



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

DOCUMENTO CREG-002
18-01-22

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

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES.....	6
1.1 Antecedentes legales.....	7
1.2 Marco conceptual.....	9
1.3 Estudios realizados por la Comisión	11
1.4 Alcance de la propuesta regulatoria.....	12
2. PROBLEMÁTICA REGULATORIA.....	13
3. OBJETIVOS	13
4. ESQUEMAS DE IMPLEMENTACIÓN.....	14
4.1 Análisis de modelos y selección	16
4.1.1 Comparación de esquemas y análisis cualitativo	20
4.1.2 Selección del esquema de implementación	22
4.2 Costos y beneficios.....	26
4.2.1 Identificación de variables	27
4.2.2 Estimación de costos.....	31
4.2.3 Estimación de beneficios	33
a. Costos evitados de lectura	33
b. Costos evitados de suspensión y reconexión	34
c. Costos evitados de reemplazo de medidores.....	35
d. Ventajas en la actividad de comercialización.....	36
e. Incentivos tributarios	39
f. Beneficios de reducción de pérdidas y mejora en la calidad	40
g. Potenciales beneficios de largo plazo (ex post)	44
4.3 Análisis de Costo-Beneficio.....	44
4.3.1 Resultados del análisis costo-beneficio antes de la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021	45
4.3.2 Consideraciones para el Análisis de Costo-Beneficio, con la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021	53
5 PROPUESTA REGULATORIA	56
5.1 Disposiciones Generales	56
5.2 Derechos y deberes de los usuarios	57
5.3 Responsabilidades de los prestadores	59
5.4 Requisitos técnicos generales.....	61
5.5 Planes de implementación.....	62
5.6 Despliegue.....	63
5.7 Remuneración del esquema	65
5.8 Gestión de datos	68
5.9 Transición y ajustes regulatorios	70
5.10 Análisis Jurídico.....	73

6 ANÁLISIS DE IMPACTOS	81
6.1 Efectos potenciales de AMI.....	81
6.2 Gestión independiente de datos e información.....	83
7 CONSULTA PÚBLICA	84
8 SEGUIMIENTO DE LA REGULACIÓN	85
9 CONCLUSIONES	86
10 REFERENCIAS	88
ANEXO 1 VARIABLES DE BENEFICIOS Y COSTOS.....	90
ANEXO 2 ANÁLISIS DE BENEFICIOS	103
ANEXO 3 DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS MODELO B/C: antes de la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021	110
ANEXO 4 BALANCE CIRCULAR CREG 098 DE 2020.....	116
ANEXO 5 MATRIZ COMENTARIOS AGENTES	118
ANEXO 6: FORMULARIO COMPETENCIA SIC	122

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Modelo de gestión descentralizada de información.....	17
Figura 2 Modelo centralizado de gestión de información y telecomunicaciones	18
Figura 3 Modelo centralizado de gestión de información.....	19
Figura 4 Modelo centralizado de gestión de información.....	20
Figura 5 Compendio de variables consideradas en modelos internacionales ...	28
Figura 6 Selección de variables para el modelo colombiano	29
Figura 7 Valores de referencia remuneración anual (COP\$ millones oct-2020)..	32
Figura 8 Planes de inversión aprobados CREG 015/18	41
Figura 9 Ingresos por pérdidas de energía por debajo del nivel reconocido.....	43
Figura 10 Resultados del modelo VPN	47
Figura 11 Resultados del modelo VPN (despliegue suave).....	48
Figura 12 Resultados del modelo VPN (despliegue medio)	49
Figura 13 Resultados del modelo VPN (despliegue intenso)	50
Figura 14 Resultados del modelo VPN Clúster I.....	51
Figura 15 Resultados del modelo VPN Clúster II.....	52
Figura 16 Resultados del modelo VPN Clúster III.....	53
Figura 17 Beneficios antes y después de la entra en vigencia de la Ley 2099 de 2021	54
Figura 18 Costos y Beneficios del despliegue de AMI.....	55
Figura 19 Proceso de despliegue.....	64
Figura 20 Flujo de ingresos y egresos del plan	67
Figura 21 Modificación al CU	76
Figura 22 Mecanismos de modificación de la actividad de Comercialización ..	77
Figura 23 Elementos tarifarios que deben ser trasladados	79
Figura 24 Remuneración del GIDI en tarifa	80
Figura 25 Ajustes regulatorios necesarios	80
Figura 26 Balance de beneficios Reino Unido, 2016	100
Figura 27 Balance de beneficios Reino Unido, 2019	100
Figura 28 Nivel de despliegue de AMI por estados.....	101
Figura 29 Diferencia entre costos declarados y reconocidos, Clúster I.....	107
Figura 30 Diferencia entre costos declarados y reconocidos, GRUPO II.....	108
Figura 31 Diferencia entre costos declarados y reconocidos, Clúster III.....	109
Figura 32 Curva de instalación agregada y anual de AMI.....	111
Figura 33 Desagregación de costos asociados al despliegue del programa AMI	113
Figura 34 Desagregación de beneficios y fuentes de financiación programa AMI	114
Figura 35 Cantidad de comentarios por título	118

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Ventajas de los modelos.....	21
Tabla 2 Desventajas de los modelos.....	22
Tabla 3 Resultados del Modelo 2 por tipo de agente	Tabla 4 Resultados del
Modelo 3 por tipo de agente.....	25
Tabla 5 Resultados del Modelo 2 por actividad	Tabla 6 Resultados del
Modelo 3 por actividad	25
Tabla 7 Variables de beneficio costo	27
Tabla 8 Referencia de costos de CAPEX para el modelo de B/C de AMI	31
Tabla 9 Referencia de costos de OPEX para el modelo de B/C de AMI.....	32
Tabla 10 Número de medidores a reemplazar en el horizonte de análisis	36
Tabla 11 Clasificación de cuentas CREG ICR, Reporte AOM 4040.....	38
Tabla 12 Análisis desde el punto de vista de los prestadores	81
Tabla 13 Análisis desde el punto de vista del usuario.....	82
Tabla 14 Análisis desde el punto de vista del Estado.....	82
Tabla 15 Compendio de variables monetizables	90
Tabla 16 Beneficio promedio por punto de medición (€/2015).....	93
Tabla 17 Variables de beneficio estimadas países de la UE.....	94
Tabla 18 Beneficios de los OR por punto de medición en Holanda	95
Tabla 19 Beneficios anuales totales para los OR en Holanda	95
Tabla 20 Beneficios planteados en el B/C de Eslovenia.....	96
Tabla 21 Beneficios identificados en los pilotos AMI	97
Tabla 22 Variables de beneficios consideradas en el B/C de AMI en Irlanda.....	98
Tabla 23 Balance de medidores instalados a 2018 y proyecciones a 2020.....	102
Tabla 24 Costos por medidor en E.E.U.U.....	102
Tabla 25 Desagregación de costos de AMI por países europeos	102
Tabla 26 Número de medidores a reemplazar en el horizonte de análisis	105
Tabla 27 Estadísticas sobre costos de medidores	106
Tabla 28 Referencia de costos modelo B/C	110
Tabla 29 Parámetros considerados en el modelo B/C.....	111
Tabla 30 Balance información recibida en Circular CREG 098 de 2020	116
Tabla 31 Información recibida en la Circular CREG 098 de 2020	117
Tabla 32 Participantes de la consulta	118
Tabla 33 Cantidad de comentarios por título	119

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

1. INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES

La medición de los servicios públicos domiciliarios es un elemento primordial en su prestación. Para el caso de la energía eléctrica, el registro de información en el punto de medida ha permitido, hasta hoy, determinar la cantidad del servicio suministrada, información con la cual se factura al usuario y se liquidan las trasferencias de energía entre los diferentes agentes. En consecuencia, la medición, como elemento central en la prestación del servicio, es el punto donde confluyen tanto los derechos y deberes de los usuarios, así como las obligaciones de los prestadores del servicio de facturar el servicio acorde con una medida precisa.

Actualmente la medición se realiza, principalmente, mediante un proceso físico que inicia con la recolección de datos realizada mediante una visita presencial de un representante del prestador del servicio al predio del usuario recolectando una gran cantidad de datos, principalmente de consumos de los usuarios, y los traslada a las oficinas del prestador, para iniciar con otro proceso denominado “ciclo de facturación” mediante el cual se elaboran las facturas para ser posteriormente entregadas.

No obstante, el auge de la tecnología de las últimas décadas acompañada de los grandes avances en las telecomunicaciones ha permitido que se desarrollen nuevas maneras de abordar el tema de la medida de la energía, acompañadas con grandes ventajas, tanto para usuarios como para los prestadores y la sociedad en general, que permitirán, además de obtener medidas de energía con mayor precisión e inmediatez, que el usuario pueda gestionar sus consumos con otros prestadores, disminuir tiempos de atención de reparación de fallas, disminuir tiempos de reconexiones del servicio y, en general, permitir una mejor gestión de la red.

Para la implementación y el aprovechamiento de este tipo de tecnologías es necesaria la 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 (denominada AMI por las siglas en inglés de *Advanced Metering Infrastructure*) es el término que reúne todos los elementos (tanto físicos como de programas de computadores) requeridos para obtener estas ventajas, es decir, no solamente es el cambio de medidor de energía actual por otro de características distintas sino es un conjunto de elementos que permiten la adquisición de datos, la concentración y envío de los mismos, considerando por supuesto las plataformas de software indicadas para el procesamiento, análisis y reporte, de grandes cantidades de datos hasta llegar a la factura. Por su puesto que estos datos también permitirán implementar mejoras en la prestación del servicio en múltiples

¹ 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. (Definición tomada de la Resolución 4 0072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía)

² 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. (Definición tomada de la Resolución 4 0072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía)”

aspectos (operativo, comercial, financiero, para vigilancia y control, para planeación, para la toma de decisiones por parte del usuario y promover la competencia).

Así, el término AMI involucra tanto los instrumentos de medición del consumo, así como todos aquellos elementos necesarios 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 tanto para los usuarios como para los sistemas de distribución de energía mediante esquemas que han venido evolucionando en función de los resultados observados.

Actualmente podemos observar una serie de experiencias, en países donde se ha desplegado esta tecnología, 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 y que depende en gran medida de las condiciones particulares de los usuarios y sistemas donde se pretenda desplegar.

Para el caso de Colombia, el Gobierno, a través del Ministerio de Minas y Energía – MME³, definió la política pública para la implementación de AMI y delegó en la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, la determinación de las condiciones para adelantar este despliegue.

De esa manera, en este documento se presentan los análisis y desarrollos respecto del tema de implementación de AMI, incorporando elementos legales, técnicos, económicos y operativos, con el interés de determinar el esquema que mejor se puede adaptar a nuestras condiciones, modelo que será objeto de constante y continuo desarrollo.

El presente documento, así como la resolución que soporta, son el resultado del proceso de los análisis adelantados por la CREG y que contó con la importante retroalimentación realizada por los usuarios, vocales de control, prestadores del servicio, proveedores de soluciones, entidades gubernamentales y por ciudadanos en general a través de los comentarios efectuados a las dos propuestas regulatorias publicadas mediante las resoluciones CREG 131 y 219 de 2020, que a la vez que permitieron enriquecer el texto definitivo, permitieron obtener un completo análisis de impacto normativo, asegurando la transparencia de las decisiones adoptadas.

1.1 Antecedentes legales

La expedición de la presente normatividad 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.

³ Resoluciones 4 0072 de 2018, 4 0483 de 2019 y 4 0142 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía.

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. También adopta beneficios fiscales en pro de reducir la barrera de inversión intensiva en capital que es una característica de los nuevos proyectos de fuentes de energías renovables no convencionales en Colombia y tecnologías asociadas.
- 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 e introdujo la necesidad de implementar la infraestructura de medición avanzada en Colombia y estableció que la CREG debería definir las condiciones 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.
- f) **Ley 697 de 2001.** La ley fomenta el uso racional y eficiente de la energía (URE), promueve la utilización de energías alternativas, estableciendo el URE como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno. Para tal fin el MME creó el Programa de Uso Racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales "PROURE", que tiene como objetivo específico facilitar *la aplicación de normas relacionadas con los incentivos (...) tributarios*, entre otros.
- g) **Ley 2099 de 2021.** La Ley de Transición Energética, en su artículo 56, establece lo siguiente: "Artículo 56: Las empresas prestadoras del servicio de energía deberán asumir los costos asociados a la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes de los que trata la presente ley.

De ninguna manera este costo podrá ser trasladado al usuario en la facturación o cualquier otro medio.” La CREG tiene a su cargo fijar las condiciones para la implementación de 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 más 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 aplandamiento 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.

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.

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 mejorar los procesos 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 clientes⁴. 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.

Finalmente, desde la perspectiva del Estado y del desarrollo de políticas públicas y regulatorias, 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 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.

⁴ En el estudio publicado mediante la Circular CREG 003 de 2020 se presenta una discusión más amplia sobre los beneficios y costos de AMI

Es el uso de la información generada a partir de AMI lo que permite materializar sus potenciales ventajas y conllevar a una mejor prestación del servicio. En consecuencia, la información resultante de 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 ese momento donde se analizó, preliminarmente, el tema de implementación de 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, publicado mediante la Circular CREG 054 de 2018, planteó los principales aspectos identificados por la Comisión para ser desarrollados durante la elaboración de la regulación de 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, 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 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 la manera en la que se distribuyen esos beneficios en el corto, mediano y largo plazo. Adicionalmente, se obtuvo una guía que alimentará los formatos para la presentación de los análisis beneficio/costo por parte de los agentes.
- b. Gestión independiente de datos e información, para obtener insumos de experiencias nacionales y de marco regulatorio internacional similares, para determinar el alcance de la nueva actividad y las condiciones técnicas, operativas y financieras que se requieren para que la misma cumpla con los objetivos de la regulación.

Finalmente, en el 2021 se contrató un estudio de consultoría para definir las condiciones regulatorias y los aspectos jurídicos relevantes bajo los cuales se pueda implementar la actividad de la Gestión Independiente de Datos e Información “GIDI”, como nueva actividad dentro de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, incluyendo el mecanismo de “selección” del agente que lleve a cabo la actividad.

1.4 Alcance de la propuesta regulatoria

En cumplimiento de las funciones legales asignadas, la Comisión desarrolló la normatividad requerida 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 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 para determinar la forma en la que se debe implementar AMI.

La Comisión, en el marco de la política pública descrita, identifica los retos 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, la reasignación de eficiencias 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, por la Ley 2099 de 2021 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 permite eliminar barreras de entrada a nuevos agentes en los mercados, permite los flujos de información (entre agentes, agente-usuarios y con las autoridades) con la menor cantidad de restricciones posible, genera incentivos para la innovación por parte de los prestadores y permite la repartición de ganancias en eficiencia entre el usuario y el prestador.
- **Libre acceso a información.** Se debe buscar 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.** Es necesario establecer la mínima cantidad de reglas con el menor nivel de intervención posible y con la menor necesidad de intervenciones futuras por parte del regulador, que propenda por la estabilidad regulatoria y permita que las autoridades de control y vigilancia puedan llevar a cabo sus funciones de la manera más eficaz posible.
- **Eficiencia en costos.** El 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.** Se debe garantizar la gestión adecuada de la información resultante de AMI. Es decir, la información debe ser tratada de manera que se garantice el cumplimiento de la normatividad vigente en materia de tratamiento de

información y, 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 tanto los criterios generales que deben cumplir los planes a nivel local, los responsables a nivel local (o regional) del diseño y la ejecución de los planes de implementación, así como 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 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 quienes mejor conocen las condiciones locales son las empresas que desarrollan las actividades en esas mismas regiones.

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

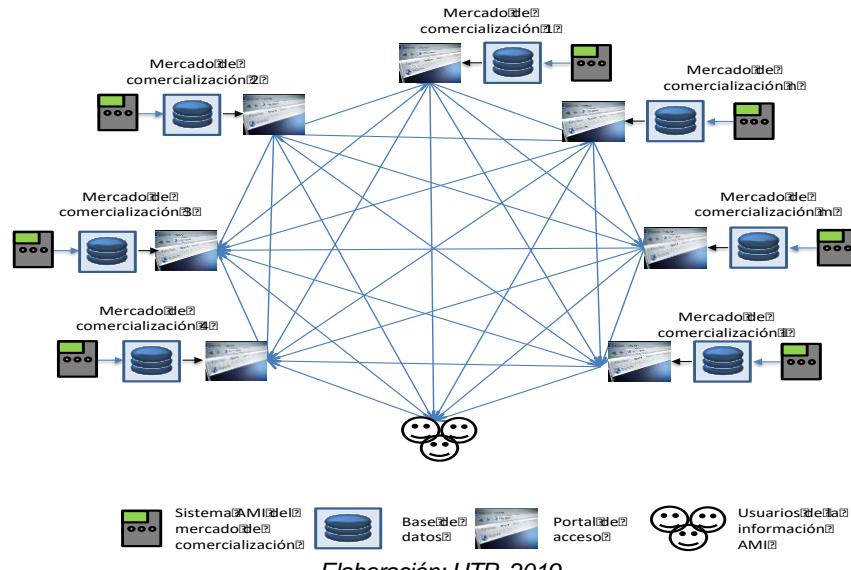
Para identificar los esquemas específicos de despliegue de AMI, la Comisión tomó como insumo los resultados del estudio contratado con la Universidad Tecnológica de Pereira – UTP. El estudio indagó sobre los modelos más frecuentemente utilizados en el mundo y en la literatura disponible sobre medición avanzada y resumió las mejores experiencias en cuatro (4) modelos alternativos para la implementación del esquema de despliegue de AMI. 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 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 donde se encuentran varios mercados de comercialización y un OR en cada uno de ellos. El OR es el responsable de la implementación de 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, podrían existir tantas soluciones para AMI, bases de datos y portales de acceso a la información, como mercados de comercialización se encuentren.

Para acceder a la información, los usuarios de esta 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

Elaboración: UTP, 2019.

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 AMI están asociados a la actividad de distribución, en sus inicios la implementación de 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 información⁵. 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 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.

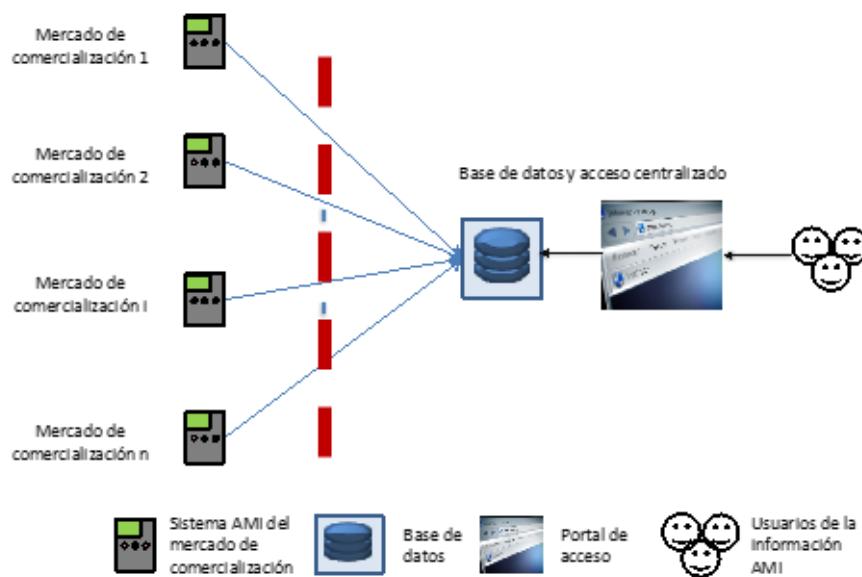
b. Modelo 2. Gestión centralizada de información y de telecomunicaciones y despliegue por parte del comercializador

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 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 AMI.

⁵ 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 mercados de comercialización) en este modelo las nuevas tareas derivadas de 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.

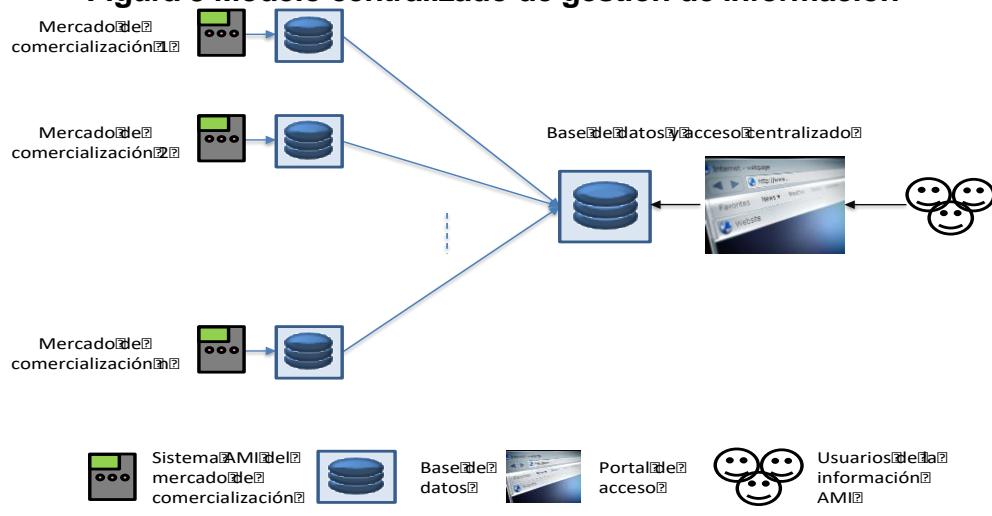
La solución del Reino Unido es particular a ese sistema eléctrico y plantea unas ventajas en términos de la independencia en el manejo de la información desde su punto de medición hasta el final. En este esquema, los usuarios de la información (incluyendo el comercializador que emite la factura al consumo) 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 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



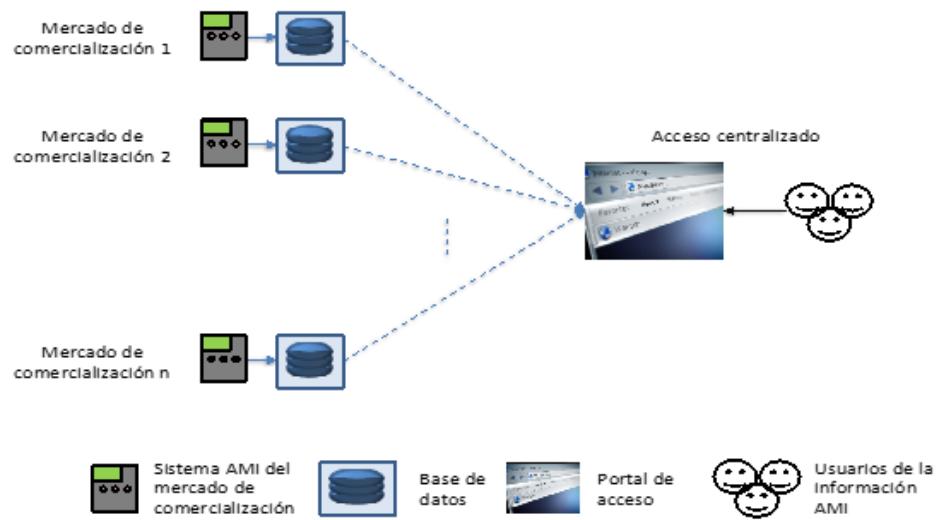
La Figura 3 presenta el esquema en el que el OR recoge la información del medidor y la remite al gestor de información. Si bien es posible que haya información que permanezca en el OR, se trata de información puramente requerida para fines operativos asociados a la actividad de distribución. Los usuarios 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 presentan dos tablas 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 existir 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 S/N. Estudio publicado con la circular CREG 010 de 2021.

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. El consultor efectuó un análisis comparativo de los 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 costo-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 y grupo 3 con empresas que atienden mercados con menos de 150.000 usuarios). También, 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 resultados⁶.

- Supuesto sobre parámetros generales que sirven para elaborar escenarios comparativos, incluyendo supuestos sobre decisiones regulatorias.
- Supuestos sobre parámetros claves observados, también de carácter general, y con alta incertidumbre.
- 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 \$5,49 billones durante los 10 años del horizonte de planeación de los cuales \$4,89 billones corresponden a Capex y \$0,6 billones 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

⁶ Para consultar en detalle la descripción de los principales parámetros se puede consultar la circular CREG 010 de 2021.

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 \$5,09 billones durante los 10 años del horizonte de planeación de los cuales \$4,54 billones corresponden a Capex y \$0,54 billones 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 \$400 mil millones comparado con el modelo 2 durante los 10 años del horizonte de planeación y representa un ahorro del 7,3% del valor total. Por lo que se considera que el modelo 3 se ajusta mejor a la eficiencia en los costos y lo ratifica como el mejor modelo a ser implementado en el país.

