel de derechos, sino de las obligaciones igualmente que deben tener en cuenta como parte del proceso de implementación. No se advierten elementos que justifiquen o ameriten la extensión de dicho plazo. Un plazo mayor afecta el desarrollo de la implementación y la necesidad de que los usuarios conozcan estas disposiciones.</p> <p>Se identifica de los comentarios que existen dos disposiciones en la propuesta regulatoria tendientes a establecer las obligaciones en relación con los ajustes a las condiciones uniformes de los contratos por lo que se mantiene lo establecido en el artículo 12 literal c y se elimina el parágrafo 2º del artículo 6.</p>

Artículo 7. CAMBIO DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA.

Comentario	Respuesta
Incluir lo establecido en la 156/11 para el cambio de medidor.	Se incluye.

Comentario	Respuesta
Que a un usuario que vaya a cambiar de comercializador se le debe instalar prioritariamente el equipo de medida avanzada.	La resolución define la prioridad que se le debe dar a cada usuario según la fase de despliegue correspondiente.
Definir obligatoriedad de cambio del equipo de medida por parte de los usuarios sin permitir que él sea propietario.	El usuario está obligado al cambio del equipo, sólo que, si él desea, puede cambiar el equipo a su costo en cuyo caso será el propietario de este.
Reducir el plazo de tres meses a quince días o un mes. Permitir que el cambio se haga en un tiempo menor si el usuario lo solicita.	Es necesario que el usuario tenga un plazo prudencial para un cambio de tal magnitud. Si el usuario solicita el cambio con antelación menor el agente puede hacerlo, la disposición no lo impide.
Cambio del medidor y difusión deben hacerse coordinadamente con el comercializador. En las comunicaciones y CCU deben definirse claramente las responsabilidades de agentes y usuarios. Se debe articular con el reglamento de comercialización.	La articulación del reglamento de comercialización con las medidas del AMI, hacen parte de los ajustes regulatorios a los que hace referencia el artículo 46 de la propuesta regulatoria. Las obligaciones, derechos y responsabilidades en relación con el despliegue del AMI deben estar consignadas en las condiciones uniformes de los contratos. Pueden igualmente divulgarse dentro del proceso de información.

Artículo 8. CAMBIO DE FRONTERAS DE AGENTES Y USUARIOS.

Comentario	Respuesta
Cuáles son los plazos para dar cumplimiento de las obligaciones del OR y el ASIC.	Se aclaran los plazos para dejar alineadas las obligaciones de los OR con las fases de despliegue. Por otro lado, se incorpora un plazo de 7 días hábiles para que el ASIC realice el registro de las nuevas fronteras.
Aclarar a qué fronteras les aplica la obligación dispuesta en el artículo.	Se incluye un párrafo para aclarar que las obligaciones no aplican para las fronteras exceptuadas en los literales 1 y 2 del artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011.
En el caso en que una frontera agrupadora esté catalogada con UNR y que, al ser convertida en sus fronteras componentes, las resultantes sean ahora de UR, es necesario conocer cuáles son los requisitos para cambio de comercializador.	La regla ya está establecida en el artículo propuesto. No se presenta cambio de comercializador, la nueva frontera se registra al mismo comercializador que tiene registrada la frontera agrupadora.
Es necesario cancelar la frontera agrupadora, que tratamiento se les darán a las pérdidas, que sucede con las fronteras embebidas.	El tratamiento de las pérdidas está determinado en la Resolución CREG 015 de 2018 por lo que no es necesario definir algún aspecto adicional.
En algunos casos las propiedades de los activos son de la copropiedad o de un tercero. El reconocimiento de la propiedad del activo debe realizarse independientemente de la separación de los usuarios individuales a su frontera agrupadora	El artículo 5 de la Resolución CREG 038 de 2014 establece las reglas sobre la propiedad de los elementos del sistema de medida. Adicionalmente, las reglas sobre la propiedad de los activos de uso en el nivel 1 están definidas en el capítulo 2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
Indicar que se debe cumplir el código de medida.	La Resolución CREG 038 de 2014 se encuentra vigente por lo que no se entiende necesaria la referencia expresa al Código de Medida.

Comentario	Respuesta
¿Se presenta traslape o conflicto entre las competencias del ASIC y el GIDI en cuanto al manejo de la información [consumos de energía] de las fronteras que pasen a AMI? ¿Los agentes que tengan fronteras comerciales con reporte al ASIC, pero implementen medición inteligente para esas mismas fronteras tendrán que hacer un doble reporte [ASIC, GIDI]?	La propuesta regulatoria no crea conflictos entre las obligaciones del ASIC y el GIDI. En todo caso como se advierte en la resolución y en el documento soporte se requiere ajustes regulatorios para armonizar la regulación en el proceso de transición.

Artículo 9. VERIFICACIONES DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN CON MEDIDORES AVANZADOS

Comentario	Respuesta
Eliminar la calibración in situ durante el proceso de verificación inicial.	Se acoge la propuesta considerando que antes de la instalación el medidor debe ser calibrado de acuerdo con lo requerido en el Código de Medida.
Especificar si el procedimiento de verificación in situ, incluirá verificación de la funcionalidad de los sistemas de comunicación.	La propuesta contenida en la resolución establece que el Comité Asesor de Comercialización debe actualizar el procedimiento definido en el artículo 24 del Código de Medida con él con el fin de incluir los aspectos necesarios para verificar la correcta instalación y operación del medidor avanzado en la infraestructura de medición avanzada, por lo que este requisito consideramos podrá ser analizado en ese espacio.
Especificar si el procedimiento de verificación in situ, incluirá la verificación de las funcionalidades del medidor inteligente, descritas por ejemplo en el Artículo 15 de esta Resolución.	La propuesta contenida en la resolución establece que el Comité Asesor de Comercialización debe actualizar el procedimiento definido en el artículo 24 del Código de Medida con él con el fin de incluir los aspectos necesarios para verificar la correcta instalación y operación del medidor avanzado en la infraestructura de medición avanzada, por lo que este requisito consideramos podrá ser analizado en ese espacio.
Para el nivel 1 realizar un muestreo para garantizar la correcta operación.	Las reglas sobre la verificación del despliegue de AMI se desarrollarán en regulación posterior.
Señalar que en la verificación se incluya el cumplimiento de los acuerdos del CNO 1043 (transmisión segura de los datos al ASIC) y 1241 (guía de ciberseguridad).	Los requisitos de ciberseguridad se encuentran establecidos en la Norma Técnica Colombia NTC 6079. Por otro lado, la Comisión tiene en su propuesta de agenda 2021 la reglamentación de ciberseguridad en el SIN.
Hoja de vida más simple que las de las fronteras comerciales con reporte al ASIC.	Se incluyen requisitos para que el Comité Asesor de Comercialización actualice el contenido de la hoja de vida del sistema de medida
La hoja de vida será gestionada por el CGM o el GIDI.	Se mantiene la obligación del Código de Medida. En todo caso, frente a las obligaciones del GIDI, estas podrán ser ajustadas en regulación posterior.

Comentario	Respuesta
Incluir en la hoja de vida los documentos soporte como: a) Certificados de producto de los componentes de la estructura AMI; b) Los certificados de calibración del medidor, tac y/o t.t. que integran el sistema de medida; c) El documento de configuración del medidor establecido por el CAC, para garantizar el control de la información programada por el comercializador; d) Una prueba metrológica con instrumento que avale que el registro de energía es acorde con las magnitudes medidas debidamente comprobadas.	Se incluye un requisito para que el Comité Asesor de Comercialización actualice el contenido de la hoja de vida del sistema de medida.

TITULO III. RESPONSABILIDADES DE LOS PRESTADORES

Artículo 10. TITULARIDAD Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS.

Comentario	Respuesta
<p>Establecer claramente quienes tienen acceso a la información y cómo se garantiza la protección en el contexto de lo definido en la Ley 1581 de 2012.</p> <p>"El literal b), del artículo 4 de la Ley 1581 de 2012 consagra que el tratamiento debe obedecer a una finalidad legítima de acuerdo con la Constitución y la Ley, la cual debe ser informada al Titular (Principio de finalidad). Por su parte, el literal c) del mismo artículo establece que el Tratamiento sólo puede ejercerse con el consentimiento, previo, expreso e informado del Titular. Los datos personales no podrán ser obtenidos o divulgados sin previa autorización, o en ausencia de mandato legal o judicial que releve el consentimiento (Principio de Libertad). Ahora bien, cuando existan diversos propósitos de tratamiento, el consentimiento será suficientemente diferenciado para reflejar las múltiples finalidades (Artículo 2.2.2.25.2.2. del Decreto 1074 de 2015). En consecuencia, la entidad señala en Primer lugar, si el tratamiento es legítimo el Titular otorga su consentimiento previo, expreso e informado, salvo en los casos en que el procesamiento de los</p>	<p>Frente a los elementos de manejo y protección de datos, se debe cumplir con lo definido en la Ley 1581 de 2012 y sus normas reglamentarias, las cuales son aplicables en esta materia y deben ser acatadas por los agentes que actúan en el desarrollo e implementación del AMI.</p> <p>Así mismo, dentro de las condiciones generales establecidas para el desarrollo de la AMI uno de los criterios corresponde a los esquemas de ciberseguridad para la protección de datos por parte de los OR y el GIDI. Inicialmente no hay un desarrollo regulatorio específico por parte de la Comisión, por lo que se da la posibilidad que los agentes desarrollen estos elementos, entre otros, la estrategia integral de ciberseguridad del sector eléctrico Cybersecurity Strategy Development Guide, publicado por National Association of Regulatory Utility Commissioners, NARUC, sin perjuicio que como parte de la ejecución de la implementación se unifiquen o se expidan lineamientos adicionales de manera posterior en la medida que identifique dicha necesidad.</p>

Comentario	Respuesta
<p>datos se encuentre en algunas de las excepciones establecidas en el artículo 10 de la Ley 1581 de 2012. En segundo lugar, en caso de datos de carácter sensibles, el consentimiento debe ser explícito (artículo 6 de la Ley 1581 de 2012)."</p>	

