

**Consultor para proponer alternativas  
regulatorias para establecer las  
condiciones para la implementación  
de la Infraestructura de Medición  
Avanzada (AMI) en el Sistema  
Interconectado Nacional (SIN)**

**ENTREGABLE 1-  
ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA  
JUAN DIEGO GRANADA**

LISTA DE TABLAS .....	5
1. ESTRUCTURA DE LA PROPUESTA REGULATORIA.....	6
1.1 REVISIÓN INTERNACIONAL .....	6
1.1.1 MERCADO ELÉCTRICO DE CALIFORNIA (ESTADOS UNIDOS) .....	7
1.1.1.1 Caracterización del mercado eléctrico del Estado de California .....	8
1.1.1.2 Costos en la tarifa de electricidad en el Estado de California.....	8
1.1.1.3 Implementación AMI en el Estado de California .....	12
1.1.2 MERCADO ELÉCTRICO DE AUSTRALIA .....	15
1.1.2.1 Caracterización del mercado eléctrico de Australia .....	16
1.1.2.2 Costos en la tarifa de electricidad en Australia.....	17
1.1.2.3 Implementación AMI en Australia .....	19
1.1.3 MERCADO ELÉCTRICO DE LONDRES (REINO UNIDO).....	26
1.1.3.1 Caracterización del mercado eléctrico de Londres (Reino Unido).....	27
Población Estimada .....	27
Población Estimada .....	28
1.1.3.2 Costos en la tarifa de electricidad en Londres (Reino Unido).....	28
1.1.3.3 Implementación AMI en Londres (Reino Unido) .....	30
1.1.4 MERCADO ELÉCTRICO DE CHILE .....	36
1.1.4.1 Caracterización del mercado eléctrico de Chile .....	36
1.1.4.2 Costos en la tarifa de electricidad en Chile.....	37
1.1.4.3 Implementación de AMI en Chile.....	38
1.1.5 EXPERIENCIAS DE IMPLIMENTACIÓN DE AMI EN BRASIL .....	42
1.1.5.1 Equatorial Energía Pará.....	43
1.1.5.2 Copel .....	44
1.1.6 ANÁLISIS COMPARATIVO REPRESENTATIVO .....	45
1.2 REVISIÓN NACIONAL .....	48
1.2.1 REVISIÓN NORMATIVA .....	48
1.2.2 PRESENTACIÓN DE EXPERIENCIAS NACIONALES .....	50
1.2.2.1 Centrales Eléctricas De Norte De Santander (CENS).....	50

1.2.2.2	Central Hidroeléctrica De Caldas S.A.E.S.P. Bic (CHEC).....	54
1.2.2.3	Empresa De Energía Del Bajo Putumayo (EEBP S.A E.S.P.).....	60
1.2.2.4	Electrificadora De Santander S.A. E.S.P. (ESSA) .....	63
1.2.2.5	Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ) .....	69
1.2.2.6	Compañía Energética de Occidente (CEO) .....	74
1.2.2.7	ENEL .....	77
<b>1.3</b>	<b>ACTUALIZACIÓN DE COSTOS Y BENEFICIOS.....</b>	<b>82</b>
<b>1.3.1</b>	<b>ACTUALIZACIÓN DE COSTOS .....</b>	<b>82</b>
1.3.1.1	Análisis y actualización de costos a partir de las estimaciones del documento CREG D-002 de 2022.....	83
1.3.1.2	Revisión de costos reportados en las respuestas a la circular CREG 129 de 2025.....	84
1.3.1.3	Costos adicionales identificados.....	88
1.3.1.4	Cotizaciones directas con proveedores .....	90
1.3.1.5	Integración de insumos de costos.....	90
<b>1.3.2</b>	<b>BENEFICIOS: ANTECEDENTES Y CONSOLIDACIÓN .....</b>	<b>91</b>
1.3.2.1	Selección y definición de beneficios priorizados.....	100
1.3.2.2	Definición de beneficios adicionales.....	104
1.3.2.3	Ajustes propuestos en la cuantificación de algunos beneficios .....	106
<b>1.4</b>	<b>ALTERNATIVAS REGULATORIAS A LA RESOLUCIÓN CREG .....</b>	<b>109</b>
<b>1.4.1</b>	<b>RESUMEN DE LAS RESPUESTAS A LA CIRCULAR 129 DE 2025 .....</b>	<b>110</b>
1.4.1.1	FINANCIACIÓN.....	110
1.4.1.2	PROPIEDAD .....	113
1.4.1.3	Beneficios.....	116
1.4.1.4	Incentivos y Acciones Regulatorias Propuestas para el Despliegue Efectivo .....	118
<b>1.4.2</b>	<b>ALTERNATIVAS Y PROPUESTAS COMPLEMENTARIAS .....</b>	<b>121</b>
<b>1.5</b>	<b>IMPACTO TARIFARIO .....</b>	<b>124</b>
<b>1.5.1</b>	<b>AHORRO DE ENERGÍA .....</b>	<b>127</b>
<b>1.5.2</b>	<b>AHORRO POR SUSPENSIÓN Y RECONEXIÓN.....</b>	<b>128</b>
<b>1.5.3</b>	<b>AHORRO POR MEJORAS EN LA COMPETENCIA – PRECIO DE GENERACIÓN</b>	<b>130</b>
<b>1.5.4</b>	<b>AHORRO EN LA LECTURA .....</b>	<b>132</b>