Los resultados de los dos modelos, por tipo de agente y desagregación de actividad, para un escenario de despliegue del 100% de la meta 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 (millones de Col\$ de 2020)	
	Mercado promedio	Total país
2. Modelo centralizado de gestión de información y comunicaciones	5,486,259	
CAPEX	4,888,794	
Operadores de Red	59,015	
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	8,316	33,262
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	1,768	22,984
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	231	2,769
Comercializadores	3,894,488	
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	518,837	2,075,350
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	124,560	1,619,276
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	16,655	199,862
Gestor Independiente de Información	935,292	
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	100,779	403,114
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	35,388	460,045
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	6,011	72,132
OPEX	597,465	
Operadores de Red	108	
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	15	62
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	3	41
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	0	4
Comercializadores	501,884	
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	77,035	308,139
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	13,473	175,153
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	1,549	18,593
Gestor Independiente de Información	95,473	
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	14,887	59,549
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	2,498	32,471
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	288	3,454

Fuente: *Econometría, 2021*

Tabla 4 Resultados del Modelo 3 por tipo de agente

Modelo/Tipo de costo/Agente/Tipo de mercado	Valor presente del Costo (millones de Col\$ de 2020)	
	Mercado promedio	Total país
3. Modelo centralizado de gestión de información	5,087,234	
CAPEX	4,544,428	
Operadores de Red	4,544,428	
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	565,157	2,260,627
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	154,532	2,008,917
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	22,907	274,884
Comercializadores	0	
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	0	0
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	0	0
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	0	0
Gestor Independiente de Información	0	
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	0	0
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	0	0
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	0	0
OPEX	542,806	
Operadores de Red	542,806	
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	84,046	336,185
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	14,368	186,786
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	1,653	19,835
Comercializadores	0	
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	0	0
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	0	0
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	0	0
Gestor Independiente de Información	0	
1 Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	0	0
2 Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	0	0
3 Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	0	0

Fuente: *Econometría, 2021*

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

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	5,486,259	
CAPEX	4,888,794	
Medición	3,950,681	
Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	526,801	2,107,205
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	126,229	1,640,974
Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	16,875	202,502
Concentración de datos	611,750	
Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	68,996	275,984
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	23,367	303,766
Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	2,667	32,000
SGO y Comunicaciones	326,363	
Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	32,134	128,538
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	12,120	157,565
Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	3,355	40,260
OPEX	597,465	
AOM de Medición	488,982	
Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	75,182	300,728
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	13,091	170,187
Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	1,506	18,068
AOM de concentración y comunicación	43,077	
Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	7,321	29,286
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	959	12,462
Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	111	1,329
Capacitación de personal	65,405	
Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	9,434	37,736
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	1,924	25,016
Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	221	2,654

Fuente: Econometría 2021

Modelo/Tipo de costo/Agente/Tipo de mercado	Valor presente del Costo (millones de Col\$ de 2020)	
	Mercado promedio	Total país
3. Modelo centralizado de gestión de información	5,087,234	
CAPEX	4,544,428	
Medición	3,529,756	
Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	463,205	1,852,820
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	114,695	1,491,041
Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	15,491	185,894
Concentración de datos	665,629	
Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	69,482	277,928
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	26,445	343,788
Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	3,659	43,913
SGO y Comunicaciones	349,043	
Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	32,470	129,879
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	13,391	174,088
Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	3,756	45,077
OPEX	542,806	
AOM de Medición	488,982	
Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	75,182	300,728
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	13,091	170,187
Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	1,506	18,068
AOM de concentración y comunicación	43,077	
Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	7,321	29,286
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	959	12,462
Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	111	1,329
Capacitación de personal	10,746	
Mercados de mayor tamaño (usuarios> 1 millón)	1,543	6,171
Mercados de tamaño medio (entre 150 mil y 1 millón)	318	4,137
Mercados de menor tamaño (usuarios<150 mil)	36	437

Fuente: Econometría 2021

4.2 Costos y beneficios

Con el fin de encontrar las variables apropiadas para estimar los beneficios y los costos del despliegue de AMI en el SIN se analizaron diferentes modelos beneficio-costo 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 destacan los estudios de Estados Unidos y la Unión Europea.

4.2.1 Identificación de variables

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 se deban incorporar. 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.

Aunque en algunas situaciones se encuentran beneficios en función del ahorro en el consumo de los usuarios o de los beneficios en la competencia producto de la implementación de AMI, no se consideró conveniente extraer las dinámicas de consumo dado que algunas de las características relevantes entre los países en estudio y Colombia son muy distintas (p.e. consumo de energía per cápita, ingresos per cápita).

Finalmente, como se muestra en la Tabla 7, entre los modelos revisados hay algunas variables que solo se registran una sola vez y son 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 perdida 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 la experiencia en los países que se encuentran en etapas avanzadas en el despliegue como Estados Unidos, Reino Unido y países de la Unión Europea.

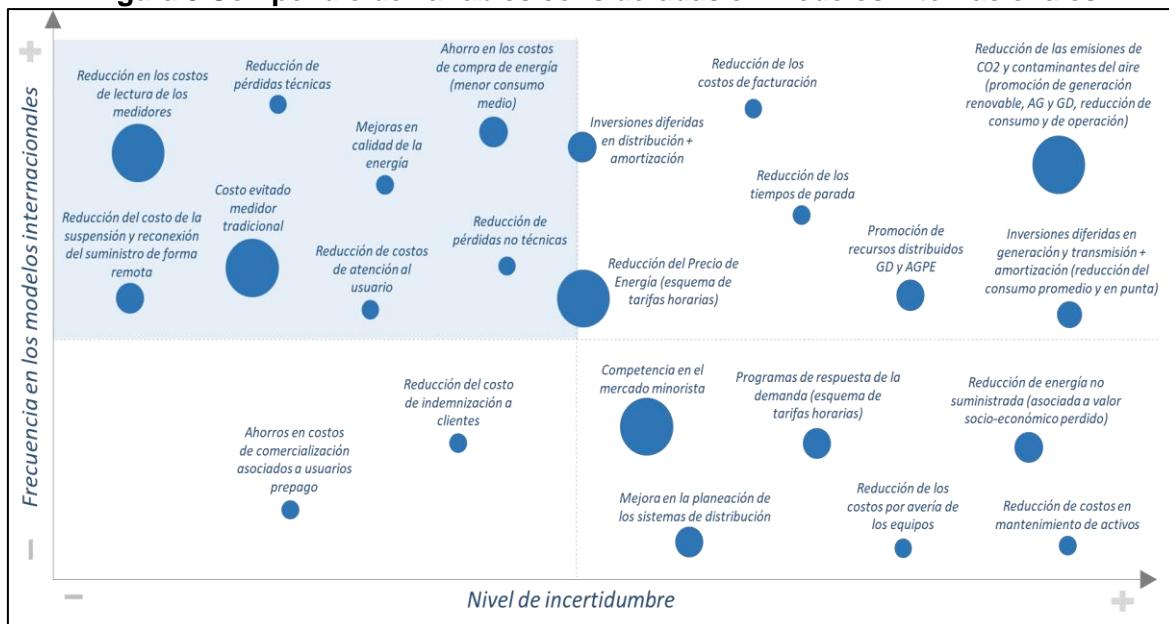
La identificación de los costos es útil con el fin de obtener una línea base de los costos reales de AMI en los países que ya han realizado el despliegue de la medición inteligente. Esto en la medida que Colombia entrará a una fase de despliegue que requiere una estimación de costos, y la comparación 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 y en la estructura de costos se encuentran los asociados con los medidores, concentradores, sistemas de comunicaciones, sistemas de gestión y operación (HES) y los sistemas 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 elaboró la siguiente figura.

Figura 5 Compendio de variables consideradas en modelos internacionales



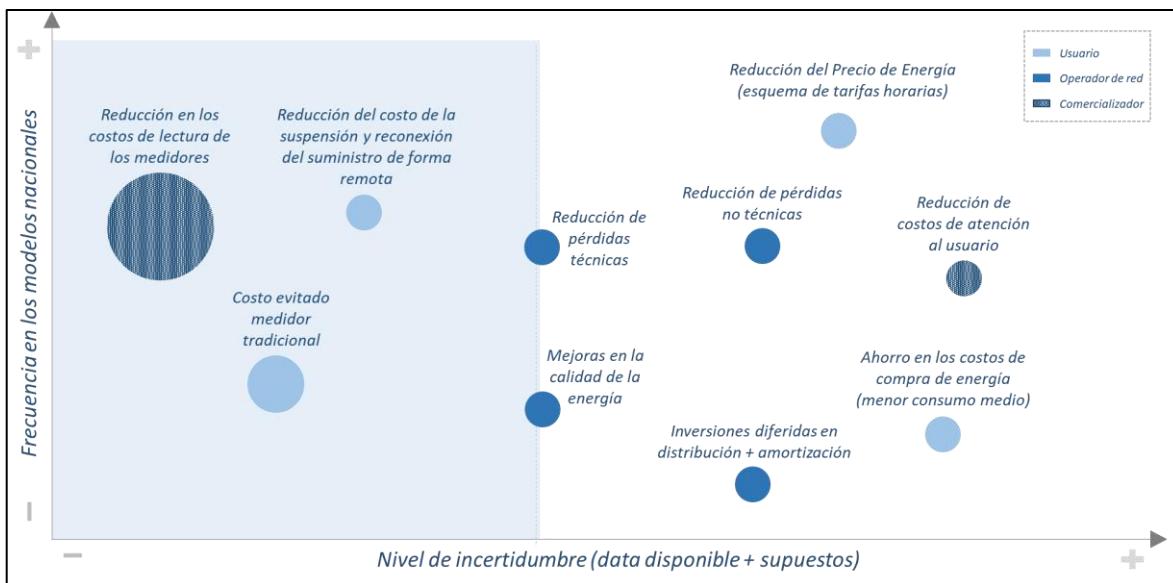
Fuente: Elaboración propia

La Figura 5 considera 3 dimensiones. La primera asociada al nivel de incertidumbre de la estimación (eje X en la figura) y representa la cantidad de supuestos que se deben realizar para poder estimar la variable ex ante al despliegue masivo de la tecnología. Si una variable se encuentra más a la derecha que otra, significa que los supuestos realizados para monetizar la primera tienen un mayor nivel de incertidumbre que para monetizar la segunda, es decir, las variables más cercanas al eje Y tienen mayor certidumbre que las más alejadas. La segunda dimensión (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 análisis beneficio costo, en adelante B/C, es que tengan el menor nivel de incertidumbre, que hayan sido estimadas previamente en reiterados B/C internacionales y que estén asociadas con pronunciados beneficios. Con este orden de ideas, las variables presentes en el cuadrante superior izquierdo de la figura anterior son las que mejor representan estas características.

Una vez identificado el portafolio de variables que se podrían considerar para el modelo colombiano, se optó por concentrarse en el cuadrante superior izquierdo de la figura anterior 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 para el modelo colombiano 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 de “*frecuencia en los modelos nacionales*” se tuvo en cuenta la información recopilada en las reuniones sostenidas con diferentes agentes del sector eléctrico 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, en un proceso posterior, los beneficios de estas variables fueron asignados, inicialmente, a aquellos agentes que los obtenían⁷ y fueron repartidos entre: i) usuarios, ii) operadores de red y iii) comercializadores.

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
- Reducción de pérdidas de energía para empresas que ya alcanzaron los límites establecidos y sus índices de pérdidas son inferiores a las eficientes.

Considerando que algunas variables no son monetizables con la información disponible en este momento, las siguientes quedaron clasificadas como beneficios que se pueden materializar en el mediano plazo:

- Reducción de pérdidas de energía
- Mejoras en la calidad del servicio

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 de energía para empresas que, a la fecha, no han alcanzado los límites establecidos y sus índices de pérdidas son superiores a las eficientes.
- Inversiones diferidas en distribución + amortización
- Reducción de costos de atención al usuario⁸
- Ahorro en los costos de compra de energía (menor consumo medio)

⁷ Para esta asignación se considera el marco regulatorio actual de las metodologías de remuneración de las actividades de distribución y comercialización de energía.

⁸ 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.

Sobre esta nueva priorización en apartados posteriores del presente documento se harán las respectivas estimaciones iniciales de los beneficios para maximizar 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.

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.

Hasta el 9 de noviembre de 2020 se habían recibido 41 respuestas de agentes⁹. Las empresas con más de un millón de usuarios reportaron la mayoría de la información que se les solicito. 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 aportaron la menor cantidad de información.

4.2.2 Estimación de costos

En el Documento CREG D-175 de 2020, soporte de la Resolución CREG 219 de 2020 para consulta pública de este tema, se documentó el procedimiento realizado por la CREG para estimar los costos de estática comparativa. Con base en esto se calculó el costo del programa a 10 años considerando la información reportada por los OR en respuesta a la Circular CREG 098 de 2020.

La misma información recopilada con la citada circular fue entregada al consultor Econometría quien, con dichas cifras y adicionalmente con la recopilación realizada mediante encuestas y reuniones con agentes del sector (operadores de red, algunos de ellos que han adelantado programas piloto y agremiaciones), estimó los datos de costos presentados en su informe final publicado mediante la Circular CREG 010 de 2021. A continuación, se presenta el resumen de costos:

Tabla 8 Referencia de costos de CAPEX para el modelo de B/C de AMI

CAPEX	VALOR (COP\$ ene-2020)	UNIDADES
Medidor	\$ 330.000	c/u
Factor de instalación	20%	Porcentaje

⁹ Para consultar en detalle el análisis de la información dirigirse a la sección “Balance circular CREG 098 de 2020” del Anexo 1.

Instalación	\$ 66.000	c/u
Concentrador	\$ 41.667	c/u
SGO (HES)	\$ 2.039	c/u
Campaña de sensibilización y divulgación	\$ 3.019	c/u
Solución de comunicaciones	\$ 16.667	c/u
TOTAL	\$ 459.391	c/u

Fuente de datos: *Econometría; Elaboración propia*

Tabla 9 Referencia de costos de OPEX para el modelo de B/C de AMI

OPEX	VALOR (COP\$ ene-2020)	UNIDADES
AOM Medidor	\$ 9.800	c/u
AOM concentrador	\$ 620	c/u
Capacitación a contratistas	\$ 986	c/u
AOM y capacitación de comunicaciones	\$ 389	c/u
TOTAL	\$ 11.796	c/u

Fuente de datos: *Econometría; Elaboración propia*

Los costos anteriores fueron normalizados para obtener costos unitarios por punto de medición y son utilizados en el modelo de estimación de beneficio costo de la sección 4.4.

Por otra parte, respecto del costo del GIDI, actualmente se cuenta con algunos valores de referencia que 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 o 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.

Figura 7 Valores de referencia remuneración anual (COP\$ millones oct-2020)



Fuente: *Elaboración propia*

En una estimación inicial de costos, el valor a pagar anual por la demanda regulada destinado a las actividades del GIDI están entre 0,08 \$/kWh- año y 0,79 \$/kWh- año.

Sin embargo, para determinar las funciones y el costo total, la Comisión adelantará estudios complementarios para el diseño general. No obstante, como se mencionó en el numeral 1.3 de la introducción, durante el 2021 se desarrolló un estudio para definir los requerimientos específicos del GIDI. El proceso de selección del gestor se realizará competitivamente garantizando la independencia y no vinculación con los actuales agentes del mercado.

4.2.3 Estimación de beneficios

Con la información recolectada mediante la Circular CREG 098 de 2020 y la información contable suministrada por las empresas de energía a la Comisión se estimaron los beneficios del despliegue de la medición avanzada a nivel país y ventajas en las actividades de distribución y comercialización. Para efectos prácticos tanto los beneficios como las ventajas en las actividades se nombrarán a través del documento como beneficios de AMI, independientemente de que se puedan materializar.

Igualmente, la CREG considera que los siguientes beneficios podrían representar apalancamientos interesantes para la implementación de la medición avanzada por mercado. Sin embargo, cada operador de red podrá realizar su respectivo análisis costo-beneficio y presentarlo a la Comisión de acuerdo con su información disponible y sus beneficios identificados, siempre teniendo en cuenta que los costos del medidor y su instalación, mantenimiento y reparación no podrán ser trasladados a través de tarifa a los usuarios de acuerdo con la Ley 2099 del 2021 en su artículo 56.

Adicionalmente se menciona que 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 horizonte de análisis de 15 años como se presentará en la sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**. Todos los valores que se presentan están estimados a pesos de octubre de 2020.

En los siguientes apartados se encuentran las consideraciones sobre la estimación de los beneficios y en el Anexo 2 se presenta en detalle la metodología de cálculo y los supuestos utilizados en cada uno.

a. Costos evitados de lectura

A medida que avance el despliegue de la tecnología y los medidores tradicionales vayan siendo reemplazados por medidores avanzados se irá dando una reducción gradual de las visitas operativas de lectura en campo. Este gasto operativo, actualmente reconocido en los cargos de comercialización, pasaría entonces a convertirse en un valor de “cero” para los usuarios con 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, se tomó en cuenta:

- El costo actual de la actividad 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 **127 mil 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 (al alza) a medida que se obtenga información más reciente y completa sobre los costos reales de las compañías que no presentaron información y 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% respecto del costo de comercialización, 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 fueron reportadas como total mensual y no anual se asumió un ciclo de facturación mensual, de la misma manera para los casos en que la información no hubiera sido reportada por las empresas; con lo que se calcularon con base en 12 ciclos en un año.

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 **209 mil millones de pesos**. Este valor, en principio, representa un tope máximo de beneficio sobre la base actual de usuarios del mercado regulado; dado que el beneficio por costos evitados de lectura variará en función del nivel de despliegue (cobertura) del programa AMI.

En consideración de lo anterior, dentro de la sección **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan 24 diferentes escenarios de despliegue y su correspondiente estimación de beneficio-costo. Los resultados se agrupan como un total nacional en VPN y por clústeres de compañías. Asociado a cada escenario, se estimó un nivel esperado de beneficios por reducción de costos de lectura, que depende tanto de la velocidad de despliegue (suave, media, intensa) como del nivel de cobertura del programa (50% vs 75%).

b. Costos evitados de suspensión y reconexión

Similar al caso de lectura, la implementación de un medidor avanzado conlleva la eliminación de las actividades de suspensión y reconexión en campo, dado que estas actividades podrían ser

realizadas de manera remota por la compañía. Se anticipa entonces que el cambio de la tecnología de medición permitirá, como consecuencia, reducir el costo a un valor de “cero” de los usuarios con AMI, en lo que tiene que ver con estas dos operaciones.

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 actividad, el cual se presenta en el Anexo 2 del documento. En este caso 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 inherente a cada mercado; bajo esta consideración, la única base de información empleada para la estimación fue la reportada mediante la Circular CREG 098 de 2020.

La suma de los costos totales anuales de las dos actividades (suspensión y reconexión), para las 22 compañías, da como resultado cerca de **77 mil millones de pesos**. No obstante, tomando en cuenta que 7 de las 29 empresas no reportaron información, estos costos totales anuales estimados pueden variar (al alza) de manera considerable.

Sobre esta base de costo total anual (de las dos actividades) se estimó el beneficio por reducción de costo, el cual, al igual que el de lectura, está directamente asociado al nivel de despliegue de la tecnología, pues depende de que el usuario tenga AMI. Los valores estimados de VPN de este beneficio se presentan en detalle dentro de la sección de nivel de despliegue. El beneficio anualizado se encuentra en un rango entre **17 mil millones y 39 mil millones** de pesos.

Cabe resaltar que, 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 y la acometida, por lo que sus beneficios o reducción de costos ante un escenario de despliegue masivo de medidores avanzados será analizado de manera posterior al inicio del programa, para garantizar su validez y consistencia.

c. Costos evitados de reemplazo de medidores

Uno de los beneficios por AMI más recurrentes encontrados dentro de los modelos internacionales es el costo evitado asociado al reemplazo de medidores convencionales, cuya vida útil se hubiese alcanzado, por medidores avanzados.

Para el caso de Colombia, el reemplazo de medidores no se encuentra directamente asociado con la vida útil sino con base en la pérdida del nivel de precisión de medida del equipo. Particularmente sobre este punto, la Comisión ha establecido una doctrina dirigida a cambiar el medidor, únicamente, cuando no se cumplan los parámetros de precisión establecidos, sin importar si los años de servicio superan los de la vida útil establecida por el fabricante.

Respecto del despliegue de AMI se debe tener en cuenta que para obtener el detalle sobre el nivel de precisión del parque de medidores instalados a nivel nacional se requieren de pruebas sobre la evaluación de más de 15 millones de medidores, sin considerar que los medidores convencionales no son comparables respecto de los avanzados en cuanto a las funcionalidades que pueden soportar. Al respecto, la Comisión presentó un análisis, en el marco del Documento

CREG 077 de 2018, relacionando la vida útil del parque de medidores con el objetivo de tener un valor de referencia del sistema. El análisis concluyó que “(...) alrededor del 38% del parque de medidores actualmente operativos ya cumplió su ciclo de vida útil”, resaltando casos de medidores que han estado operado desde el año 1950.

Ahora, tomando en cuenta que la vida útil tiene una preponderancia menor en el modelo colombiano, para intereses de estimación de beneficios de AMI, se supuso que solo el 15% del parque total de medidores instalados (en el mercado regulado), iba a tener que ser reemplazado al año 2030. Bajo este supuesto y tomando como referencia el número total de usuarios registrados en el SUI para el año 2019, se estimó el total de medidores análogos a reemplazar en el periodo de análisis (2.306.286 medidores).

Con la base de medidores a reemplazar se tomaron las referencias de las variables “*Usuarios con medidor monofásico convencional, a los que se instalará medidor avanzado*” y “*Usuarios con medidor trifásico 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 10).

Tabla 10 Número de medidores a reemplazar en el horizonte de análisis

	Proporción [%]	Número de medidores a reemplazar (Horizonte de 10 años)
Monofásico	78,50%	1.810.435
Trifásico/Polifásico	21,50%	495.852
Total	100%	2.306.286

Fuente de datos: SUI

Para el costo unitario de los medidores se recolectó la información publicada por los prestadores del servicio en sus páginas web, con el interés de poder obtener un costo promedio de medidor monofásico y un costo promedio de medidor trifásico/polifásico de referencia. La información obtenida se detalla en el Anexo 2.

Finalmente, tomando en cuenta el costo promedio ajustado (de acuerdo con los criterios presentados en el Anexo 2) y el número total 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.

El análisis dio como resultado un costo total anual evitado de cerca de \$8 mil millones de pesos, asociado al costo de renovación del 15% del parque de medidores monofásico en el mercado regulado y de \$8 mil millones de pesos por medidores trifásicos/polifásicos, para total anual en VPN de cerca de **\$16 mil millones de pesos**.

La estimación del VPN de este beneficio para el horizonte de 10 años se presenta en detalle dentro de la sección de nivel de despliegue.

d. Ventajas en la actividad de comercialización

Como parte de los análisis de beneficios realizados a nivel país que pueden representar una fuente de apalancamiento para el despliegue de 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. Esto 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. La información utilizada corresponde al periodo 2015 al 2018.

La información de las circulares CREG 114 de 2019 y 010 de 2020 son 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 analizan las cuentas incluidas por las compañías, así como el balance de cuentas para las compañías sobre las cuales se contaba con información para el último periodo reportado.

Información contable para la regulación, antecedentes

El ejercicio de la función regulatoria requiere que la CREG reduzca cada vez las asimetrías de información para determinar el régimen tarifario más adecuado para cada una de las actividades sujetas a su regulación, con el único interés 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 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 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 respuesta 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.

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, considerando 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.

Identificación de gastos de la actividad de comercialización

Mediante la Circular CREG 094 de 2018, la Comisión estableció que las empresas reguladas deberían reportar la información relativa al 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 consideraron las cuentas del “*REPORTE DE INFORMACIÓN DE COSTOS PARA LA REGULACIÓN – FORMATO AOM-404*”, que son aquellas 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 clasificaron 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 su asociación a la actividad de comercialización
- Cuentas Tipo IV: Cuentas ya consideradas en otras clasificaciones (discriminadas para evitar duplicidad en los análisis)

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

Tabla 11 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
01020200	02030300	01010900	02110500	-	01070200

Tipo I	Tipo I	Tipo II	Tipo II	Tipo III	Tipo IV
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

Diferencia entre costos declarados y reconocidos

Una vez discriminadas las cuentas de gastos, 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 agregado. La información utilizada corresponde a la de la vigencia 2018, año para el cual se tiene la información más reciente y completa.

Este total se indexó a pesos de octubre de 2020 y se restó del costo total de comercialización reconocido, el cual se calculó 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 delta diferencial se entiende como las eficiencias encontradas en la actividad de comercialización.

Si bien se realizó el análisis en detalle para cada una de las 24 compañías, para intereses de este documento, se presentan únicamente los valores totales agregados a nivel nacional y en tres grupos de compañías dentro de la sección 4.3.1 Estos valores totales fueron calculados como un VPN dentro del modelo de beneficio-costo con horizonte de análisis de 15 años (al igual que los demás rubros).

e. Incentivos tributarios

En lo que tiene que ver con el esquema de beneficios tributarios, previo a la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021, se identificaron principalmente dos leyes donde se encuentran los beneficios a los que pueden acceder los agentes que realicen inversiones asociadas al despliegue de AMI. La primera es la Ley 697 de 2001 “mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones”. La segunda es la Ley 1715 de 2014 “Por medio de la cual se

regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.

Bajo el marco legislativo vigente previo a la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021 se evidencian cuatro diferentes categorías de incentivos a las que podrían aplicar las empresas encargadas del despliegue:

- i. exención de aranceles en la importación
- ii. exclusión de IVA en la compra
- iii. descuento del impuesto de renta del 25% en la inversión realizada,
- iv. deducción en el impuesto a la renta del 50% de la inversión realizada en el proyecto hasta por 15 años.

Las condiciones para poder acceder a los beneficios tributarios (de descuento en el impuesto de renta, y exclusión de IVA), incluyen la obtención de certificación del proyecto por parte de la UPME y la posterior aprobación por parte de ANLA y DIAN. Para los demás beneficios se requiere el certificado de la UPME y la posterior aprobación por parte de la DIAN. Tanto el proceso como las condiciones para la obtención de cada uno de estos beneficios esta detallado dentro de las páginas web dispuestas por la UPME para tal fin.