Comentario	Respuesta
<p>“La implementación de la infraestructura de medición avanzada en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, SIN es un tipo de procesamiento de datos personales de alto riesgo para los derechos y libertades de las personas y sus datos personales. Por lo cual se debe reforzar las medidas para garantizar una efectiva protección a los datos personales recolectados, pues su indebido tratamiento puede entrañar daños y perjuicios físicos, materiales o inmateriales, para los ciudadanos. Ahora bien, Los artículos 2.2.2.25.6.1., 2.2.2.25.6.2. y 2.2.2.25.4.4 del Decreto 1074 de 2015 obligan a los responsables a implementar las medidas apropiadas, efectivas y verificables para cumplir con las obligaciones establecidas en la Ley 1581 de 2012 y sus normas reglamentarias.”</p> <p>Se solicita aclarar la redacción del artículo en lo referente a dato de energía y datos personales para asegurar el adecuado cumplimiento de las disposiciones de rango superior que rigen el tratamiento de datos. Se solicita aclarar la titularidad de la información una vez sea entregada al GIDI, así como la disponibilidad, los derechos de uso y acceso.</p>	<p>La regulación busca que dentro de la implementación del AMI se cumplan las normas en materia de protección de datos cuando estas sean aplicables, incluyendo los aspectos expuestos en el comentario. En el caso específico se encuentra el artículo 10 sobre titularidad de los datos. Se ajustan y se hacen algunas precisiones sobre este tema a efectos de que el consentimiento del suscriptor y/o usuario como titular de los datos se cuente previamente a la instalación del medidor avanzado, sin que se entienda que dicho consentimiento sea necesario para su instalación. Sin embargo, se considera importante que el usuario cuente con dicha información previamente a la instalación del equipo de medida a efectos de que conozca como lo afecta el AMI con respecto a la información de la cual este es titular. Serán datos personales los datos de energía eléctrica que se ajusten a los presupuestos establecidos por la normativa legal y reglamentaria en protección de datos personales. Entiende la Comisión que el comercializador contaría con la información de los consumos solo para efectos de la facturación como ocurre actualmente, es decir, como parte de relación usuario empresa para la prestación del servicio público. Por eso la propuesta regulatoria expone que “los consumos de los usuarios y el tratamiento de dichos datos, exclusivamente para efectos de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, no tendrán el tratamiento de datos personales”.</p>
<p>Se están definiendo claramente los deberes de los usuarios, pero no los derechos en cuanto a conocer la información obtenida con la implementación de AMI.</p>	<p>El artículo 10 define los aspectos básicos sobre la titularidad y tratamiento de datos que además están regidos por disposiciones de rango superior como es la Ley 1581 de 2012 y sus normas reglamentarias.</p>

Comentario	Respuesta
Obligación del usuario de mantener actualizada la información.	La obligación de mantener los datos actualizados por parte del suscriptor y/o usuario en este momento puede hacer parte de las obligaciones consignadas dentro de las condiciones uniformes de los contratos en virtud de las relaciones usuario empresa para la prestación del servicio público domiciliario. La Comisión considera que el suscriptor y/o usuario es el titular de los datos de energía eléctrica que tengan la calidad de datos personales, entre otros, considerando las características que ha expuesto la jurisprudencia constitucional de “permitir identificar a la persona, en mayor o menor medida, gracias a la visión de conjunto que se logre con el mismo y con otros datos”, así como este es quien cuenta la con los derechos relacionados con la prestación del servicio público domiciliario.
Regulación está cambiando disposiciones legales de carácter estatutario.	La propuesta regulatoria busca que se aplicación a la normativa legal y reglamentaria en materia de protección de datos. La propuesta no busca llevar a cabo modificaciones normativas que estén por fuera de su ámbito y funciones, sino que se haga una adecuada aplicación de la misma.

Comentario	Respuesta
Definir claramente manejo del GIDI respecto de los datos e información que recibe y coordinar responsabilidad de este y el OR con relación a los mismos.	<p>Tal como se expone dentro de la propuesta regulatoria los OR y el GIDI deben dar cumplimiento a las normas en materia de protección de datos personales. Estas obligaciones se consideran aplicables para ambos agentes y no solo el GIDI en la medida que se estima que ambos agentes tendrían la calidad de responsables del tratamiento de datos en la medida que ambos podrían acceder a datos que pueden ser considerados datos personales. En dichas normas están consagradas las obligaciones y deberes que tienen los agentes que actúen como responsables del tratamiento de datos y los derechos de los titulares. La Comisión define el concepto de datos de energía eléctrica y establece que dentro de estos se pueden encontrar datos personales sujetos a protección en el marco de la Ley 1581 de 2012.</p> <p>No le corresponde a la Comisión clasificar o llevar dicha calificación, sino a los agentes que tengan la calidad de responsables y obligados al tratamiento quienes deberán cumplir dicha normativa, en este caso los OR y el GIDI. Se comparte en este sentido el comentario de los lineamientos que en esta materia lleva a cabo la Superintendencia de Industria y Comercio, los cuales no serían de cumplimiento por parte del GIDI sino de los OR.</p> <p>Con respecto a la Ley 1712 de 2014, la Comisión considera que entre la aplicación de dicha norma y aquellas en materia de protección de datos personales, se debe considerar la protección de todos los datos personales privados, semiprivados y sensibles, donde en estos últimos termina siendo relevante el acceso a ellos previa autorización del titular. En el caso de los datos sensibles igualmente se considera que estos se encuentran protegidos bajo el principio de confidencialidad y solo podría accederse a ellos previa autorización de su titular o en las circunstancias previstas por el artículo 6 de la Ley 1581 de 2012. La propuesta regulatoria no considera como única información reservada la información personal de los clientes.</p> <p>La Ley 1581 de 2013, en su artículo 4, consagra el principio de libertad (literal c), el principio de acceso y circulación restringida (literal f) y el principio de confidencialidad (literal h), los cuales definen que los datos personales que no son públicos deben ser protegidos del acceso público, salvo autorización del titular.</p>

Artículo 11. RESPONSABILIDADES DEL OR

Comentario	Respuesta
Incluir indicadores de seguimiento a la calidad de las mediciones, en cuando a integridad de los datos leídos, confiabilidad y oportunidad en la lectura y disponibilidad a la consulta de información. Es importante también incluir Auditorías periódicas que permitan certificar la calidad de los procesos.	El código de medida será objeto de revisión para ajustarlo a los requerimientos de implementación de AMI, lo puede incluir los aspectos referidos en el comentario.

Comentario	Respuesta
Aclarar si el sistema de medida incluye los transformadores de medida (Cts. y Pts.). ¿En caso de falla de un elemento quien lo debe reponer?, quien asume los costos de maniobra e instalación?, para asegurar el registro de la energía.	El sistema de medida de que trata el código de medida si incluye CT y PT, pero estos elementos no hacen parte de AMI.
En caso de detectar hurto de energía cómo se procede.	Tal y como lo señala la resolución la Comisión deberá revisar y ajustar la regulación vigente para articularla con el esquema AMI, entre ellas se deberá ajustar el reglamento de comercialización.
Con la 038 de 2014 los comercializadores hicieron inversiones en los CGM que aún no se han amortizado.	Se permitirá que los comercializadores sigan con la lectura de los UNR y se integran estas lecturas al final del despliegue (7 u 8 años).
Los comercializadores deben seguir siendo responsables por el cumplimiento del código de medida y su cumplimiento.	Los análisis que fundamentan la decisión de hacer responsable al OR de la medición avanzada se encuentran en el Documento CREG 103 y en este documento. En consecuencia, el OR será el responsable por el cumplimiento del código de medida de todos los medidores de usuarios conectados a su sistema. Como parte de los ajustes regulatorios se deberá revisar y adecuar el código de medida.
Las normalizaciones deben estar a cargo del usuario porque son costosas.	El OR ha sido responsable por el cumplimiento de las normas técnicas hasta este momento. Se considera que los costos de normalización del usuario hacen parte del cambio de medidor y por tanto deben ser parte del costo del plan.
El formato de entrega de datos no lo debe hacer el GIDI sino el CAC o ASOCODIS.	Se requiere que el GIDI, como responsable de los datos sea quien diseñe el formato. No obstante, el formato y la reglamentación al respecto será materia de consulta pública para la intervención de los interesados.
Quien define el proceso de coordinación entre OR y comercializador para ejecutar cortes y suspensiones.	Estos aspectos serán incluidos en la revisión del reglamento de comercialización, como parte de los ajustes regulatorios que deben hacerse para articular la implementación de AMI.
No se ve la utilidad de la existencia del GIDI.	Los análisis que fundamentan la decisión de crear el GIDI se encuentran en el Documento CREG 103 y en este documento.
Establecer con claridad los tiempos para el reporte de datos con el fin de que los OR puedan establecer el recurso necesario para tal fin.	En la resolución se establece una métrica básica para ello pero sus detalles serán reglamentados posteriormente.
Establecer que el mecanismo de estimación de lecturas considere el procedimiento para medidas bidireccionales, sean estas asociadas a cualquier tipo de recursos en el sistema.	Cuando el CAC divulgue el procedimiento se podrá efectuar el comentario respectivo.
La difusión debe hacerse en coordinación con el comercializador.	Se permitirá que el comercializador pueda acompañar al OR en sus actividades de divulgación y cambio de medidor sin que ello suponga que el comercializador deba recibir remuneración por ello, dado que será potestativo de dicho agente dicho "acompañamiento".