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCg – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

1.5.5 MEJORA EN INDICADORES DE CALIDAD - SAIDI .....	134
1.5.6 AHORRO POR MENORES PÉRDIDAS Y GESTIÓN DE PÉRDIDAS.....	135
1.5.7 APLICATIVO PARA EL ANÁLISIS .....	136
1.5.8 ANÁLISIS DE ESCENARIOS.....	136
1.5.9 Evaluación de Beneficios y Escenarios de Implementación .....	143
1.5.10 ANALISIS POR MERCADO .....	146
1.6 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS .....	149

## **TABLA DE ILUSTRACIONES**

Ilustración 1 Población Estimada De California (Elaboración Propia).....	6
Ilustración 2 Precio promedio por KWh de California desde el 2006 (Elaboración Propia) .....	8
Ilustración 3 Población estimada de Australia desde el año 2000 (Elaboración Propia) .....	15
Ilustración 4 Precio promedio por KWh de Australia desde 1998 (Elaboración Propia) .....	16
Ilustración 5 Población estimada de Reino Unido desde el 2000 (Elaboración Propia) .....	25
Ilustración 6 Población estimada de Londres desde el 2000 (Elaboración Propia). 26	
Ilustración 7 Resultados de la revisión de insumos - Circular CREG 129 de 2025 (Elaboración Propia) .....	83
Ilustración 8 Diagramas de caja de los costos reportados por los agentes (Elaboración propia) .....	85
Ilustración 9 Beneficios mapeados de implementación de AMI .....	90
Ilustración 10: Costos y beneficios estimados por la implementación de AMI. Valores constantes 2022.....	94
Ilustración 11 Costo y beneficio total estimado para cada actor - escenario base UPME (medidor pagado por el usuario). Valores constantes 2022 .....	95
Ilustración 12 Costo y beneficio total estimado para cada actor - escenario alternativo (costo del medidor trasladado al distribuidor). Valores constantes 2022. ....	96
Ilustración 13 Costo y beneficio total estimado para cada actor - escenario alternativo (costo del medidor trasladado al distribuidor). Valores constantes 2022. ....	97
Ilustración 14 Porcentaje estimado de reducción en pérdidas no técnicas por año .....	105
Ilustración 15: Parámetros para el modelado de un mercado con altas pérdidas. ....	135
Ilustración 16: Análisis unitario (micro) por medidor avanzado desde el punto de vista del OR en un mercado con altas pérdidas. ....	136
Ilustración 17: Análisis unitario (micro) por medidor avanzado desde el punto de vista del usuario en un mercado con altas pérdidas. ....	137
Ilustración 18: Parámetros para el modelado de un mercado con bajas pérdidas. ....	138