Acorde con lo establecido en la Ley 383 de 1997 se entiende que no es posible aplicar beneficios tributarios de manera concurrente sobre el mismo hecho económico y por ello, para efectos del análisis que se realizó, solamente se tiene en cuenta la disminución efectiva de la inversión en CAPEX de medidores por el beneficio asociado con la deducción de hasta del 50% de la inversión realizada, teniendo en cuenta que esa deducción no podrá exceder el 50% de la renta líquida.

Entendiendo que la deducción de estos valores puede no ser directamente reflejada como un descuento de la misma magnitud en el valor de los medidores, se efectuaron consideraciones que conducen a un menor valor a pagar por el medidor de alrededor del 29% del valor de estos y con base en ello es que se efectuaron las simulaciones.

Ahora bien, la Ley 2099 de 2021 la cual entró en vigencia en julio de 2021 introduce un nuevo beneficio tributario, la depreciación acelerada a tres años de los activos de inversión de AMI. Esta nueva consideración y las demás implicaciones derivadas de la Ley relacionadas con AMI serán desarrolladas en la sección 4.3.2

f. Beneficios de reducción de pérdidas y mejora en la calidad

Dentro del marco normativo de la Resolución CREG 015 de 2018, la Comisión definió cuatro diferentes tipos de proyectos de inversión así:

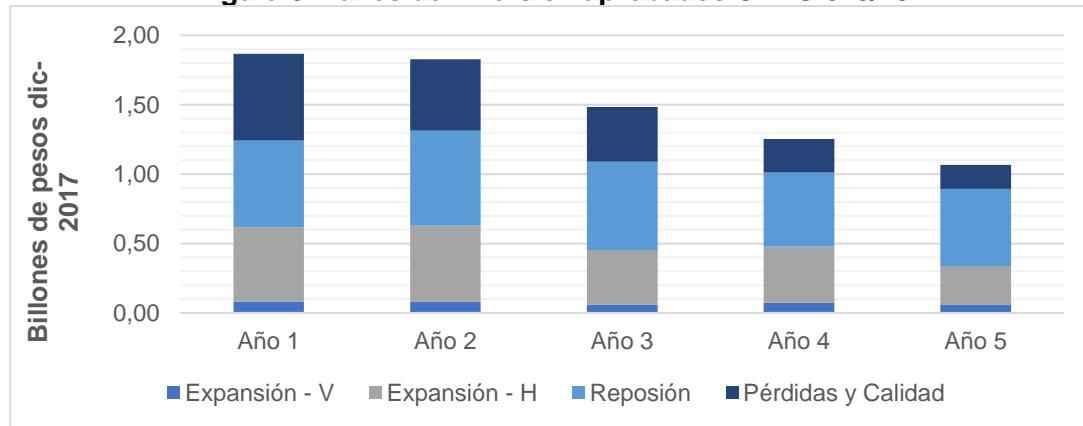
- **Proyectos Tipo I:** motivados en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema.
- **Proyectos Tipo II:** motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin reemplazo de activos de existentes.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

- **Proyectos Tipo IV:** no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos.

En la Figura 8 se presenta un resumen de los planes de inversión que se han aprobado, hasta septiembre de 2020, en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018. Cada una estas columnas presentadas agregan las inversiones por tipo de proyectos para el horizonte de aprobación de cargos de cinco años. Observando los resultados de la Figura 8 se puede evidenciar que en lo que tiene que ver con inversiones asociadas directamente con la mejora de calidad del servicio y reducción de pérdidas de energía se contabilizan cerca de \$ 630 mil 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 año¹⁰.

Si se toman en cuenta los cinco años aprobados por la Comisión, se evidencian inversiones por cerca de 2 billones de pesos encaminadas a la mejora de la calidad del servicio y la reducción y mantenimiento de pérdidas de energía en el SIN. En total, se observan inversiones aprobadas por cerca de 7.5 billones de pesos (Figura 8).

Figura 8 Planes de inversión aprobados CREG 015/18



Fuente de datos: Resoluciones de aprobación CREG 015 de 2018 a septiembre de 2020;

Con base en esta información, se puede observar que existen dos conceptos que se reconocen a los OR dentro de sus planes de inversión y que están asociados directa e indirectamente hacia el objetivo de reducción de pérdidas de energía y de mejora de la calidad del 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, que indirectamente pueden estar asociadas con la mejora de la calidad del servicio y la reducción y mantenimiento de los niveles de pérdidas.

¹⁰ Pesos de diciembre de 2017

Lo anterior, sin contar con los incentivos directos por las mejoras de calidad del servicio y con el reconocimiento de pérdidas de energía en función de la inversión efectuada, según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018.

Bajo este contexto de remuneración, los OR cuentan con dos incentivos. El primero de ellos tiene que ver con el reconocimiento de los costos de inversión en activos de red y el segundo, relacionado 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 de pérdidas y el mejoramiento de la calidad del sistema están siendo remunerados completamente por los usuarios.

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 remplazara 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 adicionales, a algunos OR que así lo solicitaron y cumplieron con los parámetros establecidos para ello.

Con lo expuesto, es claro que la Resolución CREG 015 de 2018 estableció los incentivos necesarios para que los OR puedan alcanzar metas de mejoras en calidad del servicio y de reducción de pérdidas pero que, entendiendo que con la implementación de AMI se pueden obtener mayores “velocidades” para alcanzar los objetivos, el cálculo de los beneficios adicionales aportados por la implementación de AMI depende de la información particular de cada sistema, su beneficio será el obtenido del análisis particular del OR.

Ventajas adicionales en la actividad de distribución

Adicionalmente se considera que una vez que los OR alcancen el nivel de pérdidas de eficiencia determinado por la Resolución CREG 015 de 2018, la instalación de medidores avanzados puede ayudar en el control y en la disminución de pérdidas por debajo de los índices actualmente reconocidos.

Conociendo que, a diciembre 31 de 2017, las pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1, para todos los OR del país, están alrededor del 10% y que las pérdidas técnicas en el mismo nivel se encuentran entre 3,3% y 6,5%¹¹, se evidencia una oportunidad para su disminución, tanto de las pérdidas no técnicas reconocidas como eficientes, así como de las pérdidas técnicas.

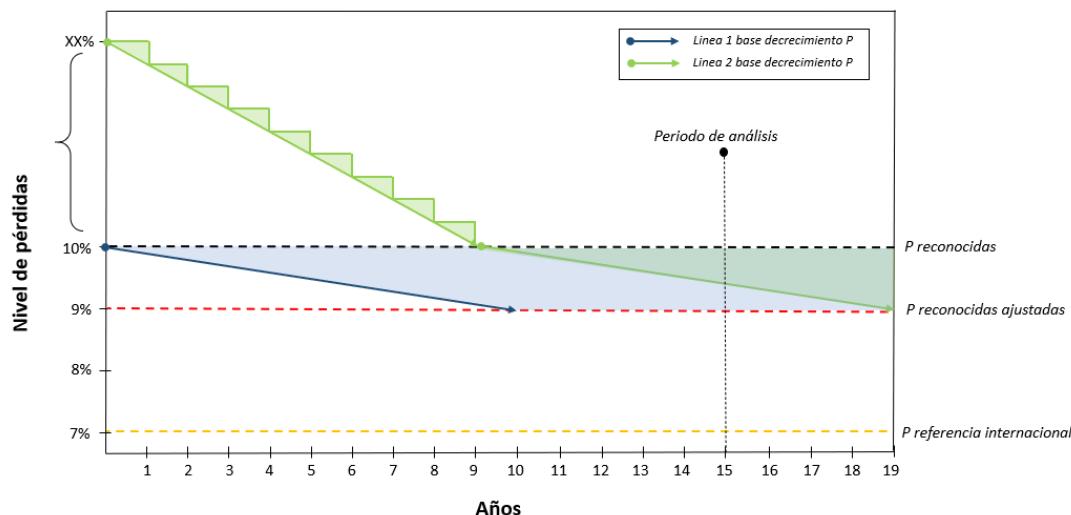
El balance de energía en tiempo real permitirá, además de controlar con mayor precisión la energía despachada en un alimentador determinado, focalizar las posibles pérdidas no técnicas aún presentes por lo que se considera que los OR pueden incluir, dentro de la evaluación de sus beneficios, el presentado por la disminución de pérdidas asociadas.

Al respecto se ha considerado que el beneficio mínimo de recuperación de pérdidas (adicional a lo ya se encuentra remunerado a través de la Resolución 015 de 2018) que

¹¹ Según los datos publicados mediante la Circular CREG 052 de 2010

puede ser obtenido, está representado por la disminución anual de 0,1 punto porcentual, de manera gradual, durante un periodo de diez años, evaluado con base en el costo unitario promedio, como se muestra en la siguiente gráfica.

Figura 9 Ingresos por pérdidas de energía por debajo del nivel reconocido



Fuente de datos: Resoluciones de aprobación CREG 015 de 2018

Para propósitos de estimación de esta ventaja, se consideraron por separado dos grupos de mercados/empresas, teniendo en cuenta el nivel de pérdidas en que operan actualmente:

- **Grupo I – Eficientes:** Un primer grupo de mercados, corresponde a los que actualmente operan por debajo del límite de pérdidas reconocidas del 10%. En estimaciones previas de la Comisión estos mercados pueden llegar a representar el 45% de la demanda regulada de NT1 en el SIN.
- **Grupo II – En camino de ser eficientes:** Un segundo grupo de mercados corresponde a los que operan actualmente por encima del límite de pérdidas reconocidas del 10%, que representan alrededor del 55% de la demanda regulada de NT1 en el SIN.

La estimación de esta ventaja adicional en las pérdidas tuvo en consideración un escenario en que se logra llevar los mercados del Grupo I, desde un nivel de reconocimiento del 10%, hasta un nivel de reconocimiento de pérdidas del 9%, durante un periodo de 10 años y bajo un decrecimiento gradual anual de 0,1% (como se presenta en la Figura 9, línea azul).

De manera paralela, se considera que los mercados del Grupo II podrán llegar al nivel de pérdidas reconocidas actual en un periodo no mayor a nueve años y, que a partir del décimo año, se regirán bajo las mismas condiciones del Grupo I; es decir, decrecimiento anual del 0,1% hasta llegar a un nivel del 9% en un periodo de diez años (línea verde).

Para la monetización del margen por recuperación de pérdidas (área azul + área verde) se tuvo en cuenta un horizonte de 15 años y una demanda de mercado regulado NT1

correspondiente al 53% de la demanda nacional del SIN (37.194 GWh-año). La energía “recuperada” acumulada se valoró con un CU promedio de diciembre de 2020 (567\$/kWh) que da como resultado un valor total de margen por recuperación de pérdidas cercano a los **\$459 millones de pesos** (valor presente neto de 15 años de beneficio). Como se describe más adelante, este beneficio se considera a partir del año tres de despliegue del programa en todos los escenarios.

g. Potenciales beneficios de largo plazo (ex post)

Sumado a los beneficios que se incluyeron en el modelo colombiano y que podrían representar fuentes de apalancamiento para el despliegue de AMI en cada mercado, como lo son los asociados con la reducción en los costos de lectura de los medidores, la reducción del costo de la suspensión y reconexión del suministro de forma remota y los costos evitados por reemplazo de medidor tradicional; se identificaron otras variables que podrían ser materializadas y monetizadas de manera posterior al inicio del despliegue del programa AMI.

Si bien estos beneficios identificados como de largo plazo tienen una relevancia en lo que corresponde al financiamiento de AMI, el nivel de supuestos, así como la incertidumbre asociada a los datos que se puedan obtener limita la precisión en su estimación, de tal manera que estos serán abordados y estimados a medida que vaya avanzando el despliegue del programa y cuando se cuente con más y mejor información que la disponible actualmente.

Entre los beneficios de largo plazo se podrían incluir la reducción del precio de energía, la reducción de pérdidas no técnicas, las inversiones diferidas en distribución, la reducción de costos de atención al usuario, el ahorro en los costos de compra de energía y, potencialmente, la reducción de los costos de facturación y el aumento en la competencia en el mercado minorista.

4.3 Análisis de Costo-Beneficio

Antes de la aprobación y entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021, la CREG realizó análisis de costo-beneficio exhaustivos con el fin de optimizar el nivel de despliegue de AMI bajo el criterio central de mínimo impacto en tarifa para los usuarios. Durante este ejercicio se monetizaron los principales beneficios descritos en el apartado 4.2.3 que la Comisión revisó como posibles financiadores del despliegue de AMI. Igualmente, la Comisión había revisado la posibilidad de realizar ajustes a la metodología de comercialización y distribución, con el fin de que las eficiencias descritas en el numeral 4.2.3 sobre las actividades de comercialización y distribución fueran materializadas mediante la normatividad correspondiente.

No obstante, con la entrada en vigencia del artículo 56 de la Ley en mención, no se podrán trasladar a la tarifa los costos relacionados con la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación del medidor. De este modo la CREG ajustó las propuestas publicadas y expidió la resolución que soporta el presente documento, según la cual el despliegue de la medición avanzada en cada mercado será opcional y acorde con los beneficios que cada prestador del servicio identifique en su estructura interna de costos.

En el mismo sentido, será decisión de cada OR materializar las ventajas encontradas por la CREG en los análisis preliminares para las actividades de comercialización y distribución con el

fin de apalancar el despliegue de AMI, siempre y cuando los costos de adquisición, instalación, mantenimiento y reparación del medidor no sean trasladados al usuario final de acuerdo con lo estipulado en el artículo 56 de la Ley 2099 de 2021.

De esta manera, en la presente sección se encuentran dos tipos de análisis: el primero (sección 4.3.1) donde se muestran los resultados del ejercicio realizado por la CREG, de manera general, con los posibles beneficios mencionados y el segundo, (sección 4.3.2) adicionando los beneficios tributarios introducidos por la Ley 2099 de 2021 y retirando la remuneración relacionada con los medidores según el artículo 56 de esta Ley.

4.3.1 Resultados del análisis costo-beneficio antes de la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021

Una vez se identificaron los costos asociados al despliegue y los beneficios que se pueden obtener, se realizó la modelación de la evolución del despliegue del programa en un horizonte de análisis de 15 años y bajo consideraciones previas a la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021.

La primera consideración tenida en cuenta para la construcción del modelo de estimación del valor presente neto (VPN) del proyecto fueron los costos estimados por Econometría¹². Estos valores de costos si bien no se diferencian de acuerdo con el nivel de despliegue si se diferencian por grupos de empresas dentro de tres agrupaciones (clústeres). Para intereses del análisis la referencia de costos de Econometría se tomó por punto de medición diferenciando entre costos de inversión CAPEX y de operación y mantenimiento OPEX.

Otra de las diferencias del modelo presentado en esta sección y el modelo de costos presentado por Econometría es el porcentaje asociado a la tasa de maduración de la tecnología (la tasa que se utiliza para disminuir los costos durante un periodo de 15 años) que en el caso del estudio realizado por Econometría se ubicó en 5%, sin embargo, para intereses del modelo aquí presentado se asume una tasa del 3%, al considerarlo un valor más conservador.

Toda la información detallada sobre los costos de CAPEX y OPEX considerados en el modelo se presenta en el Anexo 3, en el que se incluye:

- Costo del medidor
- Costo de instalación
- Costo del concentrador
- Costo del sistema de gestión de operaciones (SGO)
- Costo de la solución de comunicaciones
- Costo de campaña de sensibilización y divulgación
- Costos de operación y mantenimiento.

Ahora, sumado a los costos asociados al despliegue de la tecnología AMI se hacen las siguientes consideraciones sobre los beneficios *a*, *d*, *e* y *f* de la sección 4.2.3 Lo anterior,

¹² Publicados bajo la Circular CREG 010 de 2021

con el interés de poder estimar la relación beneficio costo bajo metodología de valor presenten neto (VPN) a 15 años.

Sobre cada uno de estos elementos se menciona que:

- Ventajas en la actividad de comercialización: 1) se estima como la suma de las cuentas tipo II agregadas como un total nacional, 2) se considera este valor a partir del tercer año de inicio del despliegue (suponiendo que este sería el tiempo que tomaría el ajuste de la metodología actual) y 3) el valor base (correspondiente al agregado nacional actual) se incrementa de acuerdo con un nivel estimado promedio de crecimiento de los usuarios del 3,67%.
- Incentivos tributarios: se asumen en un total del 29% de la base de inversión anual de CAPEX de los medidores.
- Ventajas en la actividad de distribución: se considera la valoración de energía a nivel agregado nacional y diferenciado por clústeres de acuerdo con la información obtenida por la Comisión en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018. Siendo el horizonte de análisis 15 años se considera la reducción total del 1% del Grupo I y de cerca del 0,6% del Grupo II (como se presenta en la Figura 9 áreas azul y verde).
- Beneficio de reducción de costos de lectura: De acuerdo con el despliegue total anual (número de medidores instalados en un año) se estimó una proporción anual de despliegue para cada mercado de comercialización¹³. Tomando en cuenta el número de facturas anuales (que representa cada usuario dentro de cada mercado de comercialización) se valoró el ahorro como el correspondiente al 15% del costo base de comercialización por usuario/año. Este beneficio se materializa cada vez que se instala un nuevo punto de medición dentro del programa.

Los parámetros adicionales que se consideraron para la estructuración del modelo de estimación fueron¹⁴:

- Porcentaje de despliegue o cobertura (50% y 75%)
- Velocidad de despliegue (suave, media, intensa)
- Crecimiento anual de usuarios (3,67%)
- Tasa de descuento (9,92%) – según la Resolución CREG 004 de 2021
- Escenario de materialización de ajuste de costos de comercialización (25%, 50%, 75% y 100%). Este parámetro se detalla en la siguiente sección.
- Incentivos tributarios (29% del valor del CAPEX de los medidores)

La combinación de cada uno de estos parámetros dio como resultado 24 diferentes escenarios de beneficio costo que se agrupan como resultados a nivel nacional y como resultados a nivel de clústeres de mercados.

Es necesario resaltar nuevamente que estas simulaciones son las que podrían resultar de la suma de ejercicios individuales que pueden hacer cada uno de los OR del Sistema

¹³ Ejemplo: Empresa X tiene el 18% de participación en el mercado de comercialización. Se asume que, del total del despliegue, el 18% de medidores instalados corresponden a medidores que hacen parte de este mercado de comercialización.

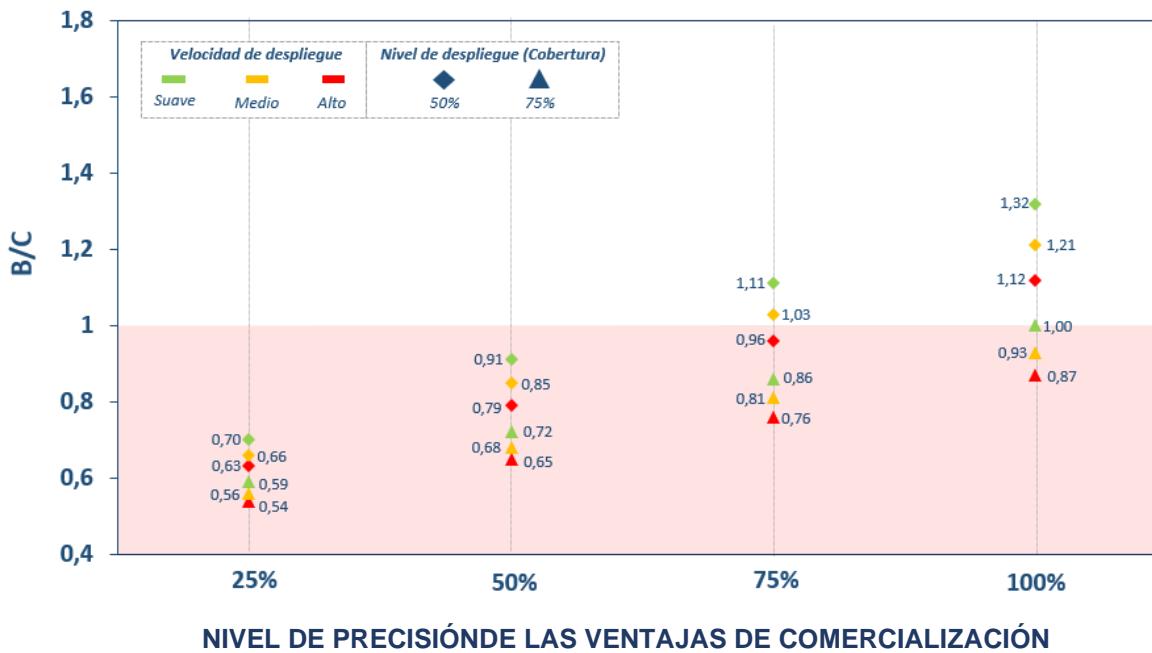
¹⁴ En el Anexo 3 se presenta en detalle la descripción de los parámetros del modelo.

Interconectado Nacional, con la precisión de la información de cada cual y que aquí se presenta únicamente una simulación por agrupaciones de OR.

Como se mencionó anteriormente, la estimación del VPN (del programa de despliegue de medición inteligente en el mercado regulado) correspondió a un horizonte de análisis de 15 años en el que se modelaron 24 diferentes escenarios de Costo-Beneficio previo a la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021. Estos se pueden observar en la Figura 10.

La Figura 10 contiene observaciones con cuatro variables. La primera, que corresponde al color de los datos, correspondiente a la velocidad del despliegue, la cual toma como base tres escenarios: escenario suave (datos en color verde), escenario medio (datos en color amarillo) y escenario alto (datos en color rojo). Una segunda variable correspondiente al nivel de despliegue o cobertura del programa, la cual está representada por las figuras de cada una de las observaciones, según se muestra en la esquina superior izquierda. Si el resultado tiene la figura en forma de “rombo”, adicional al color, significa que ese punto pertenece a un nivel de despliegue del 50% y si el resultado tiene una figura en forma de “triángulo” es porque esa observación considera un nivel de despliegue o cobertura al 75%.

Figura 10 Resultados del modelo VPN



La tercera variable corresponde al nivel de B/C (representada en el eje y) que permite evidenciar tanto los escenarios que están por debajo del nivel de B/C=1 (recuadro rojo), como los que están por encima de este nivel (recuadro blanco). Los escenarios ubicados en el recuadro rojo son aquellos en los que el nivel de costos es superior al nivel de beneficios.

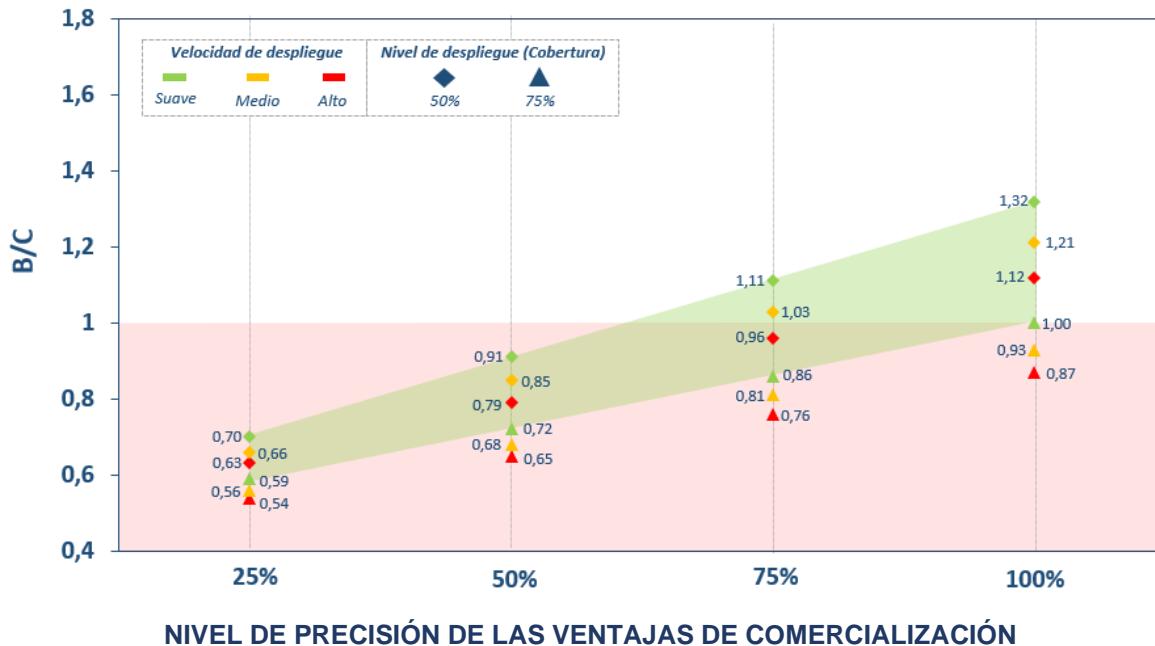
La cuarta y última variable (ubicada en el eje x), corresponde al “Nivel de precisión de las ventajas de comercialización”. Esta variable representa la sensibilidad de materialización de las ventajas en la actividad de comercialización y representa el “acuerdo” en el análisis

de estos costos, dado que la certidumbre la podrá aportar cada uno de los prestadores. Los casos de 100% ubicados a la derecha del cuadrante suponen un escenario en que se logra materializar el total del dinero estimado en cuentas de Tipo II y así sucesivamente hasta llegar a un escenario en el que solamente se logre materializar el 25% de las expectativas iniciales de ajuste por cuentas Tipo II.

Con el interés de analizar escenarios con base en la velocidad de despliegue se detallaron franjas con límites superiores e inferiores, las cuales se presentan en las Figuras 11, 12 y 13.