Comentario	Respuesta
Todo reemplazo de medidor exige presencia del comercializador.	No se evidencia la necesidad de esto, además porque la obligación generaría costos adicionales innecesarios. No obstante, se permitirá que el comercializador pueda estar presente, sin que ello suponga remuneración para el comercializador que quiera realizarlo.
Detallar las responsabilidades entre el comercializador y el OR en caso de fallas en el sistema de medida.	En consecuencia, con lo indicado en el artículo 46 de la resolución se deberá ajustar el código de medida, lo cual deberá considerar aspectos como el mencionado.
Todas las responsabilidades asignadas al OR no se pueden incluir en el AOM de distribución y no van a ser remuneradas porque la 131 no lo detalla. El GIDI no aporta nada al OR, si a la comercialización por lo que no se entiende por qué el OR debe remunerarlo.	Las funciones desarrolladas para AMI no hacen parte de la actividad de distribución y tendrán su remuneración como parte de los costos del programa de despliegue. El OR concentrará todos los costos de despliegue de AMI, considerando los ahorros resultantes de los beneficios propios y los beneficios de los comercializadores, por lo que los recursos del GIDI deberán ser considerados dentro del costo de despliegue del programa y ser trasladados por los OR al agente que desarrolle dichas actividades.
Con independencia de lo solicitado por la Comisión sobre el formato en Excel, consideramos que la CREG debe tener en cuenta para este tema (numeral) y para los demás temas (numerales) descritos en el formato Excel, el documento completo sobre comentarios y propuestas. Ello por cuanto todas las secciones y artículos de la propuesta regulatoria establecida en la Resolución CREG 131 de 2020 deben estar articulados e integrados en el esquema general. Por tanto, reiteramos que si bien es cierto se presenta este formato, los comentarios son los establecidos en el documento adjunto. No debe entenderse ni interpretarse entonces que los comentarios se refieren exclusivamente a lo establecido en el Excel, sino a todo el documento.	Todos los comentarios recibidos en el formato Excel son revisados de manera integral. La CREG solicita el diligenciamiento del formato en Excel para que el público en general pueda expresar sus ideas principales y, de esta manera, los documentos adicionales anexos son considerados como apoyo a los comentarios principales que se exponen en el formato en Excel.
Los datos resultantes de la nueva metodología de estimación de lectura propuesta por el CAC deben poder ser reemplazados con la información real en caso de lograr obtenerse, tal como se menciona en el documento soporte.	Se deberá tener en cuenta en la propuesta del CAC.
Eliminar el reporte de datos de georeferenciamiento de medidor porque es más costoso.	Se considera que el georeferenciamiento de un equipo requiere de un costo marginal, representado por el equipamiento de un aparato GPS para registrar la posición que pueda ser reportada, junto con los demás datos de placa, al GIDI. No se requiere que el medidor tenga la funcionalidad de geoposicionamiento.
Con el fin de fortalecer los requisitos solicitados en sistemas de gestión a los OR consignados en la NTC 6079, recomendamos que se incluyan, si no se han tenido en cuenta, los requisitos de la norma internacional ISO/IEC 27001 "Sistema de Gestión de Seguridad de la Información", el cual permitiría fortalecer el aseguramiento, la confidencialidad e integridad de los datos recolectados de los medidores.	Se revisa en conjunto con lo solicitado en el artículo 20.
Reemplazo del medidor tipo 5 debe hacerse en 15 días y para los demás un periodo tarifario.	Se permitirá que, cuando haya necesidad de reemplazar un equipo, se efectúe en un plazo equivalente al de un periodo regular de facturación.

Artículo 12. RESPONSABILIDADES DEL COMERCIALIZADOR.

Comentario	Respuesta
Qué acarrea para el comercializador el incumplimiento.	Las sanciones que establezca la SSPD por el incumplimiento de la regulación.
Esto implica que el usuario cambia su condición de usuario regulado a no regulado.	La obligación del literal b) no implica el cambio de condición del usuario. Lo que se requiere es que el comercializador actualice su contrato de condiciones uniformes para que incluya las nuevas disposiciones sobre AMI.
El plazo de dos meses es muy corto, para los UNR proponen 6 meses.	El plazo se mide a partir de la aprobación del plan de despliegue, el cual puede tomar 5 meses de acuerdo con la Ley 142 de 1994, por lo que los comercializadores tienen plazo suficiente para realizar la actualización de los contratos.
Aclarar que en regulación posterior se reglamentará el derecho a acceder a los datos para los procesos de facturación.	El artículo 13 tiene un párrafo en ese sentido a partir del cual en regulación posterior se reglamentarán las funciones y responsabilidades del GIDI.
Plantear de manera más clara todas las alternativas que tendrá el comercializador para tener el acceso a la información en el GIDI, definir la reglas para cuando hayan indisponibilidades de los datos por fuerza mayor.	El artículo 13 tiene un párrafo a partir del cual en regulación posterior se reglamentarán las funciones y responsabilidades del GIDI.
Se solicita aclaración de la relación entre el comercializador, el GIDI, el OR y la medición en el caso de presentarse reclamaciones por parte del usuario o el comercializador. Que lectura se factura, quien responde por la calidad de las lecturas, como son los tiempos de respuesta hacia el comercializador de tal manera que se cumpla con los tiempos actualmente establecidos para procesos de peticiones, quejas o reclamos.	El artículo 13 tiene un párrafo a partir del cual en regulación posterior se reglamentarán las funciones y responsabilidades del GIDI.
La coordinación del proceso de suspensión, corte y reconexión debería realizarse mediante la transferencia electrónica de datos.	La regulación no limita que los OR y Comercializadores realicen la coordinación requerida en la manera señalada.
Solicitamos se defina cómo será la interacción entre los comercializadores y los OR para las actividades de suspensión y reconexión de los clientes en medida directa, indirecta y semidirecta y los plazos para el cambio de modalidad prepago.	Las reglas para ello están definidas en la Resolución CREG 156 de 2011. En caso de que se requieran reglas adicionales estas se establecerán en regulación posterior como se indica en el artículo 46 de la propuesta.
La información sobre tarifas debe limitarse a usuarios regulados. Los no regulados reportaría al SIMEN.	Se acota la propuesta al mercado regulado.
¿Qué pasa si un comercializador no le publica un plan de tarifas y se lo vende a un cliente, no es válido? ¿Qué pasa si el GIDI no lo publica a la base de usuarios, qué responsabilidad tiene sobre esa negligencia? ¿Quién supervisa y control todo esto? Se sugiere eliminar la obligación de reporte de tarifas en un diario de local o nacional.	El artículo 13 tiene un párrafo a partir del cual, en regulación posterior, se reglamentarán las funciones y responsabilidades del GIDI. En cuanto a la publicación de tarifas, la ley y la regulación actual establecen lo propio. En regulación posterior se reglamentará el proceso de compilación de tarifas en GIDI.

Artículo 13. RESPONSABILIDADES DEL GIDI

Comentario	Respuesta
Usar como referencia la norma chilena anexo técnico sistemas de medición, monitoreo y control para definir los indicadores de disponibilidad de la información	Se analizará como referencia en la regulación que se expida posteriormente en línea con el párrafo de este artículo.
Aclarar el periodo de tiempo para medir la disponibilidad.	Se elimina la referencia específica a la disponibilidad y se analizará en la regulación que se expida posteriormente en línea con el párrafo de este artículo.
La disponibilidad es muy alta.	Se elimina la referencia específica a la disponibilidad y se analizará en la regulación que se expida posteriormente en línea con el párrafo de este artículo.
¿Cuál será el período de tiempo que GIDI va a mantener los datos en línea para consultas de usuarios?	Se analizará en la regulación que se expida posteriormente en línea con el párrafo de este artículo.
¿Cuál es el manual o procedimiento que medie las relaciones con los OR, Comercializadores y el ASIC?	En la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 131 de 2020 se incluyeron responsabilidades para cada uno de los agentes involucrados en AMI. En todo caso, en la regulación que se expida posteriormente en línea con el párrafo de este artículo se analizará otros requerimientos.
Las funciones de GIDI las puede realizar el OR y C. Se están duplicando funciones con el CGM.	La Comisión realizó el análisis de los diferentes modelos para el despliegue de AMI, los antecedentes encuentran en el documento soporte de la Resolución CREG 131 de 2020.
Al comercializador también debería dar comprobantes de transferencia de información.	Se incluye un texto en ese sentido en la propuesta de resolución.
Todas estas funciones deberán trasladarse al OR.	La Comisión realizó el análisis de los diferentes modelos para el despliegue de AMI, los antecedentes encuentran en el documento soporte de la Resolución CREG 131 de 2020.
La integridad, confidencialidad y disponibilidad es responsabilidad de todos los que interactúan con la información de AMI.	Se incluye un texto en ese sentido en la propuesta de resolución.
Que solución tecnológica se debe emplear para el respaldo.	La Comisión considera que la solución tecnológica es un elemento que debe determinar el agente, ahora los requisitos del respaldo se analizarán en la regulación que se expida posteriormente en línea con el párrafo de este artículo.
¿A qué se refiere que la solución escogida debe ser flexible y escalable?	Se debe entender en los significados natural de los términos empleados.
¿Cómo se gestionan las sesiones significativas?	De la misma manera que hoy se realiza, siguen estando en cabeza de los prestadores del servicio. GIDI únicamente proporcionará información adicional para los análisis.
GIDI aplicará la verificaciones de la calidad de información que realizan los CGM.	GIDI podrá aplicar verificaciones adicionales a las realizadas por los CGM. La experiencia de aplicación del Código de Medida muestra que puede ser requeridas.
¿Debe considerarse el desmonte de los CGM? Considerar los ajustes en el código de medida	Las fases de despliegue de AMI consideran un periodo de transición para la lectura de las fronteras con reporte al ASIC.

Comentario	Respuesta
Aclarar como es el proceso de transición para el reporte de los datos con los nuevos medidores.	Se incluye un texto en ese sentido en la propuesta de resolución.
Incluir variables eléctricas adicionales: tensión, corriente, fp, reactiva para asesorar al usuario en programas de eficiencia energética y en casi tiempo real	Se incluye un texto en ese sentido en la propuesta de resolución.
Como es el procedimiento de cambio de comercializador a través de la plataforma que gestionará GIDI	El procedimiento detallado será especificado en regulación posterior.
¿Cómo se realizará el intercambio de información entre GIDI y los OR? ¿Debe existir alguna integración?	Se incluye un texto en ese sentido en la propuesta de resolución. Se establece que esto debería realizarse de manera automática.