Ilustración 19: Análisis unitario (micro) por medidor avanzado desde el punto de vista del OR en un mercado con bajas pérdidas. ....	139
Ilustración 20: Análisis unitario (micro) por medidor avanzado desde el punto de vista del usuario en un mercado con bajas pérdidas. ....	140
Ilustración 21: Beneficios de implementación del Proyecto AMI a 5,10 Y 15 Años (Cifra en miles de Millones COP).....	144
Ilustración 22: Comparativo de Costos y Beneficios por Escenario (Cifra en miles de millones COP) .....	145
Ilustración 23: Beneficio Neto (Beneficio-Costos) evaluado en 3 escenarios de despliegue (Cifra en miles de millones COP).....	146
Ilustración 24: Beneficio Neto (Beneficio-Costos) escenario de despliegue 5 años.....	147
Ilustración 25: Beneficio Neto (Beneficio-Costos) escenario de despliegue 10 años.....	147
Ilustración 25: Beneficio Neto (Beneficio-Costos) escenario de despliegue 10 años.....	148

## **LISTA DE TABLAS**

Tabla 1 Tipo de clientes en el mercado eléctrico de California.....	7
Tabla 2 Programas de asistencia energética en California .....	9
Tabla 3 Programas de asistencia energética en Australia .....	16
Tabla 4 Tipo de usuarios de energía eléctrica en Londres.....	27
Tabla 5 Programas de asistencia energética en Londres .....	28
Tabla 6 Análisis Comparativo de los mercados estudiados .....	43
Tabla 7 Análisis comparativo de la implementación de AMI en los mercados estudiados .....	44
Tabla 8 Normativa Vigente .....	47
Tabla 9 Detalle de los insumos incorporados para la revisión de costos y beneficios - Circular CREG 129 de 2025 (Elaboración Propia).....	83
Tabla 10 Costos clasificados por actor en el marco de las respuestas a la circular CREG 129 de 2025 .....	84
Tabla 11: Aproximaciones de costos obtenidos a partir de respuestas a la circular CREG 129 de 2025 .....	86
Tabla 12: Integración de estimaciones y valores finales propuestos.....	88
Tabla 13 Análisis costo - beneficio AMI.....	91
Tabla 14 Costos y beneficios estimados por la implementación de AMI .....	92
Tabla 15: Beneficios estimados de implementación de AMI con la entra en vigencia de la Ley 2099 de 2021 .....	96
Tabla 16: Beneficios a usuarios y OR y su asociación con la tarifa.....	123

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

## 1. ESTRUCTURA DE LA PROPUESTA REGULATORIA

### 1.1 REVISIÓN INTERNACIONAL

La adopción de Infraestructura de Medición Avanzada, conocidas como AMI (Advanced Metering Infrastructure), se ha convertido en una pieza clave para modernizar el sector eléctrico en todo el mundo. En Colombia, sin embargo, avanzar hacia redes inteligentes y lograr una participación de los usuarios aún enfrenta varios retos regulatorios, financieros y tecnológicos.

Es por eso, que resulta esencial mirar hacia afuera y aprender de las experiencias de otros países que ya han recorrido este camino.

Este apartado busca analizar y comparar cómo se ha implementado el AMI en cuatro mercados eléctricos que presentan marcos regulatorios y modelos operativos similares o asimilables al mercado colombiano y distintos niveles de desarrollo tecnológico, que permite tener una visión amplia y enriquecedora sobre los desafíos y oportunidades que trae consigo esta tecnología para la implementación en Colombia.

Los Mercados Eléctricos internacionales estudiados son:

- California (EE. UU.),
- Londres (Reino Unido),
- Australia y
- Chile.

Para cada uno de los mercados se realizará una descripción, una caracterización del mismo, y una presentación de cómo fue implementado el AMI.

Para ampliar los aspectos de la implementación del AMI, enfocaremos la revisión en cinco aspectos clave, en cada mercado, definiendo:

- **Metodología utilizada en la implementación de AMI**, indicando una breve descripción de los aspectos clave de la implementación.
- **Marco Regulatorio**, que ha facilitado o limitado su desarrollo.
- **Tratamiento tarifario y mecanismos de recuperación de costos**.
- **Inversiones necesarias**, incluyendo cómo se han financiado y qué rol han jugado los sectores público y privado
- **Lecciones aprendidas** durante la planificación, implementación y operación del AMI.

Con este análisis se espera identificar los factores que han sido determinantes para el éxito, los obstáculos más comunes y las buenas prácticas que podrían servir de guía para avanzar en la hoja de ruta hacia la implementación del AMI en Colombia. Todo esto, con el objetivo de avanzar hacia un sistema energético más eficiente, confiable y donde prime el bienestar de los usuarios.