En lo que tiene que ver con los 8 escenarios correspondientes al nivel de despliegue suave (Figura 11) se puede observar que tres escenarios del horizonte de análisis son superiores a la barrera de $B/C=1$, mientras que cinco escenarios son inferiores. De estos cinco escenarios el que mantiene la menor relación B/C es aquel en que se realiza un despliegue al 75% de cobertura con una materialización del 25% de la expectativa de ajuste a la comercialización ($B/C=0,59$). El escenario con mayor nivel de B/C es aquel en que se realiza un despliegue al 50% de cobertura y con materialización del 100% de la expectativa de ajuste a la comercialización ($B/C=1,32$).

Figura 11 Resultados del modelo VPN (despliegue suave)



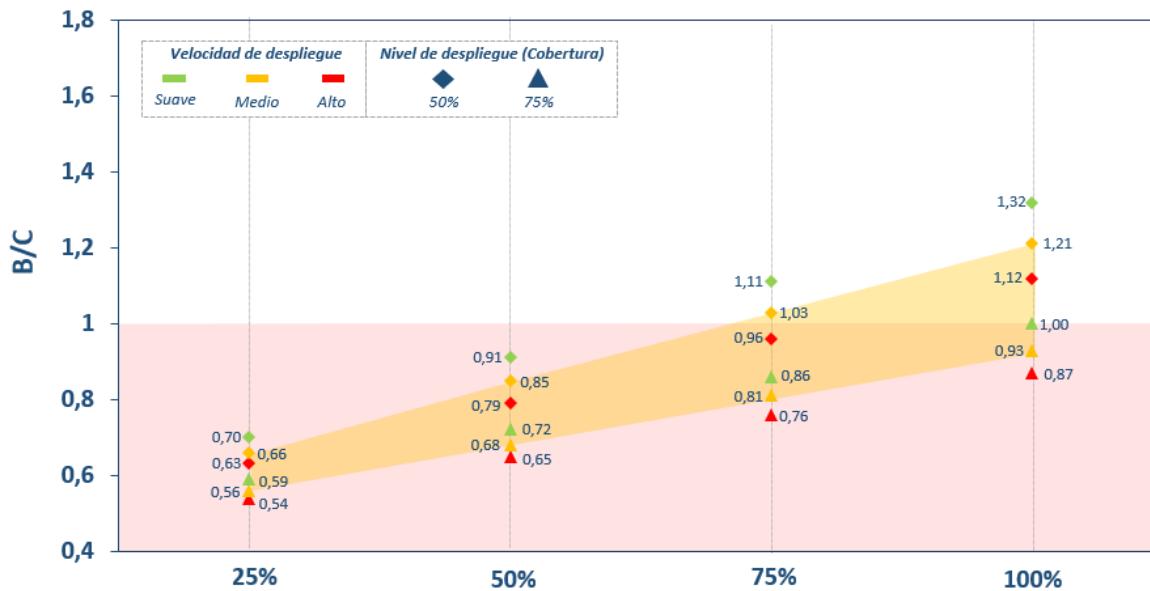
NIVEL DE PRECISIÓN DE LAS VENTAJAS DE COMERCIALIZACIÓN

Fuente de datos: Circular CREG 098 de 2020; Elaboración Propia

Por su parte, en lo que tiene que ver con los 8 escenarios correspondiente al nivel de despliegue medio (Figura 12) podemos observar que dos escenarios del horizonte de análisis son superiores a la barrera de $B/C=1$, mientras que seis escenarios son inferiores. De estos seis escenarios nuevamente el que mantiene la menor relación B/C es aquel en que se realiza un despliegue al 75% de cobertura y con materialización del 25% de la expectativa de ajuste a la comercialización ($B/C= 0,56$). El escenario con mayor nivel de B/C es aquel en que se realiza un despliegue al 50% de cobertura y con materialización del

100% de la expectativa en la precisión de los cálculos en los costos de comercialización ($B/C=1,21$).

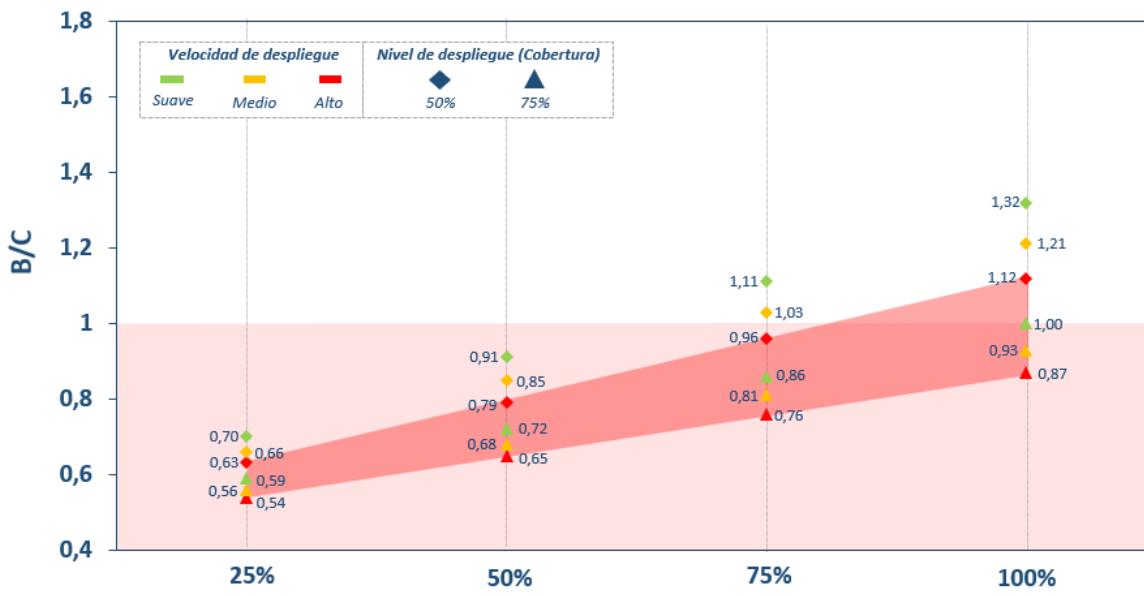
Figura 12 Resultados del modelo VPN (despliegue medio)



NIVEL DE PRECISIÓN DE LAS VENTAJAS DE COMERCIALIZACIÓN

Fuente de datos: Circular CREG 098 de 2020; Elaboración Propia

Por último, frente a los 8 escenarios correspondiente al nivel de despliegue intenso (Figura 13) podemos observar que tan solo un escenario del horizonte de análisis llega a ser superior a la barrera de $B/C=1$, mientras que siete escenarios son inferiores. De estos siete escenarios el que mantiene la menor relación B/C es igualmente aquel en que se realiza un despliegue al 75% de cobertura y con materialización del 25% de la expectativa de ajuste a la comercialización ($B/C= 0,54$). El escenario con mayor nivel de B/C es aquel en que se realiza un despliegue al 50% de cobertura con una materialización del 100% de la expectativa en la precisión de los cálculos en los costos de comercialización ($B/C=1,12$).

Figura 13 Resultados del modelo VPN (despliegue intenso)**NIVEL DE PRECISIÓN DE LAS VENTAJAS DE COMERCIALIZACIÓN**

Fuente de datos: Circular CREG 098 de 2020; Elaboración Propia

En cuanto a la velocidad de despliegue se puede observar, en términos generales, que la senda de velocidad *suave* es la que trae una relación costo beneficio mayor a las demás. Esto en gran medida es debido a que las inversiones de CAPEX en el modelo de despliegue suave se ven aplazadas a lo largo del horizonte de análisis, mientras que en el modelo de despliegue *intenso* son causadas en una gran proporción durante los primeros cinco años de despliegue.

Por otra parte, se evidencia que la relación B/C es en todos los casos mayor, cuando corresponde a un nivel de despliegue del 50% en comparación al nivel de despliegue de 75% *ceteris paribus*. Esto en gran medida está relacionado con que la base de costos asociada al despliegue se reduce de manera considerable en el escenario de cobertura del 50%. Mientras que el nivel de precisión de los costos de comercialización”, con el cual se podrían justificar cerca del 45% de las inversiones, permanece constante al ser una variable independiente.

De los resultados obtenidos en la modelación, se encontró que la precisión de los cálculos de los costos de comercialización tiene un impacto significativo sobre el nivel de B/C de cada escenario, llegando a representar cerca del 45% de los costos totales del programa (en la modelación a nivel país). Por su parte, la reducción de costos de lectura, beneficios tributarios y margen por recuperación de pérdidas pueden representar cerca del 24%, 21% y 9% respectivamente.

Es importante mencionar que la materialización de los beneficios por el ajuste a la comercialización y el margen de pérdidas se consideran hasta el año 3 en el horizonte de análisis del despliegue, por lo que su estimación se realizó para 12 años de análisis.

Resultados por clúster de mercado

Con el interés de presentar los resultados del modelo VPN desagregados por nivel de clúster de mercados se modelaron nuevamente los 24 escenarios, asignando los beneficios de lectura y fuentes de financiación (márgenes de pérdidas, ajuste a la comercialización) correspondientes a cada una de las empresas que componen cada uno de los clústeres:

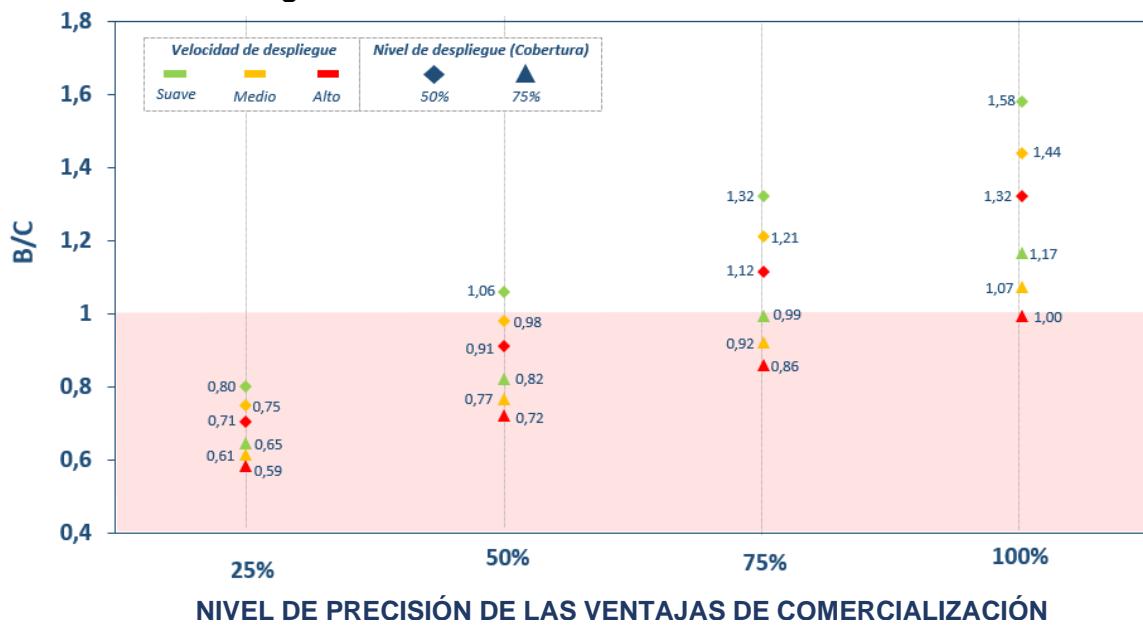
- Clúster I: 4 empresas que atienden mercados con más de un millón de usuarios.
- Clúster II: 13 empresas que atienden mercados con usuarios entre 150 mil y un millón
- Clúster III: 12 empresas que atienden mercados con menos de 150 mil usuarios.

Clúster I

De la Figura 14 podemos observar que 10 escenarios están por encima del margen de $B/C=1$ mientras que otros 14 están por debajo del margen de $B/C=1$. De los 10 escenarios con viabilidad financiera, 7 corresponden a escenarios con cobertura del 50% y 3 corresponden a niveles de cobertura del 75%.

Analizando los resultados del programa de despliegue de AMI a nivel de Clúster I se pueden observar diferencias notables entre el escenario más optimista ($B/C=1,58$ vs $B/C=1,32$) frente al escenario más optimista del agregado nacional. Lo anterior en gran medida debido a que la base de costos se reduce en cerca de 6,6 millones de usuarios mientras que la base de beneficios y fuentes de financiación se reduce en una menor proporción, lo que resulta en niveles de B/C superiores en los 24 escenarios.

Figura 14 Resultados del modelo VPN Clúster I



NIVEL DE PRECISIÓN DE LAS VENTAJAS DE COMERCIALIZACIÓN

Fuente de datos: Circular CREG 098 de 2020; Elaboración Propia

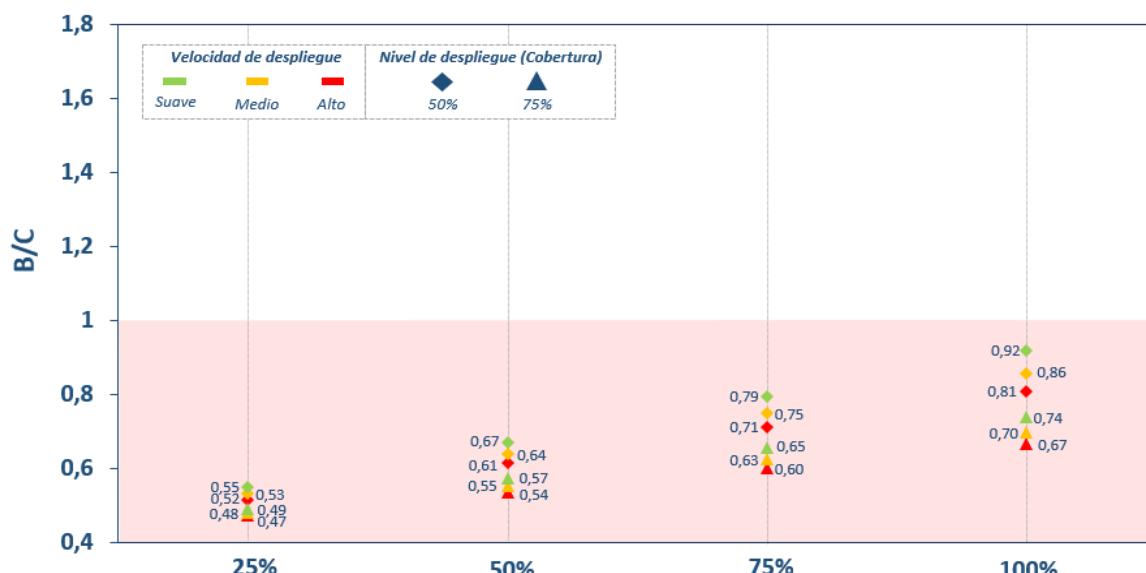
Clúster II

Por su parte, de la Figura 15 se puede observar que el total de escenarios simulados para el Clúster II se ubican por debajo del margen de $B/C=1$. De estos 24 escenarios el valor más cercano a 1 ($B/C=0,92$) es el correspondiente a despliegue suave, cobertura del 50% y nivel de ajuste de las ventajas en la comercialización al 100%.

El escenario más pesimista es de $B/C=0,47$ que es significativamente inferior al escenario más pesimista del total agregado de $B/C=0,54$. En términos generales se observa una reducción notoria del nivel de B/C de todos los escenarios frente al correspondiente al del Clúster I. Las razones principales de reducción de niveles de B/C es que los ajustes a la comercialización están mayoritariamente concentrados en mercados del Clúster I y en lo que tiene que ver con el margen por recuperación de pérdidas cerca del 80% está asociado a empresas del Clúster I. Igualmente, se esperaba que en la medida que se realizaran análisis más detallados para actualizar la metodología de comercialización con el fin de asignar las eficiencias encontradas al despliegue de AMI, se hubiera podido establecer fuentes de financiación más precisas para el Cluster II. En este sentido, si bien la base de costos se reduce en cerca de un 1 billón, los beneficios y las fuentes de financiación se reducen en una mayor proporción (1,6 billones).

Figura 15 Resultados del modelo VPN Clúster II

Fuente de datos: Circular CREG 098 de 2020; Elaboración Propia



NIVEL DE PRECISIÓN DE LAS VENTAJAS DE COMERCIALIZACIÓN

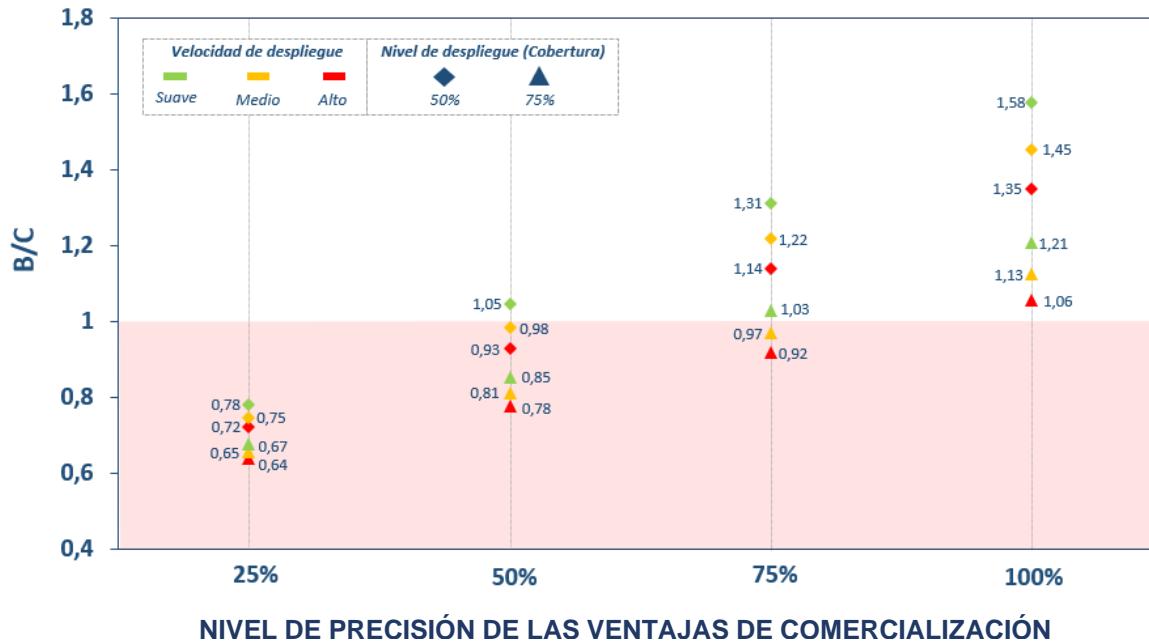
Fuente de datos: Circular CREG 098 de 2020; Elaboración Propia

Clúster III

Por último, de la Figura 16 podemos observar que en total 15 escenarios están por encima del margen de $B/C=1$ mientras que otros 9 escenarios están por debajo del margen de $B/C=1$. De estos 15 escenarios, 9 corresponden a coberturas del 50% y 6 corresponden a niveles de cobertura del 75%. De los resultados se puede observar que el escenario “más optimista” y el “más pesimista” tienen niveles similares a los arrojados para el Clúster I.

Parte de los resultados se explican porque la base de costos del Clúster III se reduce de manera significativa (solo 600,000 usuarios) pero contrario al Clúster II la reducción se da en mayor proporción en los costos que en las fuentes de financiación, pues el ajuste a la comercialización tiene una mayor ponderación en la financiación del proyecto al identificarse mayor margen de eficiencias en los gastos de operación de estos mercados.

Figura 16 Resultados del modelo VPN Clúster III



NIVEL DE PRECISIÓN DE LAS VENTAJAS DE COMERCIALIZACIÓN

Fuente de datos: Circular CREG 098 de 2020; Elaboración Propia

Los resultados de costos y beneficios agregados realizados antes de la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021 se presentan en el Anexo 3, para un escenario esperado de velocidad de despliegue medio, con cobertura del 75% y con nivel de ajuste a la comercialización en un 75%.

4.3.2 Consideraciones para el Análisis de Costo-Beneficio, con la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021

La Ley 2099 de 2021 “*Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones*” fue aprobada por el Congreso de la República y sancionada el 10 de julio del 2021. Esta ley introdujo artículos que influyen directamente sobre el análisis de costo beneficio de AMI detallado en las secciones anteriores.

El primer artículo introducido es el número 9, que permite la exclusión de IVA en la adquisición de equipos de medición avanzada,

ARTÍCULO 9o. Modifíquese el artículo 12 de la Ley 1715 de 2014, que quedará de la siguiente manera:

Artículo 12. Exclusión del impuesto a las ventas (IVA) en la adquisición de bienes y servicios para el desarrollo de proyectos de generación con FNCE y gestión eficiente de la energía. Para fomentar el uso de la energía procedente de fuentes no convencionales de energía FNCE y la gestión eficiente de energía, los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la preinversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos, y para adelantar las acciones y medidas de gestión eficiente de la energía, incluyendo los equipos de medición inteligente, que se encuentren en el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales (Proure) estarán excluidos del IVA.....

El segundo artículo introducido es el número 11, que permite realizar una depreciación acelerada de hasta tres años para la inversión en maquinaria, planta y obras civiles relacionadas con el despliegue de la medición inteligente, así:

ARTÍCULO 11. Modifíquese el artículo 14 de la Ley 1715 de 2014, que quedará de la siguiente manera:

Artículo 14. Instrumentos para la promoción de las fuentes no convencionales de energía (FNCE) y gestión eficiente de la energía. Incentivo contable depreciación acelerada de activos. Las actividades de generación a partir de fuentes no convencionales de energía (FNCE) y de gestión eficiente de la energía, gozará del régimen de depreciación acelerada.

La depreciación acelerada será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de los proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía (FNCE), así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos y para acciones o medidas de gestión eficiente de la energía, incluyendo los equipos de medición inteligente, que sean adquiridos y/o construidos, exclusivamente para estos fines, a partir de la vigencia de la presente ley. Para estos efectos, la tasa anual de depreciación será no mayor de treinta y tres puntos treinta y tres por ciento (33.33%) como tasa global anual. La tasa podrá ser variada anualmente por el titular del proyecto, previa comunicación a la DIAN, sin exceder el límite señalado en este artículo, excepto en los casos en que la ley autorice porcentajes globales mayores.....

El tercer artículo introducido en la ley en mención es el 56 el cual establece que los costos relacionados con la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación del medidor avanzado no podrán ser trasladados al usuario, así:

ARTÍCULO 56. Las empresas prestadoras del servicio de energía deberán asumir los costos asociados a la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes de los que trata la presente ley.

De ninguna manera este costo podrá ser trasladado al usuario en la facturación o cualquier otro medio.

En concordancia con lo anterior, la Comisión introdujo estas modificaciones en las estimaciones del modelo de Análisis Costo Beneficios para la implementación de AMI. Los parámetros tenidos en cuenta para la modelación fueron: un porcentaje de despliegue del 75%, materialización de los ajustes a la comercialización de 75% y una velocidad de despliegue medio, nivel país.

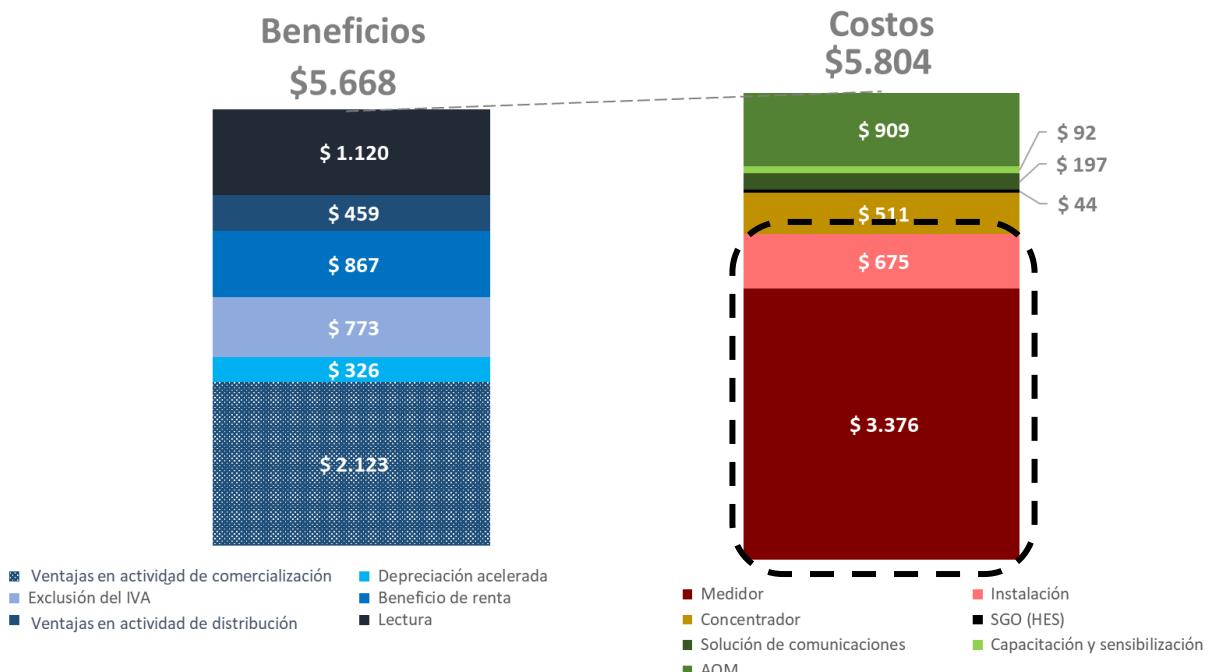
Figura 17 Beneficios antes y después de la entra en vigencia de la Ley 2099 de 2021

Antes de la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021		Ahora con la vigencia de la Ley 2099 de 2021	
Lectura	\$ 1.120	Lectura	\$ 1.120
Ventajas en la actividad de comercialización	\$ 2.123	Ventajas en la actividad de comercialización	\$ 2.123
Ventajas en la actividad de distribución	\$ 459	Ventajas en la actividad de distribución	\$ 459
Beneficio tributario	\$ 979	Beneficio de renta	\$ 867
Total Beneficios	\$ 4.681	Exclusión de IVA	\$ 773
		Exclusión arancel	\$ -
		Depreciación acelerada	\$ 326
		Total Beneficios	\$ 5.668

Fuente de datos: Circular CREG 098 de 2020; Elaboración Propia

En la figura 17 se puede observar el aumento del total de beneficios con la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021. Este aumento se debe principalmente a los beneficios tributarios adicionales disponibles para la implementación de la medición avanzada y el beneficio de exclusión de IVA, el cual no había sido estimado anteriormente. Se identificaron \$987 mil millones de pesos adicionales en beneficios.