Artículo 14. CAMBIO DEL RESPONSABLE DEL SISTEMA DE MEDIDA

Comentario	Respuesta
Aclarar si el OR será el RF en los términos del CM.	No, el OR será el responsable de los elementos del sistema de medida para las fronteras de usuarios regulados. Pero la responsabilidad comercial sigue siendo del representante de la frontera. En regulación posterior, como se indica en el documento soporte, se ajustará el código de medida.
El RF no debe ser responsable por las fallas en los sistemas de medición.	La propuesta se ajusta para que la responsabilidad sea para las fronteras con medidores AMI y para los usuarios regulados. No aplica para FC con reporte al ASIC.
Suspender las revisiones quinquenales.	La propuesta se ajusta para que la responsabilidad sea para las fronteras con medidores AMI y para los usuarios regulados. No aplica para FC con reporte al ASIC.
Aclarar que pasa con las fronteras comerciales conectadas directamente al STN.	La propuesta se ajusta para que la responsabilidad sea para las fronteras con medidores AMI y para los usuarios regulados. No aplica para FC con reporte al ASIC.
Cuál es el procedimiento para el cambio de los demás elementos del sistema de medición.	La propuesta se ajusta para que la responsabilidad sea para las fronteras con medidores AMI y para los usuarios regulados. No aplica para FC con reporte al ASIC.
Se deben incluir los documentos soporte de la hoja de vida.	Se incluye en la propuesta la obligación para el CAC de actualizar el formato de hoja de vida.
Permitir acceso directo del comercializador al medidor AMI y no mediante AMI.	El modelo para el despliegue de AMI fue analizado por la Comisión y en este el acceso se dará a través de GIDI para reducir barreras en la actividad. En ese orden de ideas no se considera necesario el acceso al medidor, en todo caso, se reglamentará el tratamiento de observaciones del comercializador frente a las lecturas realizadas por el OR.
Regular las responsabilidades del Comercializador – OR frente a los elementos del sistema de medida.	El OR será el responsable de los elementos del sistema de medida para las fronteras de usuarios regulados. Pero la responsabilidad comercial sigue siendo del representante de la frontera. En regulación posterior, como se indica en el documento soporte, se ajustará el código de medida.
Quien es responsable del sistema de comunicaciones y de los TC y TP.	El OR será el responsable de los elementos del sistema de medida para las fronteras de usuarios regulados. Pero la responsabilidad comercial sigue siendo del representante de la frontera. En regulación posterior, como se indica en el documento soporte, se ajustará el código de medida.

Artículo 15. FUNCIONALIDADES DE LA AMI.

Comentario	Respuesta
Permitir que la función de último suspiro sea de AMI y no del medidor exclusivamente.	Se ajusta la definición de la funcionalidad.
Tratamiento de las funcionalidades de suspensión, corte, reconexión y limitación de potencia en sistemas de medición con conexión semidirecta e indirecta.	La propuesta ajusta el alcance de la instalación de medidores AMI a usuarios regulados, en ese sentido estas funcionalidades estarían disponibles para la mayoría de los usuarios. En el caso de los usuarios regulados con medición semidirecta o indirecta se especifica su tratamiento al no exigir estas funcionalidades.
El párrafo de nuevas funciones genera incertidumbre, se requiere transición y transferencia de costos razonables. Que sea hacia adelante o lo no instalado.	La inclusión de esta regla es necesaria para las partes involucradas en el proceso considerando que el proyecto es a 10 años. En su momento será analizada la transición que sea necesaria.
La función de ciberseguridad no debe limitarse a "brindar soporte de comunicación de datos segura" como dice la R40072.	La propuesta tiene un artículo específico sobre ciberseguridad que emplea como referencia la reglamentación nombrada.

TÍTULO IV. REQUISITOS TÉCNICOS GENERALES

ARTÍCULO 16. REQUISITOS DEL MEDIDOR AVANZADO.

Comentario	Respuesta
El reglamento de la SIC no ha salido y se debe borrar la frase en la resolución CREG, quedando vigentes los requisitos de la Resolución 038 de 2014 (art, 9, 10, 11 y 28).	Se ajusta la redacción.
Colocar, temporalmente, los parámetros del numeral 6.1 de la NTC 6079 mientras se expide la reglamentación SIC.	Se ajusta la redacción.
Permitir que los equipos vengan calibrados con demostración de conformidad de origen.	Este es un aspecto para resolver por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio al adoptar la reglamentación respectiva.
Es importante indicar en esta resolución el tiempo que se dará para el cumplimiento de la NTC 6079 pues no existen en este momento el organismo de inspección acreditado para certificar los sistemas AMI.	Entendemos que este tema será parte de la actualización de la norma NTC 6079 que se encuentra en trámite.
Corregir el alcance del equipo de medida que hoy está restringido a energía activa.	El alcance de las medidas a ser registradas por el medidor avanzado incluye las medidas de energía reactiva.

Artículo 17. REQUISITOS DE LA UNIDAD CONCENTRADORA

Comentario	Respuesta
La mención a la NTC 6079 considere la frase "o aquella que modifique o sustituya".	Se ajusta la redacción.

Comentario	Respuesta
Considerar requisitos, no sólo para el SGO, sino también para el MDM que no está en la norma NTC y que también debería estar sujeto a normas de ciberseguridad según normas internacionales.	La responsabilidad por la implementación de la ciberseguridad, inclusive hasta el MDM, es de los OR, acorde con lo establecido en la resolución, según normas internacionales.

Artículo 19. REQUISITOS DE COMUNICACIONES

Comentario	Respuesta
Considerando que parte de la disponibilidad está dada por el uso de infraestructura de telecomunicaciones se evidencia la necesidad de contar con mecanismos que garanticen el uso eficiente y seguro de dicha infraestructura.	No es claro el comentario sobre cuáles son las actividades que debe efectuar la CREG al respecto. Se considera que el OR es quien conoce su mercado y las limitaciones de comunicaciones en cada sector, con lo que se debe considerar el costo del despliegue con las condiciones de telecomunicaciones que debe afrontar.

Artículo 20. REQUISITOS DE SEGURIDAD

Comentario	Respuesta
No hay requisitos de ciberseguridad.	Se modifica la redacción del artículo. Así mismo, dentro de las condiciones generales establecidas para el desarrollo de la AMI uno de los criterios corresponde a los esquemas de ciberseguridad para la protección de datos por parte de los OR y el GIDI.
Actualizar los acuerdos CNO considerando las exigencias de ciberseguridad de acuerdo con los niveles de tensión y tipo de usuarios.	Inicialmente no hay un desarrollo específico por parte de la Comisión, por lo que se da la posibilidad que los agentes desarrollen estos elementos, sin perjuicio que los mismos se unifiquen de manera posterior en la medida que identifique dicha necesidad.

Artículo 21. INTEROPERABILIDAD DE LA AMI CON GIDI

Comentario	Respuesta
Que los sistemas cumplan con estándares establecidos en organismos normalizadores de mercados de referencia (Europa principalmente que tiene un acuerdo de interoperabilidad regional entre todos los sistemas y estándares de ciberseguridad - IEC 62443 y ISO 27001 para los centros de gestión).	La interoperabilidad entre los equipos de un OR será su responsabilidad. Las reglas para el intercambio de datos entre los OR y el GIDI será tratada en resolución aparte, donde los OR tendrán la obligación de entregar la información en la forma como lo determine el GIDI, atendiendo estándares internacionales.
Aclarar lo que pretende decir con "la estandarización de la organización de los datos".	Obedece a la forma en que los datos serán recibidos por el GIDI.

Comentario	Respuesta
La interoperabilidad se da ente los equipos del OR, pero entre GIDI y OR no hay interoperabilidad, lo que hay es intercambio de datos por lo que se sugiere la siguiente redacción: <i>El OR será el responsable por la interoperabilidad de todos los equipos destinados a recopilar los datos y su sistema de gestión y operación. El GIDI será el responsable de definir los mecanismos y metodologías bajo estándares mundiales para la integración e intercambio de datos con los OR incluyendo políticas de ciberseguridad.</i>	Se ajusta la redacción.
No se ha dicho nada de la interoperabilidad cuando la resolución del MME manifiesta que la CREG debe colocar las condiciones para ello. Se recomienda tomar como base el estándar IEC 61968-9: Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 9: Interfaces for meter reading and control.	La propuesta consiste en dejar que el OR sea el responsable de la interoperabilidad sin establecer requisitos que puedan limitar la experiencia de quien debe desplegar la tecnología.
Es importante que la tecnología adquirida por las diferentes empresas distribuidoras-comercializadoras, cumplan normas de interoperabilidad y sean compatibles entre ellas, sin generar barreras, de modo tal que el sistema nacional sea totalmente homogéneo y compatible.	La propuesta consiste en dejar que el OR sea el responsable de la interoperabilidad sin establecer requisitos que puedan limitar la experiencia de quien debe desplegar la tecnología.

Artículo 22. DEMOSTRACIÓN DE LA CONFORMIDAD

Comentario	Respuesta
Aún no se tiene la guía de referencia para evaluar la conformidad frente a la norma NTC 6079	Se modifica el requisito a una facultad que tendrá la Comisión para exigir la conformidad con la norma técnica NTC 6079.
Exigir el cumplimiento de la norma ISO/IEC 27001 de seguridad de la información para los OR y GIDI.	Se incluye un texto en ese sentido determinando el plazo asociado para esto.
Para exigir un proceso de demostración de la conformidad implica determinar el reglamento técnico aplicable y solicitar el concepto previo del MINCIT y la notificación a la OMC.	Se modifica el requisito a una facultad que tendrá la Comisión para exigir la conformidad con la norma técnica NTC 6079.
Demostrar la conformidad en los elementos y no en el sistema mientras están las entidades de certificación.	La certificación de los elementos debe estar en línea con el futuro reglamento técnico de la SIC y con el RETIE.

TÍTULO V. PLANES DE IMPLEMENTACIÓN

Artículo 23. LINEAMIENTOS GENERALES

Comentario	Respuesta
Se debe considerar tiempo de transición con los dos sistemas operando para verificar su operatividad y sin percepción de beneficios.	Se considera que en el momento en el que un OR coloque un medidor avanzado está en disposición de recibir los datos y de tener confiabilidad de los mismos por lo que no se requiere de la conjunción de dos sistemas de lectura, además porque generaría confusión sobre el dato a utilizar en los casos que sean distintos.
Se debe definir un wacc y un horizonte general para los proyectos.	Cada proyecto tiene sus características particulares.
El proyecto está en contravía de lo ordenado por el MME dado que no permite cumplir la meta mínima. Se pasa por alto que en algunos mercados puede dar costo/beneficio negativo más aún cuando no se le reconoce al OR los costos en que incurre. Si la decisión es desplegar sólo para los usuarios más rentables se pierde la economía de escala que se obtendría al instalar masivamente.	La resolución del MME establece la meta del 75% pero permite que la CREG identifique los casos en que no es alcanzable. En conjunto con el cumplimiento de reducir los costos de la prestación del servicio, plasmado en la resolución del MME, las funciones de la CREG establecen que se debe buscar la eficiencia en el servicio por lo que se considera que en aquellas áreas donde el beneficio no supere los costos de implementación, no se debe instalar AMI.