### **1.1.1 MERCADO ELÉCTRICO DE CALIFORNIA (ESTADOS UNIDOS)**

En Estados Unidos, el mercado eléctrico no está unificado ni regulado de forma centralizada, sino que funciona bajo una estructura mixta y descentralizada, donde cada estado define su modelo regulatorio.

A nivel federal, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) supervisa la transmisión interestatal y los mercados mayoristas en las regiones desreguladas, pero la regulación de la distribución y las tarifas al usuario final es competencia de los entes estatales.

En varias zonas del país, como el noreste, Texas y California, operan mercados mayoristas competitivos gestionados por Operadores Independientes del Sistema (ISOs) u Organizaciones Regionales de Transmisión (RTOs), donde la generación participa libremente y el despacho se basa en un modelo de costos marginales mediante mecanismos de subasta.

En estas regiones desreguladas, las funciones de generación (G), transmisión (T), distribución (D) y comercialización (C), (G+T+D+C) están parcial o totalmente desagregadas. La generación y comercialización operan en competencia, mientras que la transmisión y distribución permanecen como monopolios regulados.

En contraste, en muchos otros estados (como Florida, Alabama o Carolina del Norte), el sistema sigue siendo verticalmente integrado, con empresas de servicios públicos que generan, transmiten y distribuyen la energía bajo regulación estatal.

Esta coexistencia de modelos crea una gran diversidad de estructuras y niveles de competencia en todo el país.

En el caso particular de California, el mercado eléctrico es uno de los más avanzados y complejos del país. Está gestionado por el California Independent System Operator (CAISO), que opera el sistema interconectado y administra un mercado mayorista competitivo. Las empresas de servicios públicos, como PG&E, SCE y SDG&E, están desagregadas: no generan energía, sino que compran en el

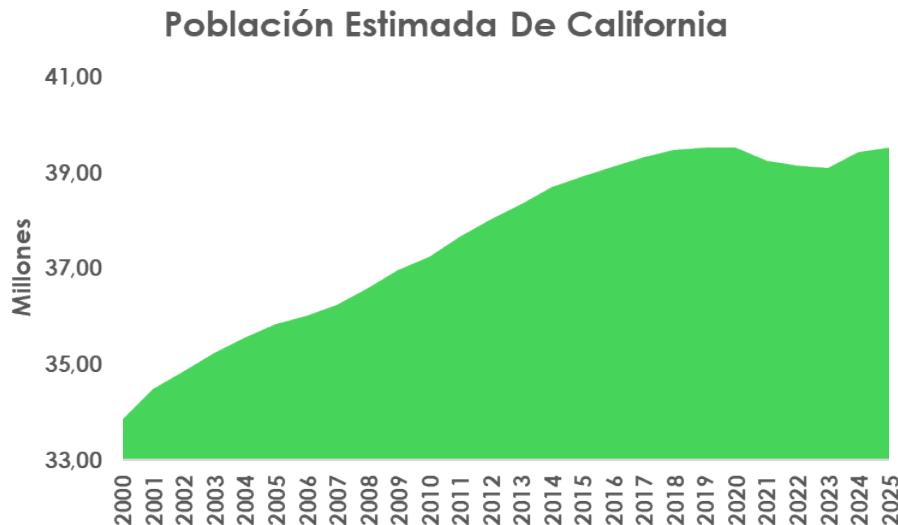
mercado y la entregan a los usuarios a través de redes de distribución bajo regulación estatal.

Los consumidores pueden participar en programas de tarifas dinámicas, respuesta a la demanda y generación distribuida. California también ha liderado la integración de energías renovables y tecnologías como la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), todo dentro de un marco regulatorio que fomenta la competencia, la sostenibilidad y la eficiencia operativa.

#### **1.1.1.1 *Caracterización del mercado eléctrico del Estado de California***

Según datos oficiales del Departamento de Finanzas de California, la población estimada del estado al 1 de enero de 2025 es de 39,529,000 personas, lo que representa un aumento de 108,000 habitantes respecto al año 2024. De igual forma se conoce que el ingreso promedio de un hogar en California fue entre 2019 y 2023 de \$96.000 USD, pero que aproximadamente el 18.9% de la población de California están en condición de pobreza.