Figura 18 Costos y Beneficios del despliegue de AMI



Fuente de datos: Circular CREG 098 de 2020; Elaboración Propia

Mientras que, la figura 18 compara el total de beneficios después de la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021 con los costos; los cuales permanecen constantes. Se aclara que los costos color rojo y rosado que se encuentran en la barra de la parte derecha de la figura 18, correspondientes al medidor y la instalación de este no podrán ser financiados con beneficios que sean directa o indirectamente trasladados a tarifa, de acuerdo con lo estipulado en el artículo 56 de la Ley en mención.

5 PROPUESTA REGULATORIA

A partir del análisis de comentarios recibidos respecto de la propuesta efectuada mediante la Resolución CREG 219 de 2020, el cumplimiento de lo establecido en la Ley 2099 de 2021 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 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 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 pretende obtener el cumplimiento de los objetivos de la política pública y las metas establecidas. Estos objetivos van de la mano con el 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 podrá cobijar a 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 AMI, tendrán el tratamiento de datos 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 el despliegue de 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 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.

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 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, propendiéndo 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, independientemente de que el OR despliegue AMI o no, 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 opción 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 AMI.

Los programas piloto, que podrán 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 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, de la captura de los beneficios tributarios y de la reducción de pérdidas en los términos planteados. No obstante, estos recursos son los que se han identificado pero el OR podrá sustentar otras fuentes de financiación o identificar otros beneficios recibidos por los agentes (comercializadores u OR) de tal manera que pueda presentar y optar por una mayor cobertura en su despliegue a presentar. Esto toda vez que los recursos por las reducciones del cargo de comercialización no se destinen a cubrir costos de adquisición, instalación, mantenimiento y reparación del medidor avanzado ni que dichos costos financiados con otros recursos sean trasladados al usuario, como lo establece el artículo 56 de la Ley 2099 de 2021

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 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 AMI, la propuesta hace mención de la versión actualizada de la Norma Técnica Colombia 6079 “Requisitos para sistema de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica”. Esto con el fin que los equipos de AMI se relacionen directamente con estándares mínimos de calidad. Adicionalmente, se considerada 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 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.

Es importante mencionar que, con los requisitos mínimos propuestos en la resolución de AMI, de ninguna manera se pretenden expedir normas que constituyan un reglamento técnico de acuerdo con la definición que para ello se encuentra en el numeral 85 del Artículo 2.2.1.7.2.1 del decreto 1074 de 2015, que expresa:

Reglamento técnico. Documento en el que se establecen las características de un producto o los procesos y métodos de producción con ellas relacionados, con inclusión de las disposiciones administrativas aplicables y cuya observancia es obligatoria. También puede incluir disposiciones en materia de terminología, símbolos, embalaje, marcado o etiquetado aplicables a un producto, proceso o método de producción o tratar exclusivamente de ellas.

Con el fin de confirmar la interpretación al decreto anteriormente mencionado, la Comisión envío comunicaciones al Ministerio de Minas y Energía (MME) y a el Ministerio de Comercio Industria y Turismo (MINCIT), entendiendo que el MME es el encargado de expedir los reglamentos técnicos en el subsector de energía eléctrica (numeral 3 del artículo 16 del Decreto 381 de 2012) y el MINCIT es el encargado de la regulación del mercado y el apoyo a la actividad industrial y empresarial, respectivamente.

La respuesta a la comunicación por parte del MME estableció que la aplicación de la regulación de AMI se encuentra enmarcada dentro de las facultades establecidas por las leyes 142 y 143

de 1994 a la CREG, dado que establece requisitos necesarios para la instalación de equipos, que hacen parte de los activos administrados por los operadores de red, en la prestación del servicio público de energía eléctrica.

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, posiblemente, disminuyendo costos de AOM.

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 pueden optar por elaborar el plan que permita llevarlo a cabo.

Los OR podrán 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.

En este punto es importante resaltar que de la evaluación que efectúe cada OR depende que los resultados se encuentren acorde con lo planeado pues, es el agente que asume el riesgo del despliegue.

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 revisadas, se encuentra que el desarrollo de ensayos previos permite obtener una buena 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 la cual se definen 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.

Ahora, es importante mencionar que la ejecución de inversiones (que se han efectuado con anterioridad a la vigencia de la resolución) 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 hasta la fecha de expedición de la resolución, (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 AMI.

Finalmente, en el evento que el OR decida no presentar a la CREG el plan de implementación, este deberá presentar un estudio el cual contenga la información a que hace referencia el artículo 25 de la Resolución objeto del presente documento. Así mismo, deberá exponer las razones por las cuales no lleva a cabo la presentación del plan de implementación y la fecha estimada en la cual llevará a cabo la presentación del plan.

5.6 Despliegue

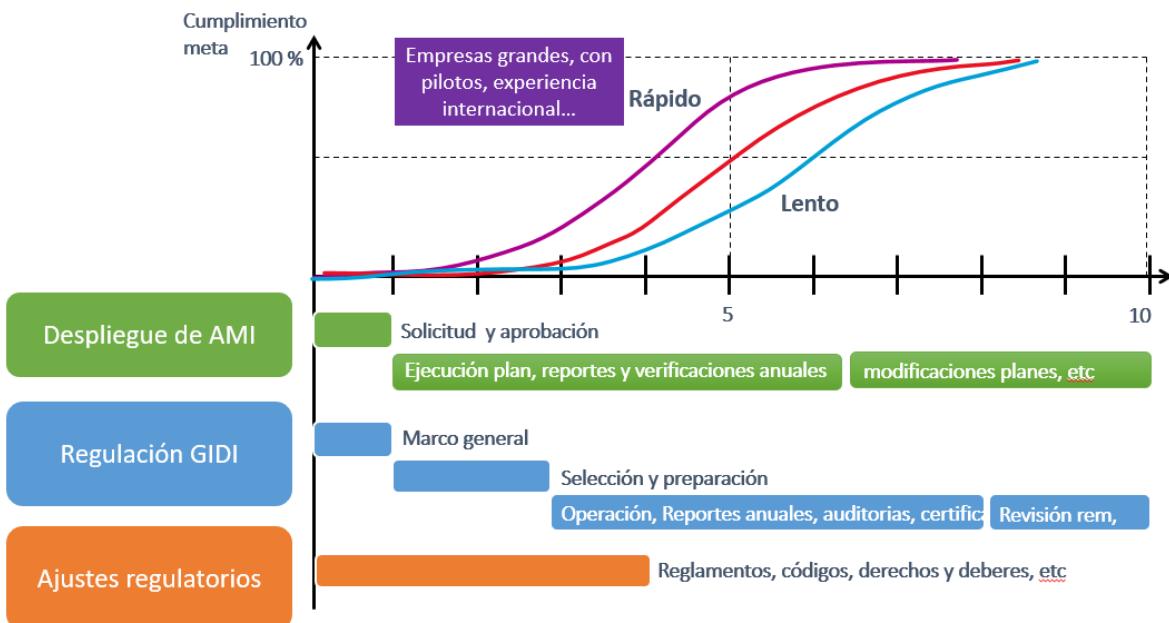
Como regla general, un plan de despliegue únicamente se pone en marcha cuando tenga una sustentación técnica que permita identificar beneficios netos positivos asociados al proyecto de manera local.

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 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 19 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 refiere 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 autogeneradores. 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, la obtención de nueva información que permita cuantificar beneficios adicionales y los requerimientos de ajuste pertinentes.

5.7 Remuneración del esquema

Respecto a la remuneración de AMI, el criterio general que se ha mantenido a lo largo de las consultas es el de que quien recibe los beneficios debe ser quien principalmente 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 AMI, y ii) determinar el agente en quien recae cada uno de ellos.

a. Propuesta de remuneración infraestructura AMI

Tomando como base el modelo de remuneración presentado por la UTP, los supuestos y beneficios identificados en este documento; la determinación de los ingresos para remunerar el despliegue de AMI, según la “velocidad” con la que el OR demuestre que puede desplegar hasta diciembre de 2030 acorde con el resultado de su análisis beneficio / costo particular, considera los siguientes elementos principales:

- El análisis del OR deberá considerar la efectiva reposición de la infraestructura en el momento en que sea esto requerido.
- La vida útil estimada para las inversiones diferentes a medidores será igual a 10 años.
- Independientemente de que un medidor avanzado haya cumplido la vida útil regulatoria pero el mismo sigue registrando los datos con la precisión requerida, en este caso el medidor no será reemplazado hasta que se demuestre que no se cumple el requisito de precisión. Cuando este activo no registre los datos con la precisión requerida y haya cumplido su vida útil, la inversión podrá ser incluida dentro de la remuneración respectiva para ser debidamente reconocida.
- En caso de que el medidor avanzado no haya cumplido su vida útil y se requiera su reposición por daños o defectos que no permitan el registro de datos adecuadamente, el OR lo deberá reemplazar a su costo. Esto último también será considerado para los demás elementos de AMI.
- No se remunerará la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes de acuerdo con lo establecido en el artículo 56 de la Ley 2099 de 2021.

Se prevé que la formulación precisa que incluye los detalles mencionados será dispuesta en la normatividad que modifique el costo unitario de prestación del servicio al momento de incluir la actividad de medición y de GIDI.

A continuación, se especifican las fuentes de financiación:

1. **Beneficio por disminución de costos de lectura por parte del comercializador integrado al OR (lectura remota).** Durante los primeros años de vigencia de la resolución de AMI y en la medida que el OR realice el despliegue de la infraestructura medición avanzada, el comercializador integrado obtendrá una disminución real de costos de lectura, los que podrán ser considerados dentro de los beneficios del prestador, siempre y cuando no haya sido modificado el costo de comercializador del agente respectivo.

Los recursos dedicados a la actividad de lectura que actualmente cobra cada mercado, los cuales se estiman en alrededor del 15% del costo de comercialización, se obtienen al multiplicar los costos de lectura por el número de facturas anuales correctamente expedidas por todos los comercializadores que atienden usuarios regulados en el mercado. Entendiendo que la modificación de la nueva metodología de comercialización deberá retirar estos costos para efectos de ser trasladados al agente que despliegue AMI, acorde con las nuevas responsabilidades de lectura de todas las fronteras del mercado asignadas en la resolución de AMI.

Para asignar los recursos en mención es necesario esperar a que se aprueben los nuevos cargos de comercialización donde ya no aparezcan dichos costos, con lo que se prevé que estos recursos podrán estar disponibles a partir del tercer año de vigencia de la resolución de AMI. De esta manera, los costos remunerados para la lectura de los medidores de los usuarios que tengan AMI podrán ser utilizados para apalancar este programa.

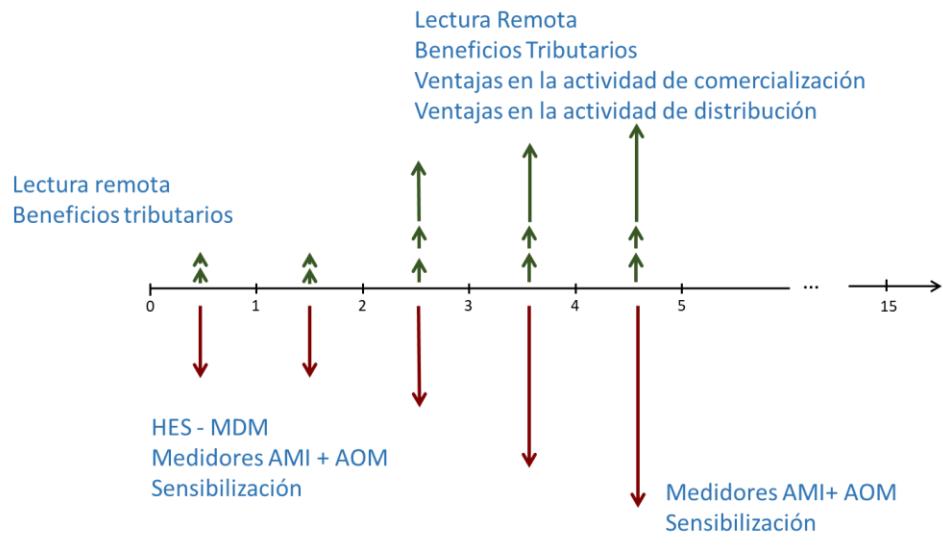
Se debe tener en cuenta que, en el caso que en el primer día del tercer año de vigencia de la resolución de AMI aún no se encuentren en firme los cargos de comercialización particulares calculados con base en la metodología de comercialización que reemplace la Resolución CREG 180 de 2014, a partir de dicha oportunidad los recursos de que trata este aparte serán asignados a los OR y, por su parte, serán tenidos en cuenta para ser disminuidos de los ingresos de los comercializadores.

2. **Beneficios tributarios.** Estos son obtenidos en la medida que se efectúen las inversiones. En caso de iniciar con ellas durante los dos primeros años de la resolución de AMI, el OR podrá optar por recibir estos beneficios en función de sus inversiones.
3. **Pérdidas de energía.** Los beneficios aportados por los OR respecto de la disminución de pérdidas de energía comenzarán a aflorar a partir del segundo año de vigencia de la resolución de AMI, considerando que existan OR que inicien el despliegue únicamente a partir de la disponibilidad de recursos del 15% del costo de comercialización y de los obtenidos a partir de la eficiencia de estos. En caso de que el OR inicie el despliegue con anterioridad, podrá tener en cuenta estos beneficios con esa misma anticipación.

4. **Ventajas en la actividad de comercialización.** Se considera que los OR que deseen podrán acceder a los ingresos que resulten de encontrar ventajas adicionales en la actividad de comercialización para apalancar los costos de AMI. Siempre y cuando así lo planteen en el plan de despliegue que podrán presentar a la Comisión. De esta manera, los recursos liberados podrán ser trasladados al OR que realice el despliegue.

A continuación, se muestran los ingresos anteriormente detallados:

Figura 20 Flujo de ingresos y egresos del plan



Fuente. Elaboración propia

En la parte superior de la línea horizontal, donde se encuentran los años transcurridos a partir de la vigencia de la resolución de AMI y las posibles erogaciones en la parte inferior y considerando que un OR inicia su despliegue desde el momento en el que se le aprueba el plan.

Se debe recordar que una vez que se presente un plan de despliegue y sea probado, el OR puede iniciar su despliegue inmediatamente considerando que el ingreso esperado es de 15% del costo de comercialización, sin perjuicio de que dicho OR solicite una modificación del plan para tener en cuenta los nuevos recursos que posiblemente se produzcan aproximadamente dos años posteriores al de inicio de vigencia de la resolución de AMI.

Se resalta que cuando un comercializador integrado con OR comience con el plan de manera anticipada a la revisión de los cargos de comercialización, las inversiones realizadas, a excepción de la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores avanzados, serán debidamente incorporadas en la remuneración de AMI.

b. 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 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 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 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 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, 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 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 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 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 AMI están fuertemente asociados a la gestión de la información.

Resulta entonces fundamental que esta actividad esté 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 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 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
 - Remplazo 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 expedien 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.
- I) **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 174 de 2021:** 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 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 desarrolleen 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 14¹⁵.

Es por esto que la aplicación del artículo 290 de la Ley 1955 de 2019 y desde el punto de vista tarifario¹⁶, 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*”.

¹⁵ 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.

¹⁶ Lo anterior teniendo en cuenta que se ha expuesto por parte de la Comisión dentro de la parte considerativa de la propuesta regulatoria que:

i. El concepto de medición o medida a que hace referencia la Ley 142 de 1994 deja de ser un único elemento asociado al consumo del usuario para efectos de la facturación, para incorporar una serie de 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, los cuales son considerados datos de energía eléctrica;

ii. Desde el punto de vista de la infraestructura, esta dejar de estar asociada únicamente al medidor y se incorporan elementos adicionales como: a) la comunicación bidireccional; b) la integración de hardware; c) software; d) arquitectura de redes de comunicaciones. La suma de estos elementos a nivel de infraestructura es lo que se denomina infraestructura de medición avanzada.

iii. Así mismo, 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.

iv. La Ley 142 de 1994 definió la medida o medición como un elemento dentro de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, el cual, fue asignado regulatoriamente por parte de la Comisión¹⁶ a la actividad de comercialización teniendo en cuenta el enfoque o elemento único de la medida asociado a la facturación y consumo del usuario final.

v. Se concluye entonces que a partir de la Ley 1715 de 2014, sus decretos reglamentarios y la política desarrollada por el Gobierno Nacional a través de las resoluciones del Ministerio de Minas y Energía, el concepto

Lo anterior, toda vez que a través de dicha resolución se establece la fórmula tarifaria general que aplican los comercializadores minoristas en el SIN, para calcular los costos máximos de prestación del servicio de energía eléctrica y las tarifas aplicables a los usuarios finales regulados. Dentro de dicha fórmula se debe incluir un componente tarifario que permita llevar a cabo la remuneración de la infraestructura de medición avanzada, sin incluir la remuneración de la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores avanzados de acuerdo al artículo 56 de la Ley 2099 de 2021, con base en la fórmula que se expone a continuación:

Figura 21 Modificación al CU

The diagram illustrates the components of CU and their relationships:

- $CU = G + T + D + Cv + PR + R + M$
- An arrow points from $G + T + D + Cv + PR$ to "Beneficios en la actividad de comercialización".
- An arrow points from PR to "Costo de Lectura".
- "Costo de Lectura" and R are grouped under a bracket labeled $L + GD$.
- "Remuneración GIDI por parte del usuario" is shown as an upward arrow pointing towards $L + GD$.

Fuente: Elaboración propia

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 tarifaria 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;

de medida, medidor y consumo al que hace referencia la Ley 142 de 1994 se amplía en su concepción al incorporar una serie de elementos adicionales a nivel de infraestructura e incorporar una serie de funcionalidades cuyos resultados e información, van más allá de la determinación y facturación de un usuario como parte de la relación contractual de la prestación del servicio, así como de la forma en que esta actividad de medida ha sido concebida tradicionalmente.

vi. La ampliación del concepto de medida y la medición, con respecto a los elementos adicionales, implica el desarrollo de una serie de nuevas actividades que no se encuentran previstas dentro de la Ley 142 de 1994. Por lo tanto se debe considerar la viabilidad de dar aplicación a lo dispuesto en el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019 en relación con la definición de nuevas actividades o eslabones en la cadena de prestación del servicio desde el punto de vista tarifario, así como de la regulación aplicable a los agentes que las desarrollos.

- 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 necesario para la remuneración de los componentes de la infraestructura de medición avanzada a excepción del medidor.

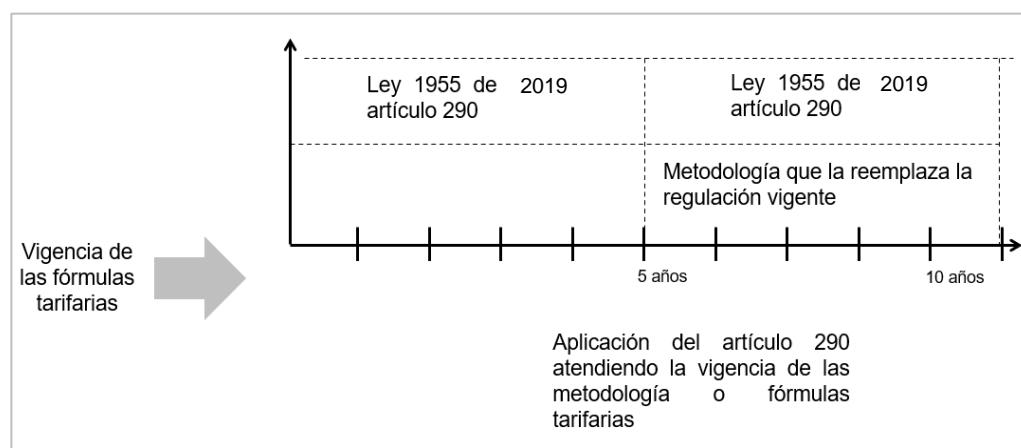
Como se ha expuesto en el análisis de remuneración, dicha letra *M* se encuentra compuesta a su vez de una serie de costos que se vienen remunerando dentro de la actividad de comercialización minorista de energía eléctrica, asociados a los costos de lectura

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 22 Mecanismos de modificación de la actividad de Comercialización



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 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.

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.

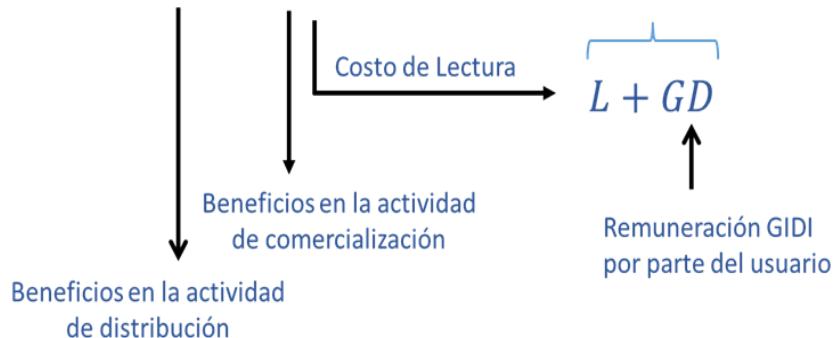
De acuerdo con esto, a juicio de la Comisión, el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019 es aplicable frente al desarrollo de nuevas actividades, como es el caso de la medición avanzada y la gestión independiente de datos, sin embargo, la aplicación de este ante situaciones jurídicas existentes y definidas 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 definen 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 23 Elementos tarifarios que deben ser trasladados

$$CU = G + T + D + Cv + PR + R + M$$



Fuente: Elaboración propia

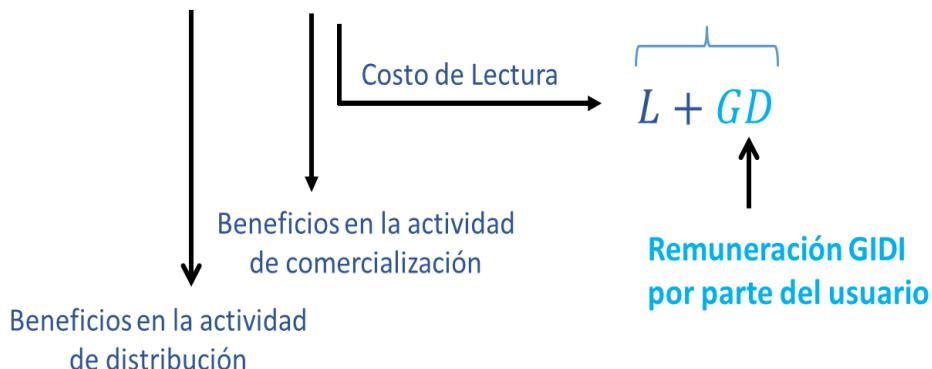
Finalmente, al igual que ocurre con la variable M dentro de la formula tarifaria, la remuneración de la gestión independiente de datos e información dentro de dicha variable corresponde a una subactividad dentro de la medición avanzada, la cual al ser un elemento nuevo que no interviene en situaciones 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 2019 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 24 Remuneración del GIDI en tarifa

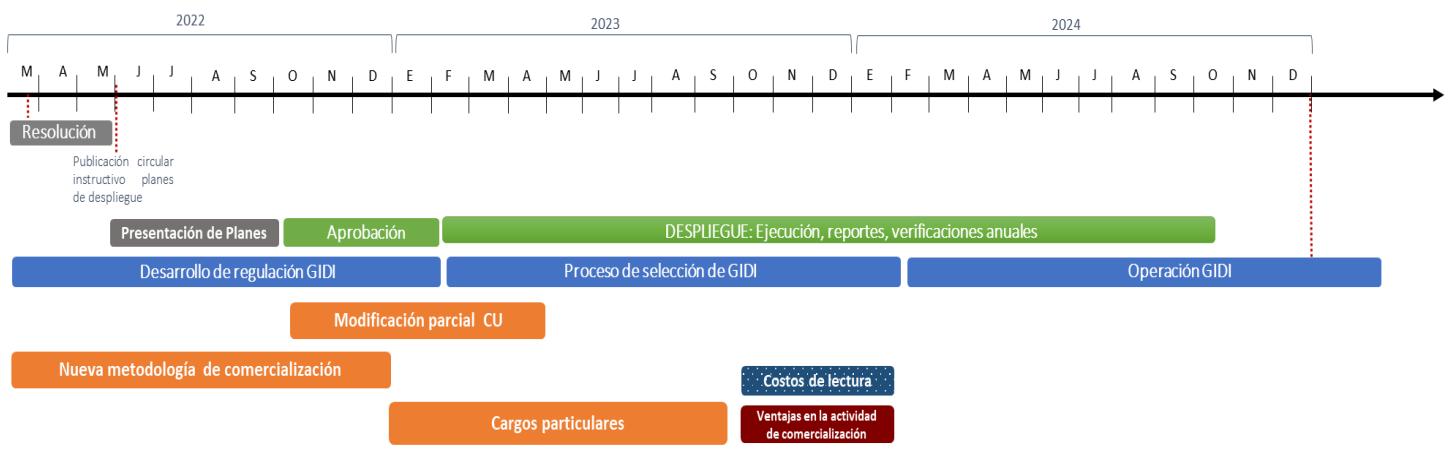
$$CU = G + T + D + Cv + PR + R + M$$



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 25 Ajustes regulatorios necesarios



Fuente: Elaboración propia

6 ANÁLISIS DE IMPACTOS

Los estudios que plantean el aprovechamiento de la información resultante de la implementación de AMI han incorporado el análisis de efectos (positivos y negativos) para los distintos actores del sistema¹⁷. Como se explicó antes, esos efectos de 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 AMI

Tabla 12 Análisis desde el punto de vista de los prestadores

Aspecto analizado	Efecto potencial de 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.
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 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 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

¹⁷ 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

Aspecto analizado	Efecto potencial de AMI
	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"> - 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 AMI genera la posibilidad de que el OR realice mantenimientos preventivos, se anticipa a la ocurrencia de fallas y cuente con instalaciones más robustas.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 13 Análisis desde el punto de vista del usuario

Aspecto analizado	Efecto potencial de 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 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 la da la posibilidad al usuario de elegir libremente su prestador con mayor facilidad.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 14 Análisis desde el punto de vista del Estado

Aspecto analizado	Efecto potencial de 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.