Artículo 24. ELABORACIÓN DEL PLAN

Comentario	Respuesta
El comercializador debe ser parte de la difusión del programa.	Se ajusta la redacción del artículo 4 para que los comercializadores participen si lo consideran pertinente.
Especificar que, bajo la responsabilidad de un OR, en un mismo mercado de comercialización se pueden utilizar tecnologías diferentes	Cada OR podrá diseñar su solución integrando las tecnologías que considere necesarias sin que se limite al uso de una sola de ellas, siempre y cuando el ejercicio económico de beneficio/costo se lo permita.
Permitir que un mismo OR tenga tecnologías distintas y compartir sus obligaciones con otros OR.	El responsable del despliegue la operación de AMI en un mismo mercado es el OR. No obstante siempre ha existido la posibilidad que dicho prestador ejerza algunas funciones mediante acuerdos o contratos con terceros, teniendo en cuenta que el OR es siempre el agente responsable ante el sistema.

Artículo 25. REQUISITOS DEL ANÁLISIS BENEFICIO COSTO

Comentario	Respuesta
Cambiar "monitoreo en tiempo real" por "monitoreo de sistema de medida", dado que el sistema de medida comunica medidores con concentradores y luego con CGM generando tiempo de comunicación.	Se requiere que el "barrido" de datos tenga una frecuencia alta, lo más próximo a tiempo real, en principio para que la funcionalidad de último suspiro sea realmente útil , (por supuesto descontando las demoras entre equipos)

Comentario	Respuesta
Eliminar a los generadores como una de las partes interesadas en AMI porque ellos ya tienen su sistema de medida funcionando bien.	No se eliminarán dado que son usuarios de la red y como tal deben contar con las características de medición que se determinen en su momento. No obstante que no serán objeto de instalación de medidor avanzado, la responsabilidad de la lectura por parte del OR iniciará a partir del año 6.
Que se implemente una auditoría a la información que entrega el OR dado su interés como incumbente.	Se implementarán controles a la calidad de la información suministrada por el OR.
El OR no puede conocer las variables para la cuantificación de las variables b) a la he) del numeral 3 de este artículo porque es el comercializador el que tiene esta información. Deben tenerse en cuenta los costos de todos los comercializadores.	Se ajustará para que los comercializadores provean la información al OR.

Artículo 26. SEGMENTOS DE MERCADO Y CRITERIOS DE VALORACIÓN

Comentario	Respuesta
Aclarar si el SAIDI y SAIFI a que se refiere es del segmento independiente o de la compañía en general.	Aunque la definición de los índices es general de un sistema, para el efecto se deberán calcular los índices para cada segmento, como se detalla en el enunciado del artículo.
Incluir como criterio la cobertura de telecomunicaciones en el mercado a valorar.	Se entiende incluido en el criterio del literal c) "dificultad de acceso a medidores".
La Comisión debe definir los criterios y no el OR para que no quede a criterio de dicho agente el fraccionamiento del sistema.	Los criterios están definidos en este artículo, pero es el OR quien, según el conocimiento de su mercado, quien puede demostrar los valores en cada caso.
AMI tiene beneficios operativos asociados a la operación pero no asociados al consumo de cada usuario.	En cumplimiento de los objetivos trazados por la Ley 142 de 1994 y la resolución 4 0072 del MME, se requiere profundizar en la comercialización.
No se debe limitar a la selección de segmentos de mercado porque se limitaría el acceso a algunos segmentos que no alcancen el beneficio suficiente pero en el global de mercado pueden ser positivos.	El OR definirá los segmentos de mercado que considere pertinentes para probar que los beneficios superan los costos. La cantidad de segmentos en que se divide un sistema se considera a partir de uno y hasta los que considere el OR.

Artículo 27. PRESENTACIÓN DE PLANES

Comentario	Respuesta
No se indica el tiempo que se tomará la CREG para definir la solicitud.	No se requiere dado que los plazos de las actuaciones administrativas están definidos por ley.
El plazo se considera muy corto, además si se considera que deben efectuarse análisis por segmentos. Ampliar.	Se amplía el tiempo.

Comentario	Respuesta
¿Cuál es el tamaño del piloto para ser considerado como válido? ¿Qué pasa si los pilotos no obtienen resultados positivos? ¿Quién asume el costo de los pilotos?	Los pilotos serán producto del análisis de cada OR. Si como resultado del análisis B/C no resulta ningún segmento para instalar AMI, no se debe realizar. En caso contrario, siempre es el agente quien asume los costos del piloto, quien asume el correcto cálculo de los beneficios pronosticados.

Artículo 28. ASIGNACIÓN DE AGENTE RESPONSABLE EN AUSENCIA DE PRESENTACIÓN DE PLAN DE IMPLEMENTACIÓN

Comentario	Respuesta
Cuáles agentes pueden hacer parte de este despliegue. Que se permita que el despliegue se realice por parte no solamente de agentes sino de otras empresas.	Los agentes a que se refiere este artículo son los OR.
Eliminar la disposición de presentación obligatoria y de asignación de un tercero porque el despliegue se entiende voluntario.	independientemente de los resultados de B/C, todos los OR deben realizar los análisis correspondientes y presentar el plan de implementación, independientemente de que el costo resultante para todos los segmentos sea superior a los beneficios
¿Cuáles son los criterios de selección?	Se desarrollarán en normatividad aparte.
Los usuarios no deben pagar nada por el despliegue de AMI.	Es lo que se encuentra en la propuesta.
Que se permita que el despliegue se realice por parte no solamente de agentes sino de otras empresas	El despliegue deberá tener la representación de un OR quien asume las responsabilidades del despliegue.

Artículo 29. PLAN PILOTO.

Comentario	Respuesta
Incluir las características que deben cumplir los pilotos para que sean considerados como satisfactorios. La remuneración debe incluir los pilotos con todas las tecnologías probadas considerar dentro de los pilotos las soluciones implementadas según las señales regulatorias de la resolución 172 de 2011, documento CREG 077 y numeral 7,3,2,1 de la 015 de 2018.	No se considera necesario definir características del plan piloto. Corresponde al OR definir las condiciones que le permitan alcanzar el objetivo definido en el artículo. La remuneración de los pilotos es responsabilidad de cada agente que acomete dichas inversiones respecto de los cálculos efectuados de beneficios superiores a los costos. Hasta la fecha la regulación no había establecido obligación o lineamiento alguno respecto de las inversiones de AMI y por tanto todas las inversiones que haya acometido un agente al respecto han sido bajo su propio riesgo y con su valoración de beneficios.
Se deben definir los criterios para determinar la cantidad de medidores a instalar en el piloto.	Cada OR deberá efectuar la evaluación que corresponda para determinar si un piloto cumple con las condiciones representativas de su sistema.
Revisar obligatoriedad de plan piloto.	Se considera una etapa necesaria en la evaluación del proyecto dada su envergadura.

Artículo 30. INICIO DEL PLAN

Comentario	Respuesta
No son claras las causales de rechazo de un plan de implementación. ¿Qué pasa en caso de no ser aprobado?	En tanto que los planes se deben presentar conforme a los criterios definidos, cuando no se cumplan o se comprueben inconsistencias en la información suministrada o los cálculos realizados y presentados se podrá solicitar su corrección. En caso de no ser aprobado un plan podrá ser considerado como plan no presentado.
El inicio del plan un mes posterior al de aprobación es un plazo muy corto.	Las etapas de despliegue consideran plazos suficientes para su cumplimiento.

Artículo 31. VERIFICACIÓN DE LA EJECUCIÓN DEL PLAN

Comentario	Respuesta
En qué instancia se realiza la revisión del plan y el ajuste en tarifa anunciado.	La CREG se reserva el derecho de revisar la ejecución de los planes y de efectuar los ajustes en las tarifas que se consideren necesarios, posibilidad que podrá estar reflejada en las metodologías tarifarias.
¿Por qué se permite una flexibilidad de 20%? ¿Cuál fue el análisis para colocar este valor? Se considera muy grande dado que podría cristalizarse en retrasos en la llegada de los beneficios a los actores involucrados.	Es una medida estimada con base en la variación de una proyección respecto de la aplicación real.

TÍTULO VI. DESPLIEGUE**Artículo 33. FASES DE DESPLIEGUE**

Comentario	Respuesta
Los plazos para el desarrollo de las diferentes fases son muy cortos.	La versión final ajusta los plazos a 18 meses para la primera fase excluyendo la instalación de medidores AMI a las fronteras con reporte al ASIC. Adicionalmente, se ajusta la tercera fase que pasa a ser la segunda y se especifica el plazo para su desarrollo.
Las fases deberían enfocarse en aquellos que tengan más beneficios, muchos de los usuarios indicados en las primeras fases ya tienen medidores con algunas funcionalidades AMI.	La propuesta considera que se instalen los medidores AMI a usuarios con autogeneración, consumos en fronteras que los agregaban y a aquellos usuarios con consumos superiores a 1.000 kWh-mes. Estos usuarios representan una muy pequeña porción de cada uno de los mercados de comercialización y para los demás se debe seguir el resultado del análisis beneficio costo.