A continuación, se presenta la variación de la población desde el año 2000.



*Ilustración 1 Población Estimada De California (Elaboración Propia)*

#### **1.1.1.2 *Costos en la tarifa de electricidad en el Estado de California***

En California, la CPUC aprueba el monto que cada empresa eléctrica puede cobrar a sus clientes. Este es el "requisito de ingresos" de la empresa y se basa en el

costo de operación, mantenimiento y financiamiento de la infraestructura utilizada para operarla, así como en el costo del combustible y la energía que adquiere. El requisito de ingresos constituye la base para determinar las tarifas eléctricas para cada categoría de cliente.

Las categorías de clientes existentes en el mercado de California se categorizan según su perfil de consumo, demanda y características operativas.

A continuación, se presentan las principales clases de clientes en el mercado eléctrico de California:

**Tabla 1 Tipo de clientes en el mercado eléctrico de California**

Categoría de Usuario	Descripción	Subcategorías	Características Tarifarias
<b>Residencial</b>	Hogares y viviendas particulares.	N/A	Tarifas escalonadas o por tiempo de uso (TOU).
<b>Comercial</b>	Negocios, oficinas, restaurantes y establecimientos minoristas.	Pequeño comercio: demanda < 20 kW Mediano comercio: demanda entre 20 y 500 kW Gran comercio: demanda > 500 kW	Tarifas basadas en demanda máxima y consumo energético.
<b>Industrial</b>	Fábricas, plantas de procesamiento y grandes instalaciones industriales.	N/A	Tarifas basadas en demanda máxima y consumo energético.
<b>Agrícola</b>	Granjas, sistemas de riego y operaciones agroindustriales.	N/A	Tarifas específicas que consideran las particularidades del consumo agrícola.
<b>Alumbrado público y agencias gubernamentales</b>	Sistemas de iluminación pública y entidades gubernamentales.	N/A	Tarifas diseñadas para reflejar patrones de consumo y necesidades operativas.

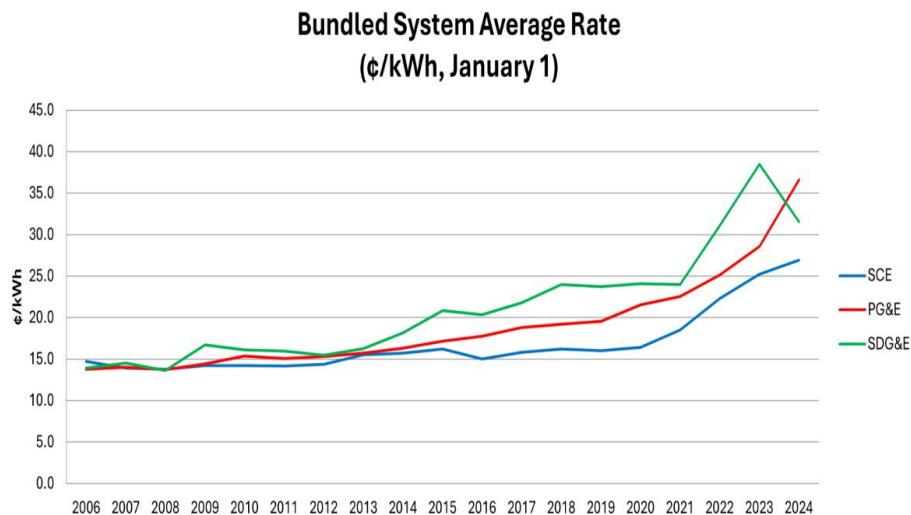
Por otro lado, la CPUC regula las tres grandes empresas eléctricas de California, propiedad de inversionistas: Pacific Gas and Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) y San Diego Gas and Electric (SDG&E), así como tres empresas

eléctricas más pequeñas y multijurisdiccionales: Bear Valley Electric Service, PacifiCorp y Liberty Utilities

Los costos de la electricidad para los usuarios residenciales se determinan mediante una combinación de tarifas por consumo y cargos fijos mensuales. La CPUC regula estas tarifas para garantizar que reflejen los costos reales de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como para promover la equidad y la eficiencia energética.