Aspecto analizado	Efecto potencial de AMI
	<ul style="list-style-type: none"> - 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 AMI evidencian unas ventajas en el 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 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 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 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) adquiera 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 normatividad recoge la información disponible, como resultado de la consulta de las resoluciones CREG 131 y 219 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.

La resolución 219 del 10 de diciembre 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 8 de enero de 2021. En total se recibieron 596 comentarios remitidos por 36 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 219 de 2020 fueron objeto de análisis y compilación, cuyos textos se encuentran en los cuadros del Anexo 5.

Por otra parte, es pertinente mencionar que la Comisión contrató 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 y fueron utilizados para realizar las estimaciones del valor presente neto. 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 que cada OR opte por presentar, 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 AMI.

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

Sequimiento 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 se cambian de comercializador respecto de la cantidad total de usuarios con AMI.

Sequimiento 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 AMI.

9 CONCLUSIONES

La implementación de la tecnología 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 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 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 las resoluciones CREG 131 y 219 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 AMI. Con la información disponible, se presenta una normatividad que brinda los parámetros para implementar la medición avanzada en el país 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 su incremento 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 contribuir a lograr en el mediano y largo plazo un porcentaje de despliegue mayor al estimado con la información actual.

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, a excepción de la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores avanzados, se logrará con los costos evitados de lectura de los medidores convencionales, las ventajas identificadas en los costos de comercialización, el margen de pérdidas reconocidas y la contribución de incentivos tributarios.

Adicionalmente se creará el Gestor 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 (exceptuando la de la instalación y suministro del medidor) 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 y la remuneración al GIDI por parte de los usuarios. Sobre lo anterior, se prevé que la remuneración al GIDI se efectúe por parte de los usuarios del mercado regulado (reducción de costos de suspensión y reconexión y reemplazo de medidores), sin embargo, el costo a remunear será determinado en regulaciones posteriores.

10 REFERENCIAS

1. 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.*
2. CREG. (2020). *Documento CREG – 103, Condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN.* Bogotá.
3. 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.
4. 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.*
5. 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.*
6. 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.*
7. Commission for Regulation of Utilities. (2017). *Smart Metering Cost Benefit Analysis in Ireland.* Dublin.
8. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2019). *Smart meter roll-out Cost-Benefit Analysis.*
9. Department for Business, Energy & Industrial Strategy – National Audit Office. (2018). *Rolling out smart meters.*
10. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2016). *Smart meter roll-out Cost-Benefit Analysis. Part II and Part II*
11. 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.
12. DNV KEMA & KORONA. (2014). *Cost- benefit analysis of advanced metering in Slovenia.*
13. Econometría. (2020). *Insumos para el análisis de beneficios netos de alternativas para implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN.*
14. EIA (2020): Advanced Metering
15. European Commission. (2014). *Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27.*
16. European Commission. (2019). *Benchmarking smart metering deployment in the EU-28.*
17. Frontier Economics. (2008). *Research into the costs of smart meters for electricity and gas DSOs in the Netherlands.*
18. FERC. (2019). *Assessment of Demand Response and Advance Metering.*
19. 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.*
20. IRENA. (2013). *Smart grids and renewable.*
21. McKinsey and Company. (2010). *How Europe is approaching the smart grid.*
22. McKinsey and Company. (2010). *Best practices in the deployment of smart grid technologies.*
23. NEEP. (2017). *Advanced Metering Infrastructure: Utility Trends and Cost-Benefit Analyses in the NEEP Region.*

24. The Edison Foundation. (2012). Utility-scale smart meter deployments, plans, & proposals – IEE report.
25. The Boston Consulting Group. (2015). Smart Energy: New Applications and Business Models.
26. The Brattle Group. (2018): Reviewing Grid Modernization Investments
27. The Edison Foundation. (2019). Electric Company Smart Meter Deployments: Foundation for a Smart Grid (2019 Update).
28. Tractebel Impact. (2019). Benchmarking smart metering deployment in the EU-28.
29. Review of Current and Future Data Management Models CEER report Ref: C16-RMF-89-03 13 December 2016.
30. US Department of Energy. (2016). Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems.
31. 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.
32. World Bank (2018). Survey of International Experience in Advanced Metering Infrastructure and its implementation.
33. World Bank. (2016). Impact Assessment on Smart Metering: Data and methodologies for a cost-benefit analysis of smart metering implementation in Romania.

ANEXO 1 VARIABLES DE BENEFICIOS Y COSTOS

Variables de beneficio estudio UTP - 2019

El modelo planteado en el estudio de la UTP propone los beneficios cuantificables de la **Tabla 15 Compendio de variables monetizables** 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.

Tabla 15 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 (nº)
Ahorros en costos de comercialización asociados a usuarios prepago	Costo de comercialización (COP/cliente)
	Número de usuarios prepago (nº)
	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (nº)
Reducción en los costos de lectura de los medidores	Costo de lectura local (COP/cliente)
	Número total de clientes de NT1 (nº)
	Costo histórico de la lectura de contadores (cliente/año)
	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (nº)
	Costo promedio de las lecturas dispersas por cliente (COP/cliente)
Reducción de fraudes	Porcentaje de fallos en las comunicaciones (%/año)
	Porcentaje de clientes con robo de energía (%/ total clientes)
	Valor del precio medio estimado de la carga de energía no registrada (COP/cliente/año)
Ingresos recuperados en relación con el fraude en la potencia contratada	Número total de clientes de NT1 (nº)
	Porcentaje de clientes con fraude en la potencia contratada
	Valor del precio estimado de la potencia contratada no pagada (cliente/año)
Ingresos recuperados en relación con el incremento de la potencia contratada	Número total de clientes de NT1 (nº)
	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)
Reducción de los costos de facturación	Número total de clientes de NT1 (nº)
	Costo de facturación (cliente/año)
	Número total de clientes de NT1 (nº)
Reducción de costos de atención al cliente	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (nº)
	Costo de atención al cliente (cliente/año)
	Número total de clientes de NT1 (nº)
Reducción de los tiempos de parada (gracias al control avanzado y a la información sobre la red en tiempo real)	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI
	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)
Reducción de pérdidas técnicas	Porcentaje de disminución del tiempo de parada (%)
	Reducción de las pérdidas mediante la eficiencia energética (COP/año)
	Reducción de las pérdidas mediante el control de la tensión (COP/año)
	Reducción de las pérdidas a nivel de transporte de energía (COP/año)
	Reducciones estimadas de los costos al operar el medidor a distancia (COP/año)

Variable a analizar	Información requerida (unidad de medida)
Reducción de costos por operación de los medidores a distancia	Porcentaje de fallos en las comunicaciones (%/año) Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (nº)
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 (nº) Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (nº)
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 (nº) Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (nº)
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 (nº) Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (nº)
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 (nº 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 (nº de años) Número de años de la amortización de los activos de capacidad (nº 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 (nº 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 (nº de años) Número de años de la amortización de los activos de capacidad (nº 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 (nº 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 (nº 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 perdida 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) Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (nº)
Reducción de las emisiones de CO2 debido a una mayor difusión de las fuentes de generación de baja emisión	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)

Variable a analizar	Información requerida (unidad de medida)
de carbono (como consecuencia del despliegue de los medidores inteligentes)	Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (nº)
Reducción de las emisiones de CO2 debidas a los desplazamientos del personal de campo	Número de litros de combustible evitado (nº/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 (nº/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, SO2)	Energía total perdida 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 (tonCO2eq/MWh) Número de clientes incluidos en el despliegue AMI (nº)
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 empleadas 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 – Reporte 2015

El reporte de la UE compara los diferentes análisis beneficio/costo, 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 impulsaron los beneficios fueron: el ahorro en los costos de electricidad (30%), la lectura y operación de los medidores (23%) y las perdidas comerciales (16%). Para hacer el análisis comparativo entre los diferentes B/C de los países miembros, el estudio modela los beneficios por punto de medición para un periodo de 15 años.

La Tabla 16 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. Las variables enlistadas son variables que pueden ser monetizadas, sin embargo, el más reciente reporte de la UE no realiza una descripción detallada de cuantificación de las variables ni tampoco incluye una asignación de beneficios entre los agentes del mercado.

Tabla 16 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 – Reporte 2019

En 2019 la Unión Europea hizo el segundo estudio de B/C para sus países miembros con el fin de actualizar la información del estudio de 2015. En esta ocasión se consideraron los estudios de 28¹⁸ países miembros con la intención de proveer una visión conjunta de los B/C.

De acuerdo con las directrices 2009/72/EC si el B/C de un país es positivo, como regla se debe comprometer dicho país a realizar un despliegue de AMI de 80% para 2020. De no resultar positivo el B/C, 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 de más frecuente a menos frecuente:

1. Costos evitados de lectura de los medidores.
2. Costos evitados de conexión y desconexión

¹⁸ En el momento del estudio el Reino Unido era miembro de la UE

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 17 Variables de beneficio estimadas países de la UE

VARIABLE	Porcentaje de cada variable que representa en el total de los ABC																													
	Austria	Bélgica (BR)	Bélgica (FL)	Bélgica (WA)	Bulgaria	Croacia	Chipre	República Checa	Dinamarca	Estonia	Finlandia	Francia	Alemania	Grecia	Hungría	Irlanda	Italia	Latvia	Lituania	Luxemburgo	Malta	Holanda	Polonia	Portugal	Rumania	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		
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	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	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	1	1		
Reducción de pérdidas técnicas	63%	1	1		1	1					1	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	1	1	1	1	1	1	1	1		
Reducción de la tarifa por precios diferenciados	50%		1	1		1						1	1	1	1	1	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	1	1	1	1	1	1		
Competencia en el mercado minorista	42%	1		1		1							1		1	1	1	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	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	1	1	1	1	1		
Aplazamiento de inversiones en transmisión	33%		1				1						1			1		1		1	1	1	1	1	1	1	1	1		
Provisión de servicios explícitos de flexibilidad	25%	1		1	1									1	1	1		1			1	1	1	1	1	1	1	1		
Reducción de pago a usuarios por energía no suministrada	25%													1	1	1		1		1	1	1	1	1	1	1	1	1		
Reducción de la contaminación del aire	21%						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 beneficio – Modelo Holanda 2008

En 2008 Holanda realizó uno de los primeros B/C de AMI a nivel mundial. En ese año estaba en vigencia la discusión de 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. Bajo este contexto, el estudio B/C de Holanda media el impacto de AMI exclusivamente en los OR.

En términos generales el estudio arrojó el ahorro por punto de medición bajo dos escenarios en estudio, así como el beneficio anual total por el despliegue de la medición avanzada; como se presenta en la Tabla 17 y Tabla 18 a continuación:

Tabla 18 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 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 19 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.

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.

Variables de beneficio - Modelo Eslovenia 2014

En 2014 y siguiendo las directrices de 2009 de la Comisión Europea en donde se sugirió a sus estados miembros realizar un B/C 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 y 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 de las variables restantes. Si bien el reporte no detalla el cómo se cuantificaron los beneficios y como se dio la asignación de beneficios entre los agentes del mercado, si arroja el rango o porcentaje de ahorro que representa cada uno del beneficio en las variables estimadas.

Tabla 20 Beneficios planteados en el B/C 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 – Modelo Rumanía 2015

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 B/C 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 tomó la decisión de no seguir las directrices de beneficios estándares de B/C estipuladas por la UE justificando que era difícil estimar ciertos beneficios de manera ex-ante y que solo hasta contar con una mayor proporción de despliegue de la medición avanzada se podría ser precisos en los análisis y estimaciones.

De este modo, en el modelo de Rumanía se tuvieron en cuenta 20 variables de beneficios para realizar el B/C. Similar a estudios previos, en el caso de Rumanía no se incluye un detalle de cuantificación de variables ni de asignación de beneficios entre los agentes del mercado. Sin embargo, el estudio detalla el porcentaje de beneficio asociado a cada variable (Tabla 22).

Tabla 21 Beneficios identificados en los pilotos 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.

De los análisis se encontró que la variable que más aportó beneficios al modelo de financiación fue la reducción de las pérdidas técnicas, seguido por la reducción de la cartera en mora, la reducción de quejas de los usuarios asociadas a errores en la medición del consumo y la identificación de pérdidas no técnicas.

Variables de beneficio – Modelo Irlanda 2017

La Comisión de Regulación de Utilidades en 2017 realizó su tercer B/C 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. A diferencias de los B/C anteriormente analizados, el 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 la agencia. Bajo los resultados de este estudio, 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 con las directrices de la Unión Europea. A continuación, se encuentra la tabla de beneficios considerados.

Tabla 22 Variables de beneficios consideradas en el B/C 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	Sí	Sí	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 períodos 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) – B/C de AMI en Irlanda.

Variables de beneficio – Modelo 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).

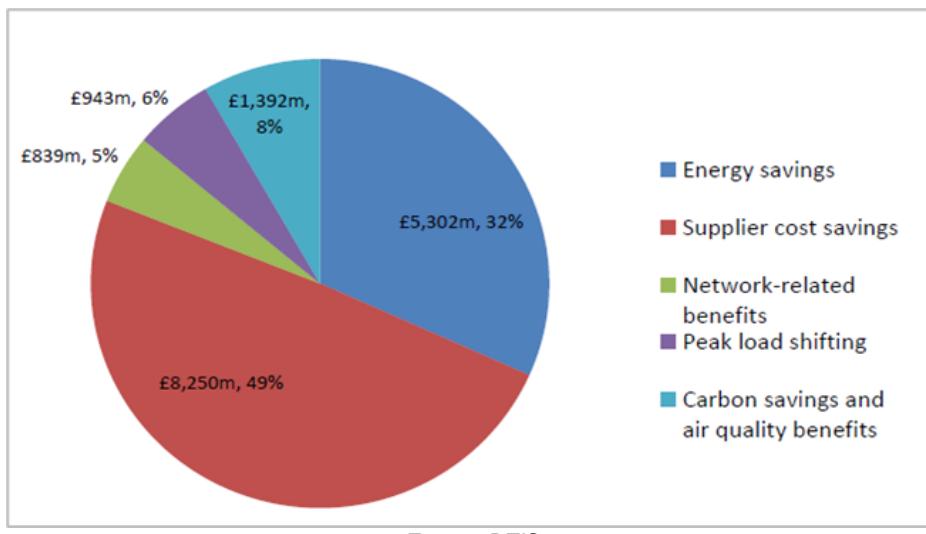
Paralelamente se estiman beneficios por reducción de pérdidas no técnicas (fraudes y gestión de cartera) y competencia en el mercado minorista (mayor facilidad de *switching* para los usuarios por mejor información en facturación y precios).

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 períodos punta (6%):** Se esperaba que los consumidores tuvieran un nivel de respuesta ante la señal de precios y se lograría 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 26 Balance de beneficios Reino Unido, 2016

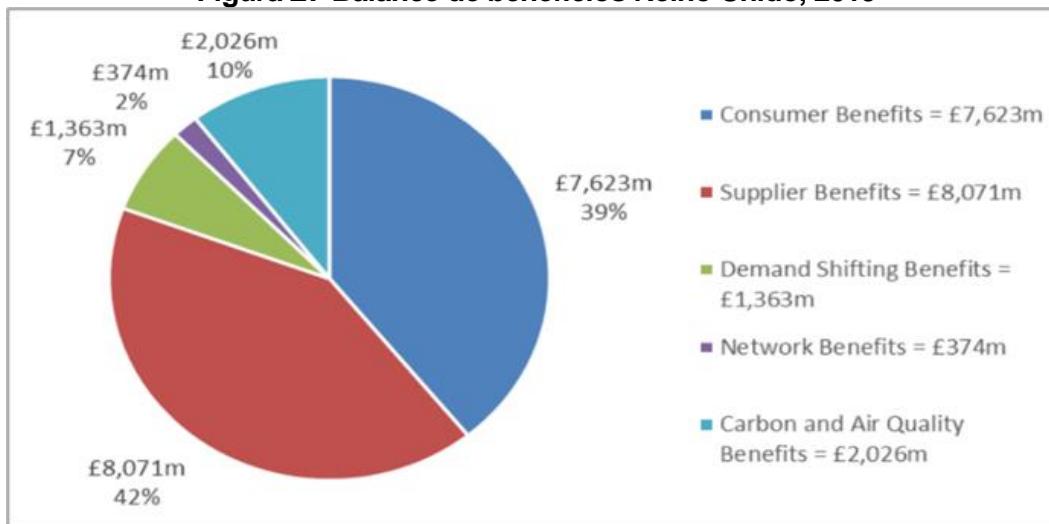


Fuente: BEIS

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 27 Balance de beneficios 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 19,5 billones totales, 16,9 provienen del segmento doméstico regulado y 2,6 del segmento no doméstico regulado.

La mayor proporción 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 en total:

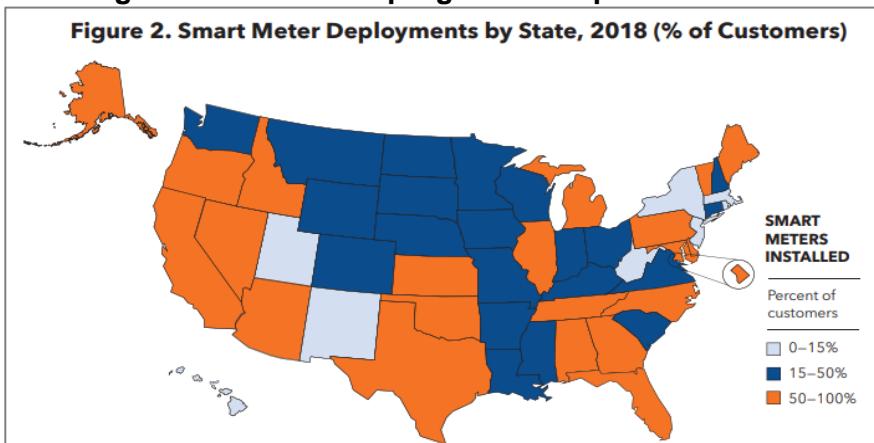
- Ahorro en el consumo promedio de energía
- Ahorros en costos de lectura de medidores convencionales y medidores prepago
- Ahorro en costos de inspección de medidores
- Aumento de la competencia en el mercado de comercialización
- Disminución en los costos de atención al usuario.
- Reducción de pérdidas 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.

OTRAS REFERENCIAS DE COSTOS

Estados Unidos

Estados Unidos es uno de los países que más ha hecho extensiva la implementación de medición avanzada en el mundo. Si bien existe una gran proporción de Estados que han logrado una integración mayor al 50%, otros se encuentran en etapas muy tempranas (<15%), lo que permite tener un espectro de información de referencia.

Figura 28 Nivel de despliegue de AMI por estados



Fuente: The Edison Foundation

Tabla 23 Balance de medidores instalados 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*

No obstante, la mayoría de información relacionada con los costos de despliegue se ha mantenido como información de reserva de las empresas; tan solo un par de empresas han hecho público sus análisis de beneficio costo, tanto por iniciativa propia como por requerimiento en los procesos de aprobación de cargos estatales. Algunos valores de referencia encontrados en información pública sobre costos de medidores AMI se presentan en la Tabla 25.

Tabla 24 Costos por medidor en E.E.U.U

Compañía	Costo Medidor [USD 2020]
Ameren Illinois	177
AEP Texas	191
Arizona Public Service	145
Avista Corporation	110
CenterPoint Energy	180
Pacific Gas and Electric	220

Fuente: *Elaboración propia*

Unión Europea

En el caso de la Unión Europea los costos desagregados del despliegue también se mantuvieron como de información de reserva, sin embargo, el reporte del AF MERCADOS de 2015 consolida algunas datos desagregados de referencia:

Tabla 25 Desagregación de costos de AMI por países europeos

	Medidor inteligente	Tecnología de información	Comunicaciones	Display	Distribución	Capacitación
Gran Bretaña	147.28	30.13	90.09			
Paises Bajos	81.99	5.78	117.45			
Rumania	77.35	1.55	18.83			
Bélgica (Bruselas)	268.94	79.47	144.75			
Bélgica (Flandes)	387.49	83.33	22.73			
Bélgica (Valonia)	493.74	92.26	68.54			4.01
República Checa	248.13	110.03	61.09		2.6	
Alemania	190.34	86.34	171.15	33.36		10.93
Hungría	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	33.48			
Eslavaquia	91.72	22.61	5.81			

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

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 15 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 año¹⁹.

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 extrajo 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 para los casos en que se tenían diferentes fuentes de información de los costos de lectura para una misma empresa fue tener en cuenta primero los costos sobre 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 como resultado un total de **126.523 millones de pesos** (pesos de octubre de 2020) correspondiente al costo total anual de lectura.

¹⁹ Particularidades sobre ciclos de facturación de cada mercado fueron consideradas para este análisis.

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 referencia²⁰ 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. Para la valoración del beneficio en valor presente (VP) se tuvo en cuenta un costo de lectura por factura, se estimó una razón factura/usuario por empresa y con base en estas dos variables se calculó el beneficio total anual para cada uno de los 24 escenarios, que varía de acuerdo con el número anual de usuarios con medidor AMI. El valor de referencia de VPN para el escenario de 75% de cobertura, 75% de ajuste a comercialización (para un escenario antes de la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021) y velocidad de despliegue medio, se presenta en el Anexo 3.

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**

²⁰ 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 presentó un escenario inicial bajo una instalación del 15%, 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 el 15% 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 (15.375.242), se estimó el total de medidores convencionales a reemplazar en el periodo de análisis (2.306.286 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 trifásico/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%	1.810.435
Trifásico/Polifásico	21,50%	495.852
Total	100%	2.306.286

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 \$8 mil millones de pesos asociado al costo de renovación del 15% del parque de medidores monofásico y de \$8 mil millones de pesos por medidores trifásicos/polifásicos, para un total anual de cerca de \$16 mil millones de pesos.

A2.4 Beneficios en la actividad de comercialización: diferencia entre costos declarados y reconocidos

Una vez discriminadas las cuentas de gastos que se había establecido 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 reportado (cuya estimación se detalló en la sección 4.3.1).
- Región azul con trama: Costos de lectura reportados (cuya estimación se detalló en la sección 4.3.1).
- Región roja: Cuentas Tipo II (detalladas en la sección 4.3.1).
- Región roja con trama: Suma de la diferencia entre costos anuales reportados y costos anuales reconocidos de lectura más la diferencia entre costo total reconocido de la actividad de comercialización y costo total reportado de la actividad de comercialización (ajuste de delta entre línea negra y barra total).