Comentario	Respuesta
Definir condiciones particulares para empresas pequeñas con usuarios E1 y E2 y B/C <1.	La Comisión propuso la realización del estudio beneficio costo y en caso de que no sea positivo para el despliegue establece que el OR lo debe volver a presentar. Por otro lado, se permite el desarrollo conjunto del despliegue de OR con menos de 150.000 usuarios con aquellos OR con una cantidad superior, esto puede facilitar el despliegue considerando las actividades operativas.
No es conveniente para las fronteras entre agentes, no se cumplen todas las funcionalidades de AMI (ej. Prepago, suspensión/reconexión)	La propuesta modifica el alcance del despliegue de AMI para excluir a las fronteras con reporte al ASIC y dejar únicamente la lectura del medidor a cargo del OR de tal forma que se consolide la información de las mediciones en el GIDI. Para lo anterior, se da un plazo de 6 años.
¿Cuál es la justificación del 1000 kWh, se está facilitando el descreme del mercado?	Los objetivos de política pública en la promoción de la competencia a través de AMI.
Responsabilidad sobre los demás elementos del Sistema de Medición.	Considerando que se excluyen las fronteras con reporte al ASIC, las responsabilidades se mantienen como en el código de medida.
Si el usuario esta fuera del plan, la instalación de AMI corre por su cuenta y que las funcionalidades de AMI en un medidor solo serán exigibles cuando se tenga funcionalidades en la zona geográfica.	Se incluye un párrafo en el artículo para aclarar que el usuario que no se encuentra en las fases de despliegue o quiere adelantar la instalación del medidor AMI lo puede hacer asumiendo los costos respectivos. En ese sentido, los OR debe publicar los costos de manera anual

TÍTULO VII. REMUNERACIÓN DEL ESQUEMA

Artículo 34. COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN

Comentario	Respuesta
Es muy poco y no cubre todos los costos, los beneficios son muy pocos para los OR. En el 8,7% del C son costos de lectura	La Comisión adelantó la revisión de los beneficios y su asignación considerando la experiencia internacional, nacional, la disponibilidad de información y el marco regulatorio vigente, en particular la remuneración de las actividades de comercialización a usuarios regulados y de distribución de energía. Considerando lo anterior y armonizado con el procedimiento administrativo para la expedición de nuevos marcos tarifarios y cargos particulares modificó la propuesta de remuneración de AMI. En el documento soporte se hace especial énfasis en este análisis.
En los países tomados como referencia para la política pública siempre tuvieron aumentos del CU	
Como se maneja los costos de reposición de la infraestructura al finalizar la vida útil.	La metodología propuesta considera la aprobación de planes de despliegue con un horizonte de 5 años, actualizable cada 2 años, lo que permitiría gestionar los riesgos para los agentes y los usuarios, así como las inversiones de expansión y reposición de los medidores. Ahora, es importante señalar las reglas para la reposición de medidores determinada en la ley y es que estos deben ser cambiados cuando se demuestre que no permiten obtener los datos de manera adecuada, lo cual puede suceder en un plazo mayor a la estimación de una posible vida útil.

Comentario	Respuesta
Los ingresos de los OR ya se encuentran fijos por 5 años.	La propuesta considera que la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica incluye tanto los costos como los beneficios de manera integral y en ese sentido, se ajusta el sentido de la propuesta inicial para no modificar la remuneración de los OR hasta tanto no se realicen los estudio para identificar los beneficios adicionales por la instalación de AMI, que la teoría y experiencia internacional evidencian, pero que deben determinarse considerando el marco normativo actual.
Remunerar la infraestructura de medición avanzada como activos de uso.	En este punto no se deben confundir la operación de la red con una nueva actividad como la medición avanzada y es por ello que no se deben incluir en la remuneración de la actividad de distribución de energía. Ahora bien, considerando la dinámica del despliegue de AMI se deben, adicionalmente, llevar cuentas independientes.
La remuneración no permite un despliegue masivo para cumplir economías de escala y cumplir la meta del MME.	Si bien la Resolución 40072 de 2018 modificado por la 40483 de 2019 establece como meta para el despliegue el 75 % de los usuarios del mercado, también señala "Para los casos en los cuales la CREG identifique que no es alcanzable lograr la anterior meta para un mercado de comercialización, esta definirá una nueva meta que será sustentada en documento soporte con un análisis técnico-económico".
Esquema adicional de remuneración cuando $B/C < 1$.	La Comisión propuso la realización del estudio beneficio costo y en caso de que no sea positivo para el despliegue establece que el OR lo debe volver a presentar. Por otro lado, se permite el desarrollo conjunto del despliegue de OR con menos de 150.000 usuarios con aquellos OR con una cantidad superior, esto puede facilitar el despliegue considerando las actividades operativas.
Los beneficios aplican para todos los agentes de la cadena.	La Comisión adelantó la revisión de los beneficios y su asignación considerando la experiencia internacional, nacional, la disponibilidad de información y el marco regulatorio vigente, en particular la remuneración de las actividades de comercialización a usuarios regulados y de distribución de energía. Considerando lo anterior y armonizado con el procedimiento admirativo para la expedición de nuevos marcos tarifarios y cargos particulares modificó la propuesta de remuneración de AMI. En el documento soporte se hace un especial énfasis en este análisis.
Como se aplica este concepto a los UNR, evaluar antes del cuarto año para verificar si se alcanzan metas.	La nueva propuesta limita el alcance del despliegue a usuarios regulados.
Revisar desde el enfoque legal el traslado de ingresos, son resoluciones de ingresos particulares.	La nueva propuesta explica el proceso para la modificación y actualización de los cargos de comercialización.
Costos para los usuarios no AMI aumentan (la escala se reduce).	La revisión de la metodología de comercialización está identificada en el documento soporte de la Resolución CREG 131 de 2020.
Mecanismos alternativos de financiación: Recursos directos del estado, incentivos tributarios (aranceles y eliminación del IVA).	La propuesta regulatoria no limita las tablas de recursos adicionales, sin embargo, las que se mencionan están fuera de la competencia de la Comisión.
El estudio de B/C para Colombia ya se hizo, luego debe desplegarse AMI.	La propuesta considera tanto los beneficios y costos que se presentan en el mercado de comercialización.

Comentario	Respuesta
Evaluar mediante AIN la propuesta para verificar que tenga los incentivos para el despliegue rápido, masivo y eficiente.	El proceso adelantado por la Comisión sigue la metodología de Análisis de Impacto Normativo, lo cual se encuentra documentado en los documentos CREG.
Como se tienen beneficios en pérdidas y calidad, las metas de las resoluciones particulares se deben actualizar.	La propuesta considera que la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica incluye tanto los costos como los beneficios de manera integral y en consecuencia, se ajusta el sentido de la propuesta inicial para no modificar la remuneración de los OR hasta tanto no se realicen los estudio para identificar los beneficios adicionales por la instalación de AMI, que la teoría y experiencia internacional evidencian, pero que deben determinarse considerando el marco normativo actual.

Artículo 35. COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN

Comentario	Respuesta
La metodología de la 015 no incluye gastos de AMI y los valores de AOM fueron aprobados en resolución particular.	La propuesta considera que la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica incluye tanto los costos como los beneficios de manera integral y en ese sentido, se ajusta el sentido de la propuesta inicial para no modificar la remuneración de los OR hasta tanto no se realicen los estudio para identificar los beneficios adicionales por la instalación de AMI, que la teoría y experiencia internacional evidencian, pero que deben determinarse considerando el marco normativo actual.
No es claro como esto hace parte de la remuneración.	
Es mejor ajustar la estructura tarifaria para que refleje las nuevas actividades y responsabilidades.	
Qué cambios se prevén en el componente PR o se mantendrán durante la implementación.	
Qué pasa después del año 4.	La propuesta considera la formulación de un plan de despliegue de medidores con un horizonte a 2030 y una aprobación inicial de 5 años. La metodología considera la posibilidad de actualización cada 2 años, lo que permitiría gestionar los riesgos para los agentes y los usuarios, así como, las inversiones de expansión y reposición de los medidores y demás infraestructura.

Artículo 36. TRASLADO DE COSTOS DEL COMERCIALIZADOR AL OR.

Comentario	Respuesta
¿Se debe trasladar el 28% sin importar la propiedad del medidor?	Se estima que la cantidad de usuarios que sean propietarios del medidor AMI no influirá en esta cuantificación.
El traslado de los recursos debe hacerse cuando el OR asuma las responsabilidades de lectura, no tres años antes como se propone.	La remuneración del esquema fue precisada.
Se debe determinar este valor por empresa porque para algunas empresas este porcentaje no corresponde con la realidad (facturación en sitio o estructuras de costos distintas).	El factor que remunera la lectura en cada empresa será objeto de estudio.

Comentario	Respuesta
El 28% se calculó con base en una empresa integrada con el OR pero se debe hacer un cálculo aparte para los comercializadores puros.	El porcentaje es el mismo dado que es el que corresponde al aprobado para un mercado de comercialización y no para un comercializador determinado.
En la propuesta no se presenta la participación de los UNR.	La remuneración de la actividad de lectura a los UNR será resultado de acuerdo acorde con los costos eficientes de la actividad.
Se propone un costo fijo pero el cobro de la factura se hace conforme al consumo. Aclarar.	Se aclarará que el traslado se debe efectuar en función del consumo.

Artículo 37. RECURSOS PARA AGENTE RESPONSABLE EN AUSENCIA DE PRESENTACIÓN DE PLAN DE IMPLEMENTACIÓN

Comentario	Respuesta
Se solicitan la formulación y quién y cómo se aplica las reglas establecidas.	Estos aspectos serán determinados en regulación posterior, como se describe en el documento soporte.

Artículo 38. INCUMPLIMIENTO DE LAS METAS DE DESPLIEGUE

Comentario	Respuesta
Se debe considerar la fuerza mayor como aspecto por el cual una meta no es cumplida.	No se entiende que el retraso en tiempo de entrega de un equipo importado sea considerado como "fuerza mayor".

Artículo 39. TRASLADO DE COSTOS DEL OR AL GIDI

Comentario	Respuesta
Se solicita que el costo sea asignado al usuario.	El análisis de la Comisión muestra que la propuesta de asignación del costo a los usuarios es posible. En ese sentido, se eliminó el artículo para tratar el tema en la regulación posterior que establezca y remuneré la actividad.
La actividad la debería realizar XM.	La valoración cualitativa de los modelos del Documento CREG muestra la conveniencia de la existencia de la actividad como un elemento central del modelo propuesto. El mismo análisis consideró la necesidad de la independencia del GIDI frente a los demás agentes. La Comisión adelantará un análisis B/C o Costos Efectividad para validar los resultados cualitativos.
Es un doble costo, los OR pueden centralizar la información.	La valoración cualitativa de los modelos del Documento CREG muestra la conveniencia de la existencia de la actividad como un elemento central del modelo propuesto. La Comisión adelantará un análisis B/C o Costos Efectividad para validar los resultados cualitativos.