Las tarifas por consumo pueden ser de dos tipos: escalonadas, donde el precio por kilovatio-hora (kWh) aumenta con el nivel de consumo, y por tiempo de uso (TOU), donde el precio varía según la hora del día y la demanda del sistema eléctrico.

A continuación, se presenta el gráfico con el precio promedio por kWh a través del tiempo de las principales empresas de servicio en California en donde se ve que al 2025 el costo promedio es 31 ¢/kWh.



**Ilustración 2 Precio promedio por KWh de California desde el 2006 (Elaboración Propia)**

Adicionalmente en California existen diferentes subsidios o programas de asistencia energética disponibles para usuarios residenciales de electricidad, especialmente aquellos de bajos ingresos. Estos programas están gestionados por la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC) y otras entidades gubernamentales.

A continuación, se detallan las características de estos programas.

**Tabla 2 Programas de asistencia energética en California**

Programa	Descripción	Beneficiarios	Descuento/Beneficio
<b>CARE (California Alternate Rates for Energy)</b>	Ofrece un descuento mensual en la factura eléctrica y de gas natural para hogares de bajos ingresos.	Hogares con ingresos ≤ 200% de las pautas federales de pobreza o participantes en ciertos programas de asistencia pública.	30-35% en electricidad y 20% en gas natural.
<b>FERA (Family Electric Rate Assistance)</b>	Proporciona un descuento en la factura eléctrica para familias de ingresos moderados que no califican para CARE.	Hogares de 3 o más personas con ingresos entre 200% y 250% de las pautas federales de pobreza.	18% en electricidad.
<b>LIHEAP (Low Income Home Energy Assistance Program)</b>	Programa federal que ayuda a hogares de bajos ingresos a cubrir costos energéticos, incluyendo asistencia en crisis y mejoras de eficiencia energética.	Hogares con ingresos ≤ 60% del ingreso medio estatal.	Asistencia única de hasta \$1,000 para facturas vencidas y mejoras gratuitas de eficiencia energética.
<b>AMP (Arrearage Management Plan)</b>	Plan de condonación de deudas para clientes con saldos vencidos significativos.	Clientes inscritos en CARE o FERA con deudas acumuladas.	Descuento de hasta \$8,000 en deudas si se cumplen los requisitos del programa.
<b>REACH (Relief for Energy Assistance through Community Help)</b>	Proporciona asistencia única para evitar desconexiones del servicio eléctrico.	Clientes con aviso de desconexión y necesidad financiera urgente.	Hasta \$300 para cubrir facturas vencidas.
<b>Medical Baseline</b>	Ofrece una asignación adicional de energía a tarifas reducidas para clientes con necesidades médicas específicas.	Clientes con condiciones médicas que requieren equipos eléctricos esenciales.	Tarifa reducida para una cantidad adicional de energía.

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

Programa	Descripción	Beneficiarios	Descuento/Beneficio
<b>California Climate Credit</b>	Crédito semestral en la factura financiado por el programa estatal de límites máximos y comercio de carbono.	Todos los clientes residenciales de utilities reguladas por la CPUC.	Crédito automático en la factura en primavera y otoño.

### **1.1.1.3 *Implementación AMI en el Estado de California***

#### **1.1.1.3.1 *Metodología de la implementación de AMI en California***

El despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en el sector eléctrico de California fue impulsado por la necesidad de modernizar la red, aumentar la eficiencia energética y fomentar la participación de los usuarios. A mediados de la década de 2000, la California Public Utilities Commission (CPUC) aprobó planes de implementación para las tres empresas principales reguladas por el estado: Pacific Gas and Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) y San Diego Gas & Electric (SDG&E). Estos planes contemplaban la instalación masiva de medidores avanzados eléctricos con capacidades de medición horaria, comunicación bidireccional y compatibilidad con tarifas por tiempo de uso (TOU) y programas de respuesta a la demanda.

El despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en California fue un proceso regulado y aprobado por la Comisión de Servicios Públicos de California (CPUC), en el cual cada empresa de servicios públicos presentó propuestas detalladas para su implementación.