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 los clústeres de empresas se presenta como una barra de color negro en las Figuras 28, 29 y 30. 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 o clústeres:

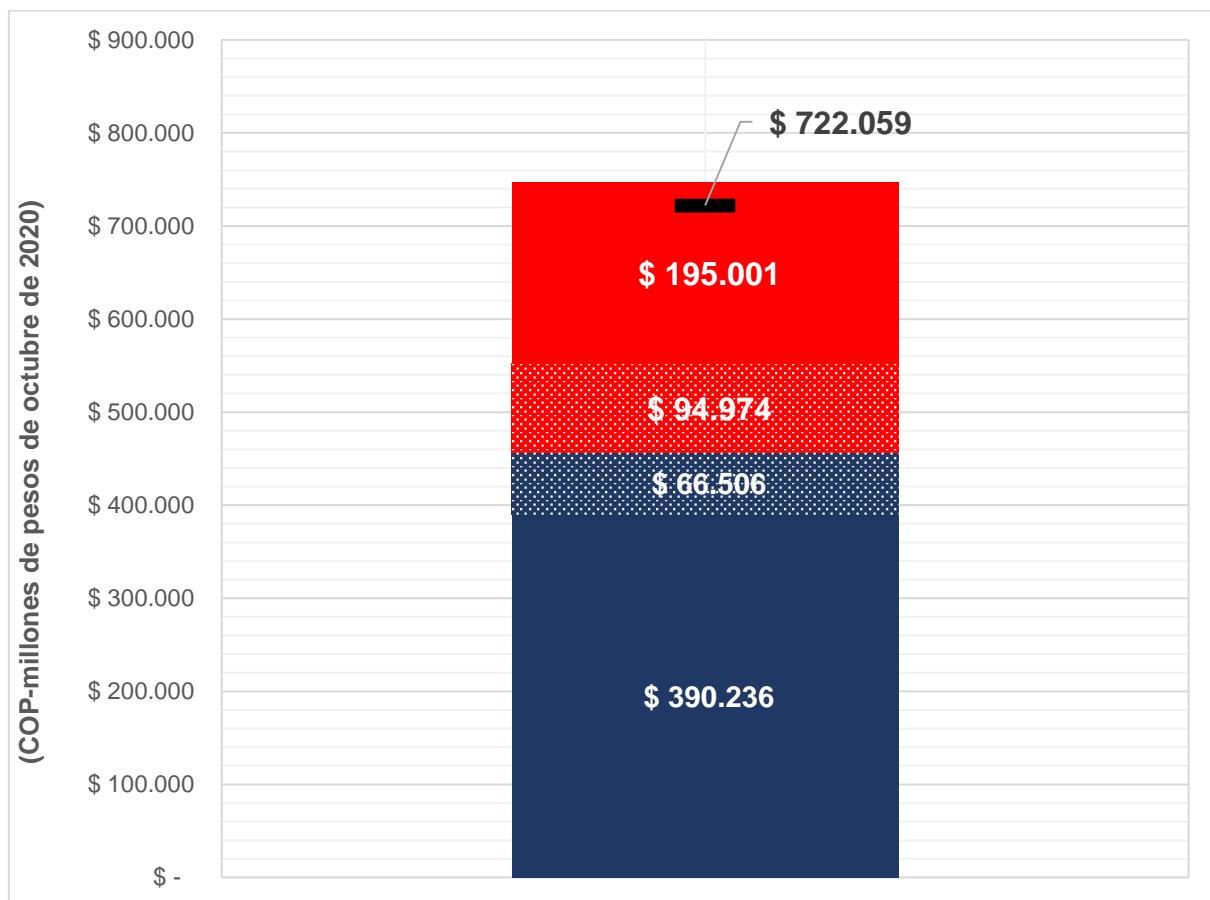
a. **Empresas del Clúster I (más de un millón de usuarios)**

Dentro del Clúster 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 colombiano²¹.

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

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 29 Diferencia entre costos declarados y reconocidos, Clúster I



²¹ 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.

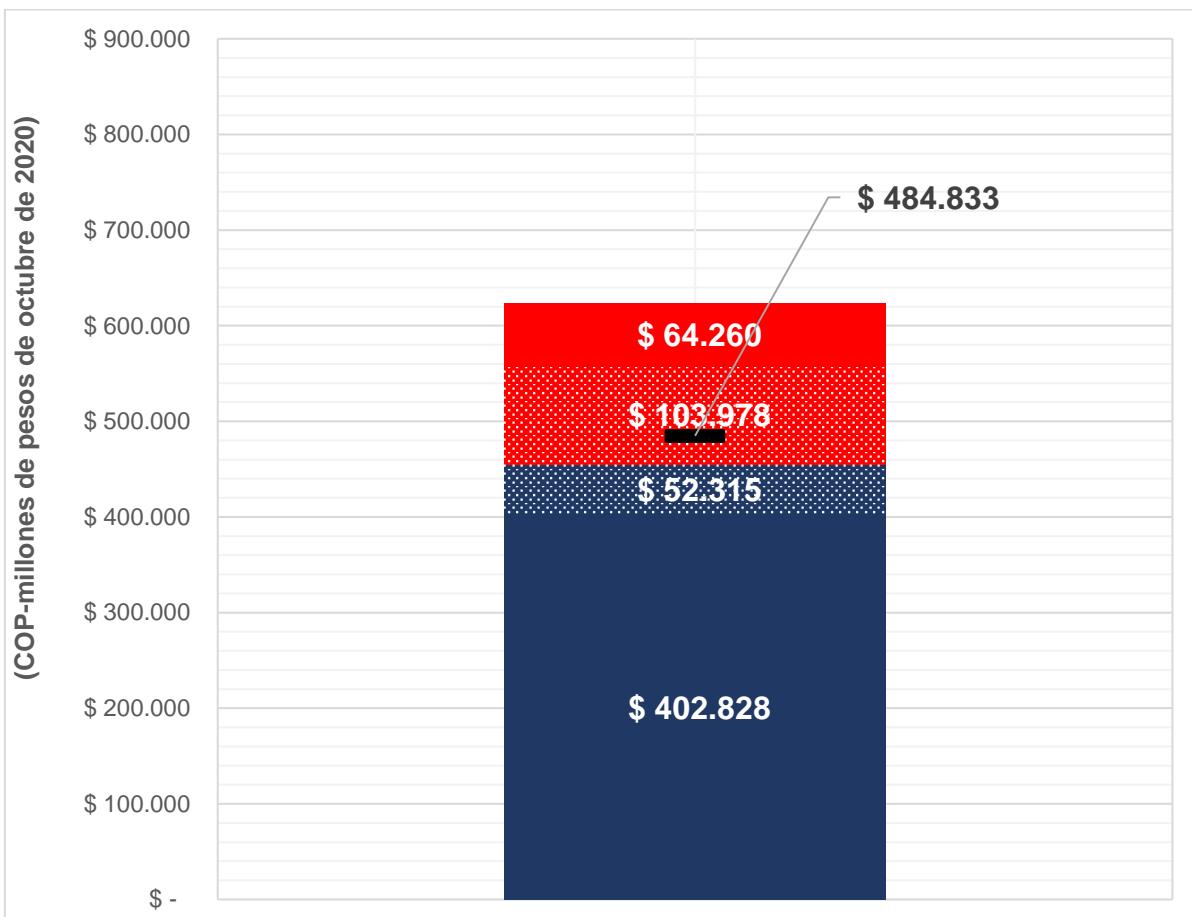
Fuente de datos: Cuentas ICR, Circular CREG 098 de 2020, Resoluciones de aprobación de cargos CREG
180 de 2014

b. Empresas del Clúster II (entre 150 mil y 1 millón de usuarios)

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

Para el caso de las empresas del Grupo II se evidencia que el costo total anual reconocido de comercialización de \$484.833 millones, es inferior al del total estimado de cuentas de gastos declarados (Tipo I, Tipo II y Tipo III) de 623.381 millones

Figura 30 Diferencia entre costos declarados y reconocidos, GRUPO II



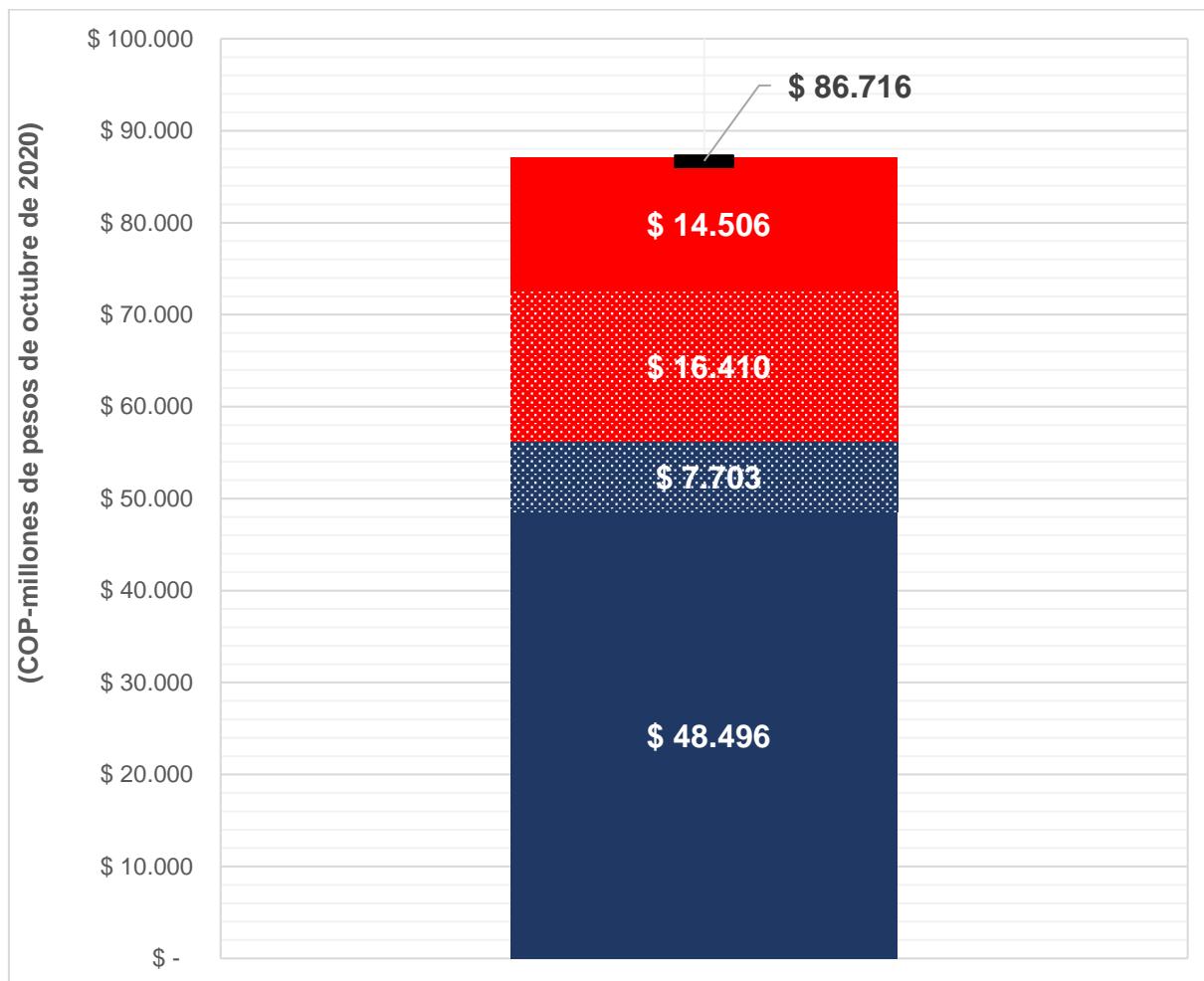
Fuente de datos: Cuentas ICR, Circular CREG 098 de 2020, Resoluciones de aprobación de cargos CREG
180 de 2014

c. Empresas del Clúster III (menos de 150 mil usuarios)

Dentro del Clúster III se incluyen las empresas ENERCA, ELECTROCAQUETA, 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 \$86.716 millones, es muy cercano al del total estimado de cuentas de gastos declarados (Tipo I, Tipo II y Tipo III) de 87.114 millones

Figura 31 Diferencia entre costos declarados y reconocidos, Clúster III



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

ANEXO 3 DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS MODELO B/C: antes de la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021

Una vez identificados; los costos asociados al despliegue, los beneficios que se perciben ex ante que pueden materializarse a causa de la masificación de AMI, la CREG modeló la evolución del despliegue del programa en un horizonte de análisis de 15 años.

La primera consideración para la construcción del modelo de estimación del valor presente neto (VPN) del proyecto era decidir cuál referencia de costos (CREG vs Econometría) tomar como base para los análisis²². En este caso particular, se modelaron los escenarios tomando en cuenta los valores de costos estimados por la firma Econometría para la CREG²³. Estos valores de costos, aunque no se diferencian de acuerdo con el nivel de despliegue si se diferencian por grupos de empresas dentro de tres agrupaciones (clústeres).

Para intereses del análisis la referencia de costos de Econometría se tomó por punto de medición diferenciando entre costos de inversión CAPEX y de operación y mantenimiento OPEX como se presenta en la Tabla 29. El valor total por punto de medición en valor presente neto de 15 años de costos de operación corresponde a cerca de \$471.187 pesos de diciembre de 2020.

Tabla 28 Referencia de costos modelo B/C

	VALOR (COP\$ dic-2020)	UNIDADES
CAPEX		
Medidor	\$ 330.000	c/u
Factor de instalación	20%	Porcentaje
Instalación	\$ 66.000	c/u
Concentrador	\$ 41.667	c/u
SGO (HES)	\$ 2.039	c/u
Campaña de sensibilización y divulgación	\$ 3.019	c/u
Solución de comunicaciones	\$ 16.667	c/u
OPEX		
AOM Medidor	\$ 9.800	c/u
AOM concentrador	\$ 620	c/u
Capacitación a contratistas	\$ 986	c/u
AOM y capacitación de comunicaciones	\$ 389	c/u
TOTAL	\$ 471.187	c/u

Una de las diferencias del modelo presentado en esta sección y el modelo de costos presentado por Econometría es el porcentaje asociado a la tasa de maduración (la tasa que se utiliza para disminuir los costos durante un periodo de 15 años) que para el caso de Econometría se asumió en 5%, pero para intereses del modelo actual se asume en 3% al considerarlo un valor más conservador (Tabla 30).

²² Tanto la CREG como Econometría construyeron costos a partir de la misma fuente de información (Circular 098 de 2020) con estimaciones que emplearon diferentes parámetros y supuestos como se describió en el marco del Proyecto de Resolución CREG 219 de 2020.

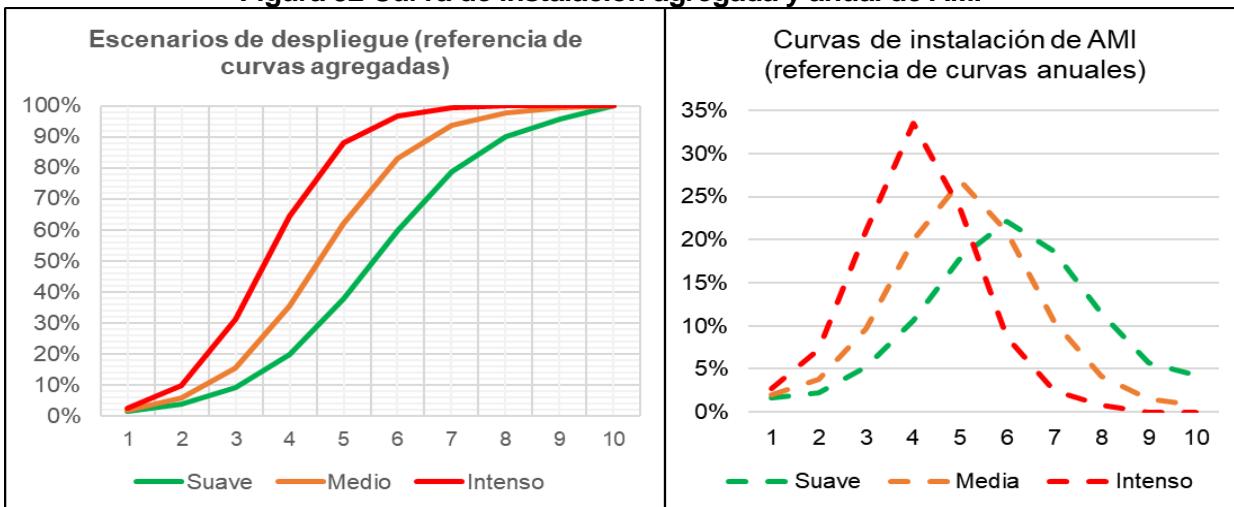
²³ Publicados bajo la Circular CREG 010 de 2021

Tabla 29 Parámetros considerados en el modelo B/C

PARÁMETROS DE ENTRADA	VALOR	UNIDADES
Número total de usuarios a 2019	15.375.242	Mercado regulado
Número de usuarios clúster I	8.687.708	Mercado regulado (4 empresas)
Número de usuarios clúster II	6.054.349	Mercado regulado (13 empresas)
Número de usuarios clúster III	633.185	Mercado regulado (12 empresas)
Porcentaje de despliegue	75%	Porcentaje
Decrecimiento anual en el precio de la tecnología	3%	Porcentaje
Velocidad de despliegue	Media	N.A.
Años de despliegue de AMI	10	Años
Horizonte de análisis	15	Años
Crecimiento anual de usuarios estimado	3,67%	Porcentaje
WACC	9,92%	Porcentaje
Nivel de beneficios tributarios	29%	Porcentaje
Referencia de costos	ECONOMETRIA	N.A.
Beneficios en la comercialización	75%	Porcentaje

Los parámetros considerados para la estimación del VPN y consecuente cálculo de B/C de los diferentes escenarios de despliegue se presentan a continuación:

- *Número total de usuarios*: número total de usuarios del mercado regulado a cierre de 2019. Información reportada en SUI.
- *Número de usuarios clústeres*: número total de usuarios del mercado regulado a cierre de 2019 agrupados por categoría de clúster.
- *Porcentaje de despliegue*: porcentaje sobre el total de usuarios a los que se pretende instalar puntos de medición AMI. Este parámetro puede tomar un valor de 75% o 50% de cobertura.
- *Decrecimiento anual en el precio de la tecnología*: Se considera un factor de 3% como reducción anual de costos respecto al año anterior por mejoras tecnológicas.
- *Velocidad de despliegue*: representa la senda de instalación de medidores. Para el modelo actual se tomaron en cuenta tres diferentes sendas de despliegue: suave, media e intensa. Dentro de la Figura 30 se puede evidenciar las gráficas de las sendas de despliegue de medidores acumuladas y anuales.

Figura 32 Curva de instalación agregada y anual de AMI

Fuente: Elaboración propia con base en estudio de Econometría

- *Años de despliegue*: representa el total de años en los que se realizará el despliegue de medidores inteligentes AMI. Tanto la senda de despliegue suave como media considera un periodo total de instalación de medidores de 10 años mientras que la senda de despliegue intensa considera la instalación del 100% de los medidores de la meta seleccionada en un periodo de 8 años.
- *Horizonte de análisis*: para la estimación del VPN se consideró un horizonte de análisis de 15 años. Esta regla aplicada tanto para costos, en especial la reposición de equipos, como para beneficios del programa AMI.
- *Crecimiento de usuarios anual*: crecimiento ponderado de los usuarios del mercado regulado en los últimos 5 años. Estimado con información reportada en el SUI.
- *WACC*: la tasa de descuento considerada es del 9,92%.
- *Nivel de beneficios tributarios*: de acuerdo con el análisis realizado sobre los beneficios tributarios de Ley dispuestos para los medidores avanzados, se asume una disminución efectiva de la inversión en CAPEX de medidores de un 29% (en lugar del máximo esperado del 50%). Lo anterior, considerando el 29% como un valor más conservador que refleja el nivel de incertidumbre asociado a lograr la materialización del total del beneficio tributario en cada mercado/empresa²⁴.
- *Referencia de Costos*: los costos considerados para el ejercicio son los resultantes del estudio realizado por Econometría consultores y publicado en la circular CREG 010 de 2021. Se establecieron costos por usuario con el objetivo de realizar la modelación de acuerdo con diferentes escenarios de despliegue.
- *Beneficios en la actividad de comercialización*: variable de incertidumbre que representa la proporción de recursos que se podrían obtener por motivo de la revisión de la actual metodología de comercialización, sobre el total inicialmente estimado.

A3.1 Resultados del modelo - escenario de referencia

Como referencia, a continuación, se presentan los resultados obtenidos en la modelación de VPN y estimación de B/C antes de la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021 para un escenario esperado con una velocidad de despliegue *media*, cobertura del 75% del total de usuarios en un periodo de 10 años y expectativa de ajuste a la comercialización del 75% (sobre el total estimado). El horizonte de análisis es de 15 años, con un decrecimiento anual en el costo de la tecnología de 3% por 10 años y un crecimiento de usuarios de 3,7% anual.

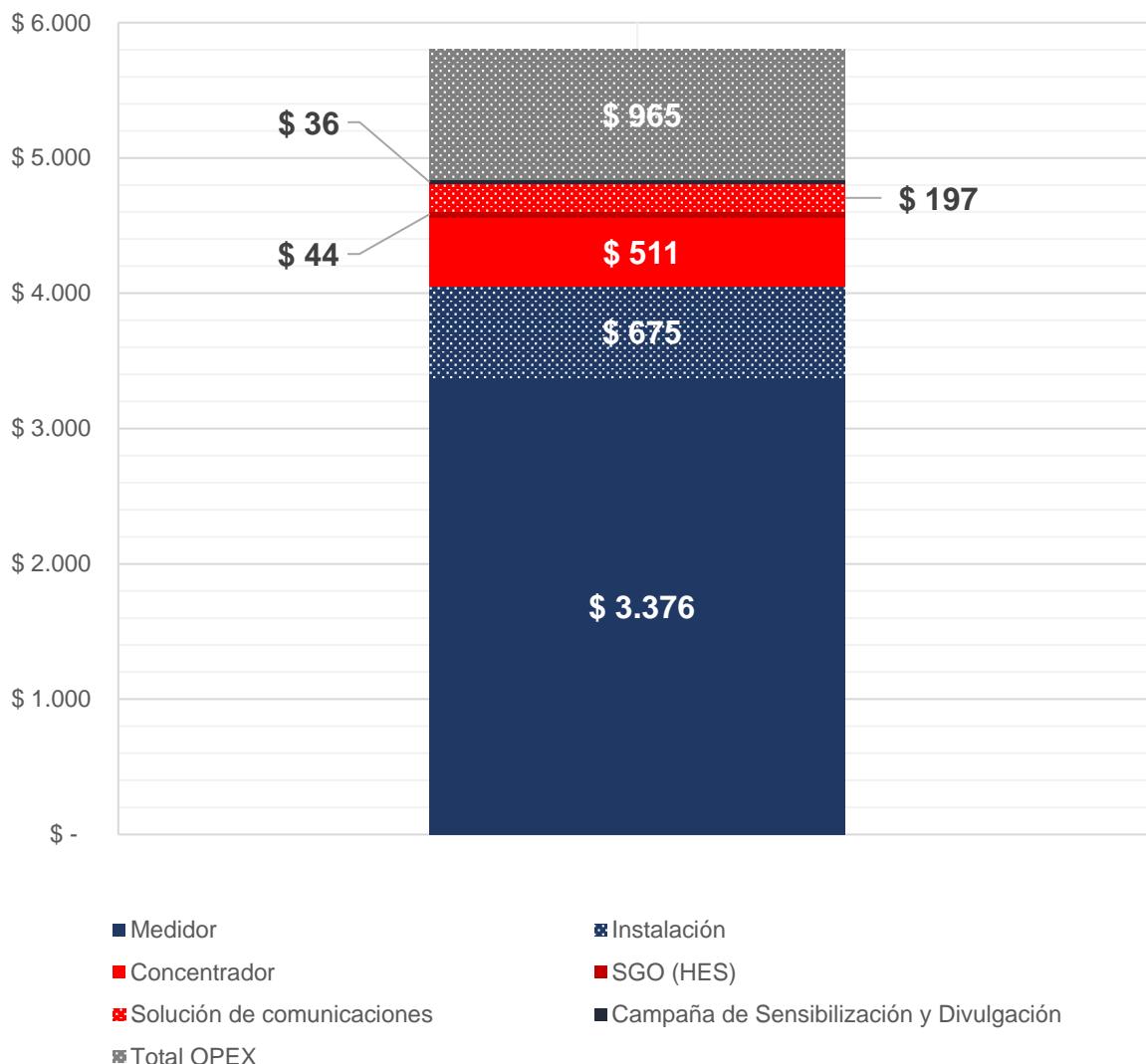
Costos y beneficios del escenario de despliegue de referencia

Los costos del escenario de despliegue ascienden a un valor total de \$5,8 billones de pesos (Figura 32). Del total de costos 4,8 billones corresponden a costos de CAPEX mientras 965 mil millones corresponden a costos de OPEX. El 70% del total de costos corresponden a los valores de CAPEX de los medidores (adquisición más instalación); el 17% a los costos de OPEX del horizonte de 15 años, el 9% al costo de CAPEX del concentrador, el 3% a lo asociado a las campañas de divulgación y socialización; el 1% al costo por punto de medida del SGO y el 1% al costo por punto de medida del sistema de comunicaciones.

²⁴ Este nivel de beneficios tributarios corresponde al escenario antes de la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021. El escenario que introduce los beneficios tributarios de la Ley en mención puede ser consultado en la sección 4.7 del presente documento.

Considerando que se asumió un horizonte de análisis de 15 años, los costos de CAPEX incluyen la reposición de la tecnología, debido al fin del ciclo de vida útil de diez años para los concentradores y el SGO. En el caso del medidor y el sistema de comunicaciones se consideró una vida útil de 15 años por lo que los costos no incluyen períodos de reposición. La vida útil de cada equipo fue estimada con base en la información suministrada por los agentes en el marco de la Circular 098 de 2020.