TÍTULO VIII. Gestión de Datos**Artículo 40. GESTIÓN INDEPENDIENTE DE DATOS E INFORMACIÓN**

Comentario	Respuesta
La actividad puede ser realizada por los agentes de la cadena o por ejemplo XM.	La valoración cualitativa de los modelos del Documento CREG muestra la conveniencia de la existencia de la actividad como un elemento central del modelo propuesto. La Comisión adelantará un análisis B/C o Costos Efectividad para validar los resultados cualitativos.
Se debe realizar análisis beneficio costo para la implementación de esta actividad.	La valoración cualitativa de los modelos del Documento CREG muestra la conveniencia de la existencia de la actividad como un elemento central del modelo propuesto. La Comisión adelantará un análisis B/C o Costos Efectividad para validar los resultados cualitativos.
Incluir que la actividad sea realizada por una entidad supervisada por la Superintendencia Financiera.	Se ajusta la redacción de los requisitos de GIDI.
Aclarar la forma de acceso a la información de los usuarios por todos los agentes del mercado y las responsabilidades que se asumen ante su uso.	Estos aspectos están siendo analizados en un estudio de consultoría y serán sujetos de regulación posterior.
Incluir en la descripción de la actividad las acciones de transmitir y transferir.	Se acoge el comentario.
Incluir requisitos de ciberseguridad.	Este aspecto está siendo analizados en un estudio de consultoría y serán sujetos de regulación posterior.

Artículo 41. GESTOR INDEPENDIENTE DE DATOS E INFORMACIÓN, GIDI

Comentario	Respuesta
La gestión de los datos debe mantenerse en cabeza de los OR.	La valoración cualitativa de los modelos del Documento CREG muestra la conveniencia de la existencia de la actividad como un elemento central del modelo propuesto. El mismo análisis consideró la necesidad de la independencia del GIDI frente a los demás agentes. La Comisión adelantará un análisis B/C o Costos Efectividad para validar los resultados cualitativos.
El gestor podría ser XM si no se solicita su independencia de otro agente de la cadena o dejarlo participar si se separa de ISA.	La valoración cualitativa de los modelos del Documento CREG muestra la conveniencia de la existencia de la actividad como un elemento central del modelo propuesto. El mismo análisis consideró la necesidad de la independencia del GIDI frente a los demás agentes. La Comisión adelantará un análisis B/C o Costos Efectividad para validar los resultados cualitativos.
Es necesario aclarar el alcance del GIDI frente a algunas subactividades.	Este aspecto está siendo analizados en un estudio de consultoría y será sujeto de regulación posterior.
Se presenta duplicación de infraestructura, por lo que se solicita un análisis de B/C. En todo caso, si se continua su implementación estamos de acuerdo con los requisitos de independencia y control.	La valoración cualitativa de los modelos del Documento CREG muestra la conveniencia de la existencia de la actividad como un elemento central del modelo propuesto. El mismo análisis consideró la necesidad de la independencia del GIDI frente a los demás agentes. La Comisión adelantará un análisis B/C o Costos Efectividad para validar los resultados cualitativos.

Comentario	Respuesta
Se solicita revisar otras alternativas para que las actividades previstas las realicen los agentes existentes en la cadena.	La valoración cualitativa de los modelos del Documento CREG muestra la conveniencia de la existencia de la actividad como un elemento central del modelo propuesto. El mismo análisis consideró la necesidad de la independencia del GIDI frente a los demás agentes. La Comisión adelantará un análisis B/C o Costos Efectividad para validar los resultados cualitativos.
Se presenta duplicación de infraestructura, por lo que se solicita un análisis de B/C.	La valoración cualitativa de los modelos del Documento CREG muestra la conveniencia de la existencia de la actividad como un elemento central del modelo propuesto. El mismo análisis consideró la necesidad de la independencia del GIDI frente a los demás agentes. La Comisión adelantará un análisis B/C o Costos Efectividad para validar los resultados cualitativos.
GIDI no debe estar relacionado con negocios de suministro de equipos o tecnologías o con suministro de servicios de comunicaciones.	Este aspecto está siendo analizados en un estudio de consultoría y será sujeto de regulación posterior.
Ajustar la naturaleza del gestor, no se requiere que sea empresa de servicios públicos para realizar la actividad.	Se ajusta la redacción de los requisitos de GIDI.
Las nuevas funciones y servicios requeridos en la implementación de AMI pueden lograrse creciendo las capacidades existentes en los actores actuales, pues para estas nuevas funciones de AMI y los criterios de libre acceso, neutralidad y eficiencia, no se requiere ni implica la creación de nuevos actores, ya existen mecanismos y procedimientos por medio de los cuales se pueden ajustar los roles y funciones en forma muy expedita y oportuna.	La valoración cualitativa de los modelos del Documento CREG muestra la conveniencia de la existencia de la actividad como un elemento central del modelo propuesto. El mismo análisis consideró la necesidad de la independencia del GIDI frente a los demás agentes. La Comisión adelantará un análisis B/C o Costos Efectividad para validar los resultados cualitativos.
Esta propuesta del GIDI con funciones que pueden ser asumidas en forma más costo eficiente por XM, significa retroceder en años de implementación del esquema que a la fecha ha evolucionado y madurado positivamente. Un nuevo agente como el GIDI propuesto, creara nuevos costos, tiempos de transacción y desarrollo de capacidades redundantes que terminaran siendo asumidas muy seguramente por la demanda. La libre competencia hoy se puede lograr con la propuesta de una medida inteligente, que sea estandarizada a través de los operadores de red y ajustando los roles y las responsabilidades del usuario, los comercializadores y el operador del mercado y del sistema – XM.	La valoración cualitativa de los modelos del Documento CREG muestra la conveniencia de la existencia de la actividad como un elemento central del modelo propuesto. El mismo análisis consideró la necesidad de la independencia del GIDI frente a los demás agentes. La Comisión adelantará un análisis B/C o Costos Efectividad para validar los resultados cualitativos.

Artículo 42. INFORMACIÓN ESENCIAL PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO.

Comentario	Respuesta
“Se deben establecer mecanismos para el manejo de la información de los clientes cuando se presentan cambios en el domicilio y demás.”	Se ajustó la redacción en el sentido de establecer mecanismos para mantener la información actualizada.

Artículo 43. TITULARIDAD DE LOS DATOS.

Comentario	Respuesta
<p>Dado que el titular de los datos es quien los genera debe diferenciarse el suscriptor del servicio del habitante del predio, ya que las autorizaciones y demás aspectos de la Ley 1581 de 2012 recaen sobre quien genera la información.</p>	<p>De acuerdo con la jurisprudencia constitucional en sentencia C-748 de 2011 las siguientes son las características de los datos personales:</p> <p>“La jurisprudencia constitucional ha precisado que las características de los datos personales son las siguientes: i) estar referido a aspectos exclusivos y propios de una persona natural, ii) permitir identificar a la persona, en mayor o menor medida, gracias a la visión de conjunto que se logre con el mismo y con otros datos; iii) su propiedad reside exclusivamente en el titular del mismo, situación que no se altera por su obtención por parte de un tercero de manera lícita o ilícita, y iv) su tratamiento está sometido a reglas especiales (principios) en lo relativo a su captación, administración y divulgación.”</p> <p>Entiende la Comisión que de acuerdo con estos elementos expuestos por la Corte de lo que se entiende por datos personales, los datos de energía eléctrica están referidos a los suscriptores o usuarios que son a quienes permite identificar, siendo estos usuarios y/o suscriptores las personas naturales titulares del servicio de energía eléctrica. Se considera que el “habitante del predio” no es el titular del servicio sino el suscriptor o usuario. Ejemplo de esto que son los suscriptores y/o usuarios son aquellos que pueden ejercer las peticiones, quejas y recursos en el marco de la Ley 142 de 1994.</p>
<p>“De cualquier forma el GIDI y el OR tienen una información, parte de la cual puede tener incidencia en los resultados de la competencia, resulta importante hacer un análisis particular de si parte de esa información debe ser pública en beneficio de la competencia justa.” Se deben definir las reglas para acceso a los datos por parte de los agentes.</p>	<p>La incorporación del GIDI y los datos que este administraría y publicaría se hace con el fin de promover la competencia. Dentro de la propuesta regulatoria en su documento soporte se encuentran los fundamentos y análisis en relación con las diversas alternativas regulatorias, la necesidad de implementación del GIDI. El acceso a los datos se dará conforme a las disposiciones legales que rigen la materia.</p>

Artículo 44. REMUNERACIÓN DE LA GESTIÓN INDEPENDIENTE DE DATOS E INFORMACIÓN

Comentario	Respuesta
<p>Es un costo no estimable</p>	<p>La valoración cualitativa de los modelos del Documento CREG muestra la conveniencia de la existencia de la actividad como un elemento central del modelo propuesto. La Comisión adelantará un análisis B/C o Costos Efectividad para validar los resultados cualitativos. En el documento soporte se incluyen algunos valores de referencia.</p>

Artículo 45. SELECCIÓN DEL GIDI

Comentario	Respuesta
Se propone que sea XM	La valoración cualitativa de los modelos del Documento CREG muestra la conveniencia de la existencia de la actividad como un elemento central del modelo propuesto. El mismo análisis consideró la necesidad de la independencia del GIDI frente a los demás agentes. La Comisión adelantará un análisis B/C o Costos Efectividad para validar los resultados cualitativos.

TÍTULO IX. TRANSICIÓN Y AJUSTES REGULATORIOS**Artículo 46. AJUSTES REGULATORIOS**

Comentario	Respuesta
La CREG debe revisar los plazos y la priorización de los ajustes y socializar los ajustes con los agentes.	De acuerdo, en el documento soporte se incluyó la descripción general de las principales normas que requerirían ajuste. En la agenda indicativa de la comisión se incluirán los ajustes requeridos.
Incluir en la revisión la reglas sobre medición prepago.	En el Documento CREG 103 de 2020 se encuentra identificada la Resolución CREG 096 de 2004 sobre medición prepago dentro de las resoluciones a modificar.
Se debe realizar una nueva consulta para discutir los ajustes regulatorios alrededor de las modificaciones tarifarias.	Como se indica en la resolución se deberán adelantar modificaciones regulatorias que se realizarán de acuerdo con los procedimientos regulares, que incluyen una etapa de consulta.
Se solicita formular un mapa de intervención y ruta de acción.	De acuerdo, en el documento soporte se incluyó la descripción general de las principales normas que requerirían ajuste.
Incluir procedimientos y reglas transitorias para cada una de las fases de despliegue de AMI.	La resolución incorporará las reglas transitorias.
Se debe indicar la transición para el tratamiento de las fronteras comerciales con reporte al ASIC frente a las fallas del sistema de medición, los elementos sobre los que el OR no tiene responsabilidad de instalación y los demás requerimientos del CM.	En el Documento CREG 103 de 2020 se encuentra identificada la Resolución CREG 096 de 2004 sobre medición prepago dentro de las resoluciones a modificar.