En 2005, Pacific Gas and Electric Company (PG&E) presentó la Aplicación A.05-06-028 solicitando autorización para desplegar su sistema AMI. La CPUC aprobó esta solicitud mediante la Decisión D.06-07-027 (California Public Utilities Commission [CPUC], 2006) en julio de 2006, permitiendo a PG&E implementar medidores avanzados y establecer mecanismos de recuperación de costos asociados. Para ello, PG&E implementó un esquema financiero basado en cuentas de balance específicas, que registraban los costos reales y los beneficios operativos esperados del programa. Estas cuentas eran revisadas periódicamente y permitían realizar ajustes tarifarios escalonados en función del avance del despliegue. Adicionalmente, la CPUC autorizó un financiamiento inicial de 49 millones de dólares para actividades preliminares, como pruebas piloto, selección tecnológica y diseño del sistema, cuyos costos fueron recuperados a través de *Advice Letters*

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

(*Pacific Gas and Electric Company, 2007*). Estas son solicitudes formales que las empresas reguladas presentan ante la CPUC para proponer cambios tarifarios, reportar gastos o implementar medidas previamente aprobadas. PG&E utilizó este mecanismo para justificar gastos adicionales y trasladarlos a tarifa, todo bajo la supervisión regulatoria continua de la Comisión. Finalmente, se fijó un límite de costo total de 1.61 mil millones de dólares, por encima del cual se requería una revisión formal de razonabilidad, asegurando así el control y la transparencia en el proceso de recuperación de la inversión.

Southern California Edison (SCE) también buscó implementar su propio sistema AMI. En 2008, la CPUC aprobó un acuerdo de conciliación mediante la Decisión D.08-09-039, autorizando a SCE a invertir \$1.63 mil millones en su proyecto AMI, con beneficios netos estimados entre \$9 millones y \$304 millones, dependiendo de los escenarios analizados. Según lo documentado por la CPUC, el plan aprobado proyectaba beneficios brutos por \$1.174 millones asociados a eficiencias operativas (como la lectura remota, reconexiones automáticas, facturación digital y detección de fallas), y \$816 millones adicionales relacionados con la conservación de energía, control de carga y respuesta a la demanda (California Public Utilities Commission [CPUC], 2010). Esta estimación corresponde a un período de análisis de 20 años, con supuestos variables que explican la amplia gama de resultados netos proyectados,

Por su parte, San Diego Gas & Electric Company (SDG&E) presentó su propuesta para el despliegue de AMI, la cual fue aprobada por la CPUC en 2007 a través de la Decisión D.07-04-043. Esta decisión permitió a SDG&E invertir \$572 millones en su proyecto AMI entre 2007 y 2011, con beneficios netos estimados entre \$40 millones y \$51 millones.

En resumen, entre 2006 y 2014, California llevó a cabo el despliegue de medidores avanzados (AMI) a través de sus tres principales empresas distribuidoras reguladas por la CPUC: PG&E, SCE y SDG&E. PG&E fue la primera en iniciar el proceso en 2006, tras la aprobación de su propuesta bajo la decisión D.06-07-027, e instaló más de cinco millones de medidores en un período de aproximadamente ocho años. Por su parte, SCE comenzó en 2009, luego de la decisión D.08-09-039, y completó la instalación en un plazo de entre cuatro y cinco años. SDG&E, que inició el despliegue en 2008, finalizó en 2012 tras instalar cerca de 1,4 millones de medidores. Para 2014, más del 99 % de los usuarios de estas compañías ya contaban con tecnología AMI, posicionando a California como uno de los estados con mayor cobertura en este tipo de infraestructura a nivel nacional.

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

#### **1.1.1.3.2 Tratamiento tarifario en implementación del AMI**

La recuperación de los costos asociados al despliegue de AMI en California se realiza a través de la base tarifaria de las empresas de servicios públicos reguladas por la CPUC.

Las inversiones de capital (CAPEX) realizadas por las empresas de servicios públicos en la adquisición e instalación de contadores inteligentes y la infraestructura de apoyo (redes de comunicación, sistemas de TI) se consideran inversiones de capital.

Estas inversiones son aprobadas por la CPUC y, una vez validadas, se les permite a las empresas recuperarlas a través de las tarifas que cobran a sus clientes. Las empresas de servicios públicos recuperan estos costos a lo largo de la vida útil de los activos, generalmente a través de cargos mensuales por servicio o tarifas de uso que se incluyen en la factura de electricidad de los consumidores.