Figura 33 Desagregación de costos asociados al despliegue del programa AMI

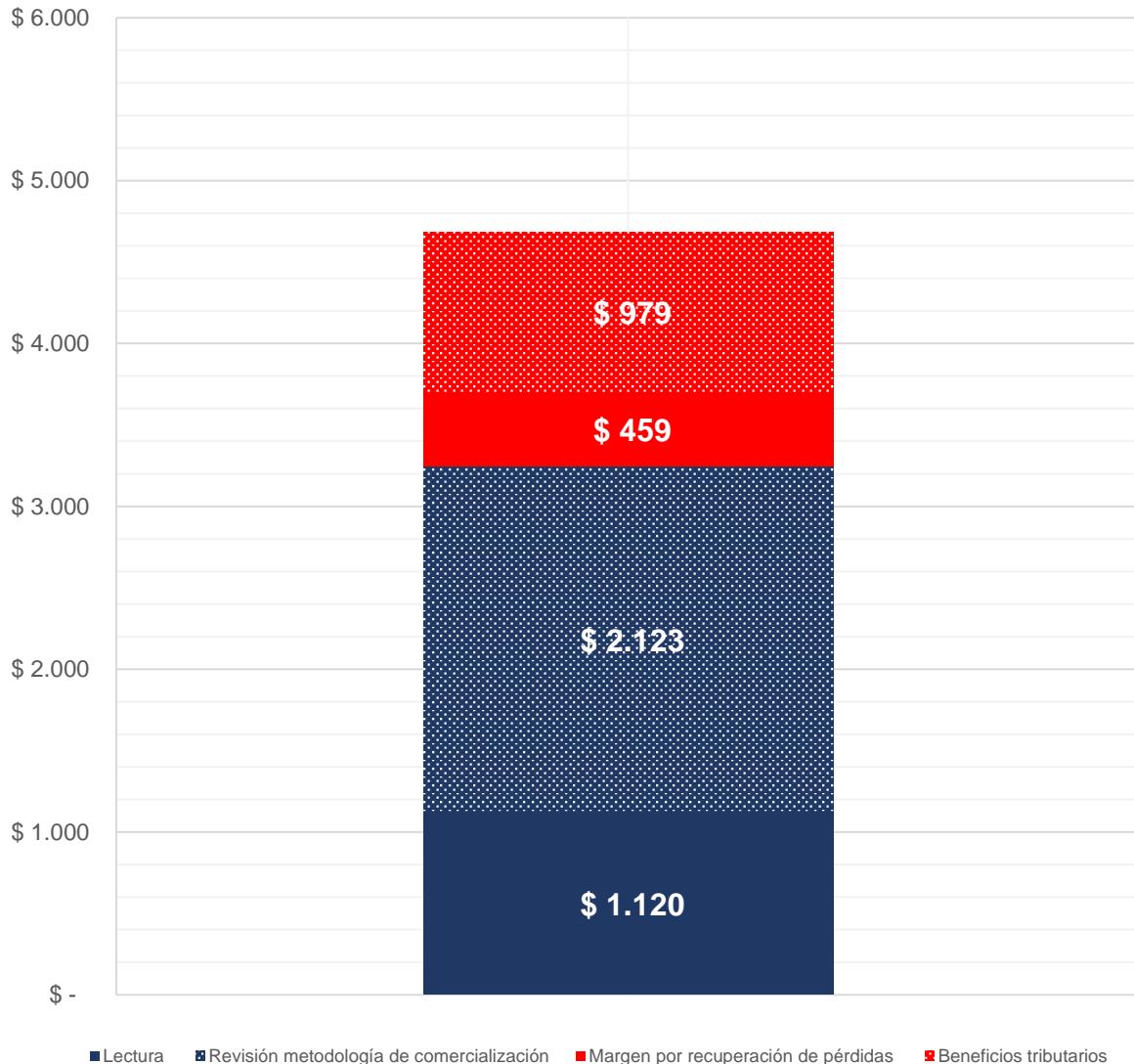


Fuente: Elaboración propia

Por su parte, en cuanto a los beneficios podemos observar de la Figura 33 que, antes de la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021, estos ascendían a cerca de \$4,6 billones de pesos. La principal fuente de financiación del despliegue eran los beneficios en la actividad de comercialización, que bajo este escenario correspondía a cerca del 45% del total de beneficios . Los beneficios tributarios representaban el 21% del total, mientras la reducción de costos de lectura y margen por recuperación de pérdidas representaban el 24% y el 9,8%.

De los resultados se puede observar que el despliegue de los programas AMI se financiaría en gran medida por parte de los usuarios del servicio y por recursos provenientes del Estado.

Figura 34 Desagregación de beneficios y fuentes de financiación programa AMI



Fuente: Elaboración propia

Con el VP de beneficios y costos se estimó el correspondiente VPN del proyecto de 15 años de horizonte de análisis. El modelo para este escenario arrojó un valor negativo de cerca 1,12 billones de pesos que corresponde a una relación B/C de 0,92 y menor a 1. Como ya se introdujo anteriormente, estos resultados corresponden a un escenario país agregado, de manera que diferentes resultados se podrán obtener para escenarios por clúster utilizando los mismos parámetros de análisis.

Antes de la entrada en vigencia de la Ley 2099 de 2021, la regulación pretendía que se maximizará la instalación de medidores conforme a los beneficios disponibles y las fuentes de remuneración planteadas. De esta manera, dentro de la propuesta regulatoria se previa que

el plan de inversión presentado inicialmente pudiera ser modificado cada dos, con el interés de incluir recursos provenientes de nuevos beneficios *monetizados*, que permitieran viabilizar un mayor nivel de despliegue al inicialmente estimado.

ANEXO 4 BALANCE CIRCULAR CREG 098 DE 2020

En el marco de la Circular CREG 098 de 2020 se recibieron 41 respuestas de agentes. El balance desagregado de la información recibida es se presenta a continuación:

Tabla 30 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

Con base en los reportes, se realizó una revisión de cada uno de los formatos enviados por los agentes con el interés de poder 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	Verde
Incompleta	Amarillo
Sin información	Naranja
La empresa no envió formulario	Rojo
No debía reportar la información	Blanco

Fuente: Elaboración propia

El análisis se plasmó en la Tabla 32. La primera columna de la tabla corresponde a las empresas, divididas entre empresas que operan en el mercado regulado y no regulado. Los nombres de las Columnas 2 a la 12 corresponden a cada una de las pestañas del formato del Anexo incluido en 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 costos.

Tabla 31 Información recibida en la Circular CREG 098 de 2020

MERCADO REGULADO	PÉRDIDAS	LECTURA	INFORMACIÓN RECIBIDA EN CIRCULAR 098_2020						VARIABLES PARA ESTIMAR COSTOS			
			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)												
CEDENAR												
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												
EMEVAS 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 ENERGÍA												
ECTC												
ENEL-EMGEZA												
FRANCA ENERGÍA												
GECELCA												
ISAGEN												
MESSER ENERGY												
RENOVATIO												
SOUTH 32 ENERGY												
TERPEL ENERGIA												

Fuente de información: Circular CREG 098 de 2020; Elaboración propia

ANEXO 5 MATRIZ COMENTARIOS AGENTES

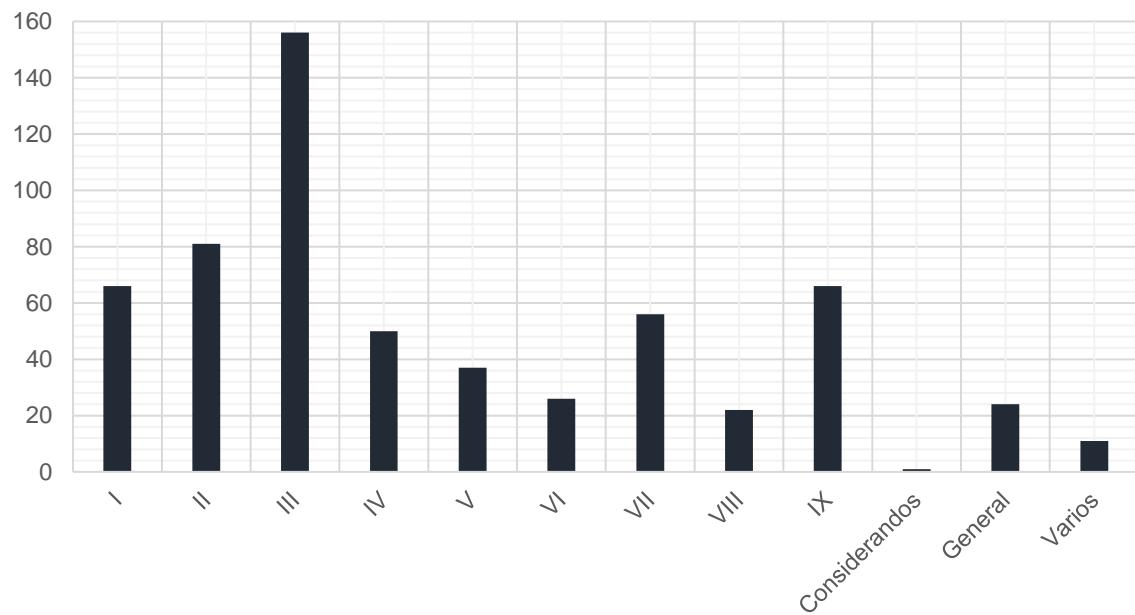
Se recibieron 36 comunicaciones con 596 comentarios por parte de los interesados, cuya desagregación se presenta a continuación:

Tabla 32 Participantes de la consulta

	Comunicaciones
Agentes	22
Entidades	3
Vocales	0
Terceros	2
Proveedores	3
Gremios	6
Total	36

Fuente. Elaboración propia

Figura 35 Cantidad de comentarios por título



Fuente: Elaboración propia

Tabla 33 Cantidad de comentarios por título

Título	Nombre	Cantidad
Considerandos	Considerandos	1
I	Disposiciones generales	66
II	Derechos y deberes de los usuarios	81
III	Responsabilidad de los prestadores	156
IV	Requisitos técnicos	50
V	Planes de implementación	37
VI	Despliegue	26
VII	Remuneración del esquema	56
VIII	Gestión de datos	22
IX	Transición y ajustes regulatorios	66
General	General	24
Varios	Varios	11
Total		596

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presenta un resumen de los comentarios recibidos a la propuesta contenida en la Resolución CREG 219 de 2020 y la respuesta a los mismos siguiendo el orden de los artículos de la resolución.

COMENTARIOS GENERALES

Comentario	Respuesta
Eliminar las fases de despliegue. Deben ser potestativas de los OR.	Se requiere conservar la primera etapa de despliegue donde se instalan usuarios con consumos altos y AGPE. Esto permite profundizar en la competencia e incentivar la integración de nuevas tecnologías, según los objetivos del MME.
Los comercializadores deben acompañar a los OR para divulgar el plan e instalar equipos. Estas actividades deben ser remuneradas.	Se estima que los comercializadores pueden acompañar al OR, bajo su responsabilidad y asumiendo los costos.
Los OR no deben recoger autorización de datos personales para terceros.	Se aclarará que el responsable de la información es quien debe obtener la autorización.
Se debe aclarar el tratamiento de las fronteras comerciales con reporte al ASIC.	Se precisará el alcance de la resolución indicando que la instalación de medidores no aplica para estas fronteras y en resolución posterior se aclarará el tratamiento de la lectura asociada.
Determinar costos eficientes de lectura de medidores de usuarios con reporte al ASIC.	En caso de considerarse necesaria una metodología de determinación de costo eficiente de lectura para estas fronteras, se publicará en resolución aparte.

Comentario	Respuesta
La disponibilidad de datos es muy baja alta (94%).	El estándar será igual al propuesto y posteriormente se podrá hacer un poco más exigente.
La custodia del medidor debe ser del usuario. Considerar casos de manipulación.	Se unificará la redacción en el sentido de dejar la custodia compartida.
Los datos no deben registrados cada 15 minutos sino cada hora como lo dice la Resolución MME 4 0072 de 2018 porque aumenta costos.	La Resolución 4 0072 establece que este registro puede ser "hasta" de una hora y se considera que cada 15 minutos es un estándar ampliamente utilizado y que permite alcanzar los objetivos de disminución de pérdidas y aumento de calidad.
Revisar relaciones entre OR y comercializadores.	Se realizará en la oportunidad de la revisión del reglamento de comercialización.
Ajustar código de medida	Se realizará en la oportunidad de la revisión del código de medida.
Eliminar el GIDI o que entre cuando el despliegue esté maduro	Se prevé que el GIDI es pieza fundamental para la profundización de la competencia y el manejo transparente e imparcial de los datos y se estima que su entrada en operación será en aproximadamente tres años, lo cual está alineado con la solicitud.
Revisar jurídicamente la viabilidad de hacer obligatoria la NTC 6079 toda vez que ello podría configurar un obstáculo técnico al comercio y tendría que efectuarse a través de una reglamentación técnica.	De acuerdo con los análisis de la comisión no se está estableciendo un reglamento técnico por cuanto no se regula a productores o importadores, no limita otras aplicaciones ni se aplica a todo el territorio nacional o se establecen sanciones.
Las eficiencias calculadas del cargo de comercialización (contables) no son tan grandes como se presentan.	Se revisarán los datos, no obstante, cada prestador del servicio tiene la posibilidad de calcular con precisión los montos en cada caso y será objeto de la actuación administrativa particular
Los activos de AMI deber ser de uso para la actividad de distribución.	No es dable confundir activos entre actividades. En el documento soporte se explican con detalle razones adicionales.
No se puede obligar al OR a ejercer una nueva actividad (libre empresa).	La nueva actividad propuesta corresponde a la Gestión Independiente de Datos e Información. La actividad de medición está siendo transferido del comercializador al operador de red.
La señal de remuneración del despliegue no es clara.	En la resolución y documento soporte se explica en detalle la remuneración. Se revisará la redacción para mejorar su entendimiento.
Los beneficios no son adecuadamente tratados: subvaloración (reemplazo de medidores y reconexión) no tenidos en cuenta en análisis (ambientales y sociales)	Los beneficios trabajados en esta normatividad son los asociados con la prestación del servicio de energía eléctrica y que no han sido ya considerados en otras actividades.
Los beneficios deben ser asignados en proporción a quien los recibe.	En la propuesta se asignan los beneficios recibidos por el usuario respecto de los ya pagados (pérdidas, calidad) y se encontró que el usuario asume, de manera directa e indirecta todos los costos. Los beneficios de competencia y eficiencia energética pueden ser nuevamente revisados conforme al

Comentario	Respuesta
	esquema tarifario colombiano y la elasticidad precio demanda.
Los costos tienen economías de escala que no se tuvieron en cuenta (círculo vicioso).	Se revisó el costo con despliegues del 50% y del 75%. No obstante, efectivamente se pueden presentar diferencias respecto de los análisis particulares que, ante despliegues inferiores, puedan tener costos marginales más altos.
En muchas situaciones los beneficios no superan los costos y no se alcanzará el objetivo de política pública.	<p>El objetivo de política pública trazado en la Resolución MME 4 0072 de 2018 establece que la meta es tener al 75% de los usuarios de un mercado de comercialización con AMI. No obstante, también se expresa que en los casos en que no sea alcanzable la meta se deberá sustentar con un análisis técnico-económico, lo cual se ha asociado con la eficiencia a que debe obedecer la tarifa del servicio, criterio de ley al que está sujeta la Comisión al momento de establecer las tarifas del servicio.</p> <p>En los casos que los beneficios superan los costos es claro que la tarifa no sería eficiente y por tanto no se deberá efectuar su despliegue.</p>
No se ha establecido la manera en la que se prevé la reposición de los activos.	Se entiende que cuando un medidor supere la vida útil de 15 años y se encuentre registrando datos por fuera del rango de variación permitido, se deberá reponer con la remuneración considerada para tal fin e incorporada como un costo asociado al despliegue.
Los recursos son insuficientes. Se puede adelantar sin subir tarifa siempre y cuando otros beneficios puedan ser asumidos por el Estado (impuestos, aranceles, ambientales, etc)	Se estudiará la posibilidad de considerar otras fuentes de financiación, siempre revisando la competencia de la CREG en cada caso.

ANEXO 6: FORMULARIO COMPETENCIA SIC

Cuestionario de evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los actos administrativos expedidos con fines regulatorios.

En desarrollo de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo expidió el Decreto 2897 de fecha 5 de agosto de 2010, compilado en el Decreto 1074 de 2015, en el que determinó las autoridades que deben informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se proponen expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para la rendición por parte de esa Superintendencia del concepto previo a que hace referencia el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009. En desarrollo de lo establecido por el artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015, la Superintendencia de Industria y Comercio adoptó mediante Resolución 44649 de 2010 el cuestionario para la evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los proyectos de actos administrativos expedidos con fines regulatorios a que hace referencia el citado artículo del Decreto 1074 de 2015.

A continuación, se presenta el análisis efectuado por la CREG, con base en el cuestionario adoptado por la SIC:

Objeto de regulación: “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:

COMISIÓN O ENTIDAD QUE REMITE: COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG

RADICACIÓN: _____

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
1.1	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.	X		Artículo 11 de la propuesta	
1.2	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X		
1.3	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.	X		Artículo 14 de la propuesta	
1.4	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X		
1.5	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X		

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
1.6	Incrementa de manera significativa los costos:		X		
1.6.1	Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X		
1.6.2	Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X		
2 ^a .	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
2.1	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X		
2.2	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos		X		
2.3	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X		
2.4	Exige características de calidad de los productos, en particular si resultan más ventajosas para algunas empresas que para otras.		X		
2.5	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X		
2.6	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		
2.7	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X		
2.8	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas-		X		
3 ^a .	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
3.1	Genera un régimen de autorregulación o corregulación.		X		
3.2.	Exige o fomenta el intercambio de información entre competidores o la publicación de información sobre producción, precios, ventas o costos de las empresas.		X		
3.3.	Reduce la movilidad de los clientes o consumidores entre competidores mediante el incremento de los costos asociados con el cambio de proveedor o comprador.		X		

No.	Preguntas afectación a la competencia	Si	No	Explicación	Observaciones
3.4	Carece de claridad suficiente para las empresas entrantes sobre las condiciones para entrar u operar.		X		
3.5	Exime una actividad económica o a unas empresas estar sometidas a la ley de competencia.		X		
4.0	CONCLUSIÓN FINAL	X			

Tal como se ha expuesto en el presente documento, el desarrollo regulatorio y despliegue de la infraestructura AMI, implica que los datos de energía eléctrica derivados de 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, principalmente para efectos de facturación, sino que atienden consideraciones de interés general, asociados con el control, la prestación eficiente del servicio y la gestión eficiente de la energía; la medición deja de ser una actividad que se encuentra a cargo del comercializador en la relación usuario empresa y pasa a ser responsabilidad del Operador de Red en el marco de la medición avanzada.

De acuerdo con esto, el artículo 11 de la propuesta regulatoria considera que el Operador de Red tendrá la obligación de instalar, administrar, operar, mantener y reponer los equipos que hacen parte de AMI en su mercado de comercialización. Esto considera lo dispuesto en artículo 7 de la Resolución 4 0072 de 2018, modificado por el artículo 3 de la Resolución 40459 de 2019, en el cual se establece que para la determinación de los responsables de la implementación del AMI se podrá considerar en primer lugar al Operador de Red.

Así mismo, en concordancia con este artículo 11, el artículo 14 de la propuesta regulatoria señala que, a partir de la fecha de instalación del medidor avanzado a un usuario, el Operador de Red será responsable por el sistema de medición instalado en la frontera comercial.

A partir de estas disposiciones encuentra la Comisión que las respuestas a las preguntas 1.1. y 1.4 del cuestionario resultan ser afirmativas, toda vez que esto tiene incidencia en la libre competencia; sin embargo, es importante precisar:

- i) las razones por la cuales el Operador de Red lleva a cabo el despliegue de la infraestructura del AMI;
- ii) que la escogencia del modelo adoptado, de entre de las diferentes opciones de modelos de despliegue del AMI, consideró a la libre competencia como uno de los elementos relevantes para su definición;
- iii) que una vez iniciado el despliegue del AMI, la existencia de un Gestor Independiente de Datos e Información conlleva efectos positivos en la libre competencia al establecer una plataforma independiente y con información transparente para todos los actores, permitiendo de manera expedita el cambio de comercializador, lo que no se puede hacer hoy y con ninguno de los otros modelos estudiados;

- iv) que la libre competencia termina siendo un elemento relevante del despliegue del AMI por lo que la Comisión considera que con el modelo adoptado se garantiza la profundización de la libre competencia en beneficio de los usuarios y de los agentes del mercado

En relación con los dos primeros elementos, desde la expedición del Documento CREG 077 de 2018, numeral 4, la Comisión ha identificado y señalado que el AMI es un elemento importante que permite traer beneficios desde el punto de vista de la libre competencia, principalmente en la comercialización minorista de energía, generando nuevos modelos de negocios y servicio; sin embargo, la libre competencia es uno de varios elementos que la Comisión debe tener en cuenta y que ha buscado armonizarlos, haciéndolos compatibles, en la medida de lo posible a efectos de llevar a cabo un desarrollo regulatorio que permita llevar a cabo los objetivos de política pública previstos en la Resolución 40072 de 2018, dentro de condiciones de eficiencia y suficiencia en el marco de la Ley 142 de 1994.

Es por esto que, además de la libre competencia, se han considerado otra serie de elementos, desde el punto de vista de la política pública y la prestación de servicio²⁵; así como aspectos que permitan una mayor eficacia y ejecución del despliegue de la infraestructura AMI. De acuerdo con esto, del estudio adelantado por la Comisión con la Universidad Tecnológica de Pereira – UTP publicado a través de la Circular Creg 003 de 2020, la Comisión buscó identificar las alternativas de intervención que permitieran maximizar el cumplimiento de los objetivos planteados, buscando que estos sean compatibles cuando esto sea posible²⁶. Para ello, se identificaron en primer lugar las dimensiones relevantes de análisis y a las cuales deben responder las opciones de implementación.

En el Documento CREG 103 de 2020 se identificaron las siguientes dimensiones, dentro de las cuales se encuentra la libre competencia: i) Competencia²⁷; ii) el libre acceso a información; Esfuerzo estatal; iii) Eficiencia en costos y; iv) Gestión adecuada de información.

Es por esto que, teniendo en cuenta las experiencias internacionales identificadas por la Comisión 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 el numeral 4.1 del Documento CREG 175 de 2020.

De acuerdo con el análisis de la Comisión, se encontró que la solución planteada en el modelo 1 no responde al objetivo de dinamización de la competencia planteado por la política pública,

²⁵ Estos corresponden: a i) facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, y modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas; ii) Permitir la incorporación en los sistemas eléctricos, entre otras, de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos; iii) Mejorar la calidad del servicio a través del monitoreo y control de los sistemas de distribución; iv)Gestionar la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas y, v) reducir los costos de la prestación del servicio de energía eléctrica

²⁶ 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.

²⁷ 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, agentes-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.

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 adelantado por la Comisión, el cual se encuentra publicado a través de 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.

En este sentido, a juicio de la Comisión, el modelo 3 que hace parte de las propuestas regulatorias de las resoluciones CREG 131 y 219 de 2020 así como la propuesta regulatoria definitiva es la que permite en mayor medida llevar a cabo la dimensión asociada con la competencia; sin embargo, la eficacia del despliegue implica que esta labor deba ser llevada a cabo por el Operador de Red. De ahí que este modelo 3 denominado “Gestión centralizada de información y despliegue por parte del OR” implique que esa gestión centralizada tiene un elemento importante asociado con la competencia, la cual será evidente y materializable una vez se cuente con el despliegue y funcionamiento del AMI, sin embargo, el despliegue debe ser llevado a cabo por el Operador de Red con base en su experiencia, en términos de conocimiento de las redes y las dificultades que enfrenta, siendo esta circunstancia la que motiva a acudir a la SIC en materia de abogacía de la competencia.

Ahora, es importante precisar que frente a este despliegue por parte del Operador de Red y la incidencia que esto tiene en la libre competencia, la Comisión ha buscado identificar

herramientas que permitan la mitigación de este efecto, tanto a corto como mediano plazo. Ejemplo de estas, es que:

- i) En la propuesta regulatoria que se remite el usuario tiene la posibilidad de adquirir su equipo de medida, garantizando lo que para el efecto se encuentra previsto en la Ley 142 de 1994;
- ii) La priorización del AMI se hace sobre un *cluster* de usuarios de más de 1000 kWh independientemente del comercializador que lo atienda;
- iii) La recolección normalizada de información de los OR para entrega al Gestor Independiente de Datos e Información con obligaciones claras;
- iv) El desarrollo regulatorio del Gestor Independiente de Datos e Información, para lo cual se ha previsto desde la propuesta regulatoria que se remite que estas actividades deben desarrollarse por parte de un agente neutral e independiente;
- v) Además de las obligaciones incluidas en la propuesta regulatoria aprobada, se deben llevar a cabo los ajustes regulatorios a las normas en materia de comercialización minorista, deberes y obligaciones de los usuarios y comercializadores frente al OR y la recolección de la medida, principalmente previstas en el Reglamento de Comercialización de Energía;
- vi) El análisis de las inversiones;

De acuerdo con esto, la Comisión ha considerado importante buscar herramientas que equilibren la tarea de despliegue de la infraestructura del AMI por parte del Operador de Red y la recolección de la medida, buscando que se desarrolle la libre competencia en mayor grado que lo que se realiza actualmente, entendiendo además que la competencia no se encuentra en la actividad de lectura o de instalación del medidor sino en el libre ejercicio de la compra y venta de energía con multiplicidad de oferentes, lo que efectivamente se verá beneficiado con el despliegue de AMI.

Ahora, en un segundo momento y una vez llevada a cabo de la infraestructura de la medición avanzada, como el funcionamiento del Gestor Independiente de Datos e Información y el acceso a dicha información de manera centralizada, se advierte que esta será una etapa donde adquiere mayor relevancia la promoción de la competencia y prestación eficiente del servicio, principalmente a nivel de la actividad de comercialización minorista, a su vez que garantizar el cumplimiento de los objetivos de política en materia del servicio público, acercándose al cumplimiento de las metas de cobertura del AMI previstas en la Resolución 40072 de 2018 en el SIN, en condiciones de eficiencia.

Lo anterior, toda vez que la Gestión Independiente de Datos e Información y su desarrollo permitirá 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 y así como otras funciones en el marco de la libre escogencia de prestador y libertad de acceso a tarifas. Esto, en la medida que esta gestión implica 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.

Se concluye entonces que la propuesta regulatoria si bien tiene incidencia en la libre competencia, ha buscado un equilibrio y razonabilidad de las medidas adoptadas, articulando objetivos de política pública, el desarrollo de un esquema de implementación y despliegue en condiciones de eficiencia, mitigando los efectos sobre otros aspectos o dimensiones identificadas como es el caso de la libre competencia en un primer momento.