Artículo 47. ACCESO A LAS MEDICIONES

Comentario	Respuesta
Aclarar a que público se le dará acceso a las mediciones.	En la resolución se aclara cuál es el público que tiene acceso a las mediciones.

Comentario	Respuesta
Se solicita ajustar el plazo de 2 meses para la elaboración de la aplicación para dispositivos móviles considerando el plazo de 6 meses para la elaboración de los formatos que tiene el CAC.	Para los plazos se tienen dos referencias distintas, en el primer caso depende de cuando se aprueban los planes y el segundo de la expedición de la resolución. Considerando que los OR tiene un periodo de tiempo para la preparación de la solicitud y la Comisión para la aprobación, no se encuentran incompatibles los plazos definidos inicialmente.
Se solicita que el comercializador tenga acceso a las mediciones realizadas por el OR y no solamente al GIDI.	El modelo para el despliegue de AMI fue analizado por la Comisión y en este el acceso se dará a través de GIDI para reducir barreras en la actividad. En ese orden de ideas no se considera necesario el acceso al medidor, en todo caso, se reglamentará el tratamiento de observaciones del comercializador frente a las lecturas realizadas por el OR.
No se deja claro que pasa si no están disponibles las lecturas.	La reglamentación del proceso detallado se definirá en resolución aparte.
El plazo de 8 horas para publicar la información es muy corto, debe considerarse el del código de medida de 48 horas.	La experiencia internacional muestra que es perfectamente posible el plazo propuesto. Sin embargo, los índices y metas de disponibilidad serán determinados en resolución posterior.
Se están generando costos hundidos con la transición y debe dejarse la gestión al OR.	Estos desarrollos son propios de un proyecto que requiere transiciones y que tiene un horizonte de 10 años.
El sistema de transición es un costo adicional para el sistema mientras entra GIDI.	Estos desarrollos son propios de un proyecto que requiere transiciones y que tiene un horizonte de 10 años.
Se solicita ajustar el plazo de 2 meses para la elaboración de la aplicación para dispositivos móviles considerando el plazo de 6 meses para la elaboración de los formatos que tiene el CAC.	Los plazos son adecuados considerando que el primero se mide a partir de la aprobación del plan de despliegue, mientras que el segundo se establece a partir de la expedición de la resolución general.
Dar acceso a la hoja de vida del sistema de medición al comercializador.	La publicación de la hoja de vida será analizada en la reglamentación adicional para la publicación final de la información por parte de GIDI.
¿Ante qué entidad se debe presentar los recursos? ¿Ante qué entidad se tramitaría los recursos de segunda instancia?	No es claro el comentario. El usuario tiene un prestador del servicio ante el cual puede presentar las peticiones, quejas y reclamos. El despliegue de AMI no cambia eso.

Artículo 48. COSTOS DE MEDIDORES RECIENTEMENTE INSTALADOS

Comentario	Respuesta
El costo se le debe devolver al propietario del medidor y debe aplicar a cualquier tipo de medidor (telemido según el código para los entrantes) (incluye modem).	Únicamente aplica para medidores de medida directa en los casos en que el usuario es propietario, sin incluir equipos de telemida.
¿El OR pasa a ser propietario del equipo retirado? Se debería realizar en función del tiempo proporcional restante sobre la vida útil del equipo. ¿se puede hacer en la factura? ¿Al usuario o al propietario?	Al reintegrar un valor por el medidor se entiende que la propiedad del equipo reemplazado cambia y pasa a ser del OR. La remuneración no se efectúa en función de la vida útil por la complejidad de cálculo para aplicación y la revisión del esquema que introduciría este aspecto. El reintegro se puede realizar mediante la factura siempre y cuando el usuario sea el mismo propietario.

Comentario	Respuesta
¿se incluye el IVA?	Se entiende que este reintegro no es una venta y por tanto no se deben tener en cuenta los impuestos como el IVA.
Excluir este reconocimiento porque encarece el plan y no significa ningún alivio y sí representa costos para disposición final.	Se considera que el cambio de un medidor relativamente nuevo sin ningún tipo de reconocimiento puede ser contraproducente para el usuario propietario por lo que, en caso de que se deba cambiar, el costo de reemplazo debe ser parte del plan de despliegue.
incluir este costo dentro de los identificados del plan.	Se puede incluir dentro de la categoría "otros costos identificados".
Pagar solamente el 50% es menoscabar el patrimonio del usuario y es un abuso.	Sería deseable pagar un valor en función de la vida útil restante del equipo, sin embargo, es de difícil implementación por cuanto correspondería al usuario demostrar el momento de su adquisición para determinarla. Se establece entonces una medida general que asegure al usuario la recuperación de una parte significativa del costo en que haya podido incurrir sin exponerlo a la pérdida de la totalidad del mismo por no poder probar la vida útil del equipo.

Artículo 49. INFORMACIÓN DE CALIDAD DEL SERVICIO

Comentario	Respuesta
Los cálculos de la Resolución CREG 015 de 2018 se realizaron a nivel de transformador y los datos que se obtendrán serán a nivel de transformador, ¿cómo se realizarán los ajustes para que sean compatibles?	En regulación posterior la Comisión reglamentará el uso de la información provista por AMI y de utilidad para el esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 015 de 2018.
Como se hace compatible la información de un usuario con AMI y otro sin AMI.	
Revisar la conveniencia de realizar estos ajustes durante la vigencia de las resoluciones particulares.	
Se debe aclarar qué tipo de información se le va a suministrar al usuario.	

Artículo 50. CORTE Y SUSPENSIÓN DEL SERVICIO

Comentario	Respuesta
A partir de qué momento se cuenta la hora considerando los pagos realizados en el banco, el plazo puede ser corto para la medición semidirecta e indirecta. Que el medidor inteligente se encuentre en la zona de despliegue del medidor y ya esté operando todo el sistema AMI.	La propuesta es clara en que el plazo se debe contar a partir de "Resuelta favorablemente una solicitud de reconexión del servicio o desaparecida la causa que dio origen a la suspensión del mismo". Ahora bien, esto aplica para usuarios con medidor AMI como dice la resolución que fue consultada.
Indicar las excepciones a los plazos debido a actividades fuera de control del OR (problemas de comunicaciones, si hay latencia en 24 horas) que pasa por las causas imputables al usuario. Problemas de configuración del medidor.	El procedimiento será ajustado en la etapa de revisión del marco normativo anunciada en el documento soporte.

Comentario	Respuesta
Los usuarios que tienen medición sema directa e indirecta requieren el desplazamiento de cuadrillas y eso implica un costo.	La propuesta de despliegue se ajusta a los usuarios residenciales, que en su gran mayoría tienen medición directa. Para los otros casos el procedimiento será ajustado en la etapa de revisión del marco normativo anunciada en el documento soporte.
La suspensión remota en todo caso tiene un costo para el OR que debe cobrarse, además no cobrarlo puede incentivar la cultura de no pago.	La infraestructura de AMI y su AOM están siendo reconocidos al OR. No es claro el costo adicional mencionado.
Cuál sería el procedimiento para registrar el consumo entre el momento en que se informa la suspensión y esta se lleva a cabo.	El procedimiento será ajustado en la etapa de revisión del marco normativo anunciada en el documento soporte.
Se sugiere se incluya un esquema de transición. Las fases de implementación deberían considerar un proceso gradual respecto a las exigencias de los tiempos de reconexión considerando la complejidad del mercado de comercialización.	El procedimiento será ajustado en la etapa de revisión del marco normativo anunciada en el documento soporte.
La solicitud de reconexión se presenta al comercializador, quien realiza la coordinación con el OR.	En el artículo se asignan las obligaciones al OR en cuanto a la reconexión mediante AMI. La instrucción para la reconexión viene del comercializador y está indicado en el título de obligaciones de los agentes.

Artículo 51. PRESTACIÓN DEL SERVICIO EN LA MODALIDAD DE PREPAGO

Comentario	Respuesta
Precisar el término “cualquier momento” señalando la oportunidad en que debe disponerse a la información.	El termino implica que el usuario pueda consultar la información a su discreción.
Emplear los canales necesarios para notificar al usuario, como mínimo una aplicación para informar al usuario. Puede ser la misma que se establece para acceder a la información.	Es correcto, la aplicación puede ser la misma.
Especificar que la alarma pueda darse en cualquier parte del sistema AMI.	La redacción del artículo consultado no establece la parte de AMI que realiza la notificación, sin embargo debe ser efectiva.
Se considera que la información del consumo neto y del restante prepago no es atribuible al OR sino al Comercializador a través de la inter-relación con el GIDI.	Se ajusta la redacción para que la información se suministre de manera coordinada entre el OR y el Comercializador.
Considerando las opciones tarifas que se podrían implementar con AMI sugieren revisar las reglas de las resoluciones CREG 096 de 2004 y 046 de 2012.	El ajuste de la normatividad de la prestación del servicio en la modalidad de prepago se tiene identificada en el documento soporte de la Resolución CREG 131 de 2020.
Incluir las reglas sobre el proceso de recarga de los créditos. Utilizar para ello las reglas establecidas en la norma IEC 61968-9: Application integration at electric utilities – System interfaces for distribution management – Part 9: Interfaces for meter reading and control	El ajuste de la normatividad de la prestación del servicio en la modalidad de prepago se tiene identificada en el documento soporte de la Resolución CREG 131 de 2020.
La alarma debe activarse 5 días antes del agotamiento estimado.	La propuesta se ajusta para que sean 3 días antes.