El proceso de aprobación de la CPUC exige que las empresas de servicios públicos demuestren la prudencia de sus inversiones en AMI y que presenten análisis de costo-beneficio que justifiquen el despliegue.

El sistema busca asegurar que los beneficios para los clientes (ej. ahorros energéticos, mayor fiabilidad de la red) y para el sistema en general superen los costos.

Sin embargo, en el pasado ha habido controversias sobre si los beneficios reales para los clientes se sincronizaban con la recuperación de los costos, o si se trasladaban costos de despliegue innecesarios a los consumidores.

En algunos casos, como el de California, la CPUC ha permitido a los consumidores residenciales la opción de optar por no tener un contador inteligente, pero esto a menudo viene acompañado de un cargo adicional recurrente para cubrir los costos asociados con la lectura manual continua de su medidor analógico y los costos de los programas especiales de opt-out.

#### **1.1.1.3.3 Lecciones aprendidas durante la implementación de AMI**

La CPUC (Comisión de Servicios Públicos de California) ha enfatizado la importancia de una evaluación costo-beneficio (CBA) rigurosa y la justificación de

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

que los proyectos de AMI generen un beneficio neto para los clientes. Los planes de negocio iniciales de las empresas de servicios públicos, como Southern California Edison (SCE), a menudo proyectaban costos nominales de despliegue que fueron superados significativamente en la implementación real, llevando a un escrutinio regulatorio y a la necesidad de justificar los beneficios prometidos.

Una de las principales lecciones del despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en California fue la necesidad de fortalecer la ciberseguridad del sistema. La creciente sofisticación de las amenazas cibernéticas, sumada a la exposición de datos sensibles de los usuarios y al riesgo de interrupciones en el servicio, evidenció que la protección digital no es un complemento, sino un componente esencial para la confiabilidad del sistema eléctrico y la confianza del usuario final. En respuesta, empresas como Southern California Edison (SCE) adoptaron un enfoque de defensa en profundidad, implementando múltiples capas de seguridad física y lógica. Entre las medidas destacadas se incluyeron el cifrado de datos, la autenticación individual de dispositivos mediante claves únicas, actualizaciones periódicas de firmware y monitoreo continuo de vulnerabilidades. Además, SCE participó activamente en iniciativas colaborativas como el AMI-SEC Task Force y ejercicios nacionales como GridEx, orientados a establecer estándares técnicos y operativos que refuerzen la resiliencia del sistema ante posibles ataques (California Public Utilities Commission [CPUC], 2008; AMI-SEC Task Force, 2008).

### **1.1.2 MERCADO ELÉCTRICO DE AUSTRALIA**

El mercado de energía eléctrica en Australia funciona principalmente a través del National Electricity Market (NEM), uno de los mercados mayoristas más avanzados y complejos del mundo.

Este sistema interconectado abarca cinco regiones: Queensland, Nueva Gales del Sur (incluyendo ACT), Victoria, Australia Meridional y Tasmania. Todo el sistema es operado por el Australian Energy Market Operator (AEMO), que coordina la oferta y demanda en tiempo real mediante un mecanismo de subastas que fija precios cada cinco minutos.

Los generadores participan ofreciendo su energía al menor precio posible, y el AEMO despacha las plantas más eficientes según el orden de mérito económico. Este mercado es "energy-only", lo que significa que los generadores solo obtienen

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

ingresos por la energía efectivamente vendida en el mercado spot o mediante contratos bilaterales.

La estructura institucional del mercado australiano está conformada por tres entidades clave: el Australian Energy Market Commission (AEMC), que define las reglas del mercado; el Australian Energy Regulator (AER), que supervisa la conducta del mercado y regula las redes de transmisión y distribución; y el AEMO, que gestiona la operación técnica y comercial.

En esta estructura los consumidores pueden elegir libremente a su comercializador, lo cual promueve la competencia minorista. El sistema está diseñado para incentivar eficiencia, confiabilidad y participación de actores privados bajo una estricta supervisión técnica y regulatoria.

#### **1.1.2.1 *Caracterización del mercado eléctrico de Australia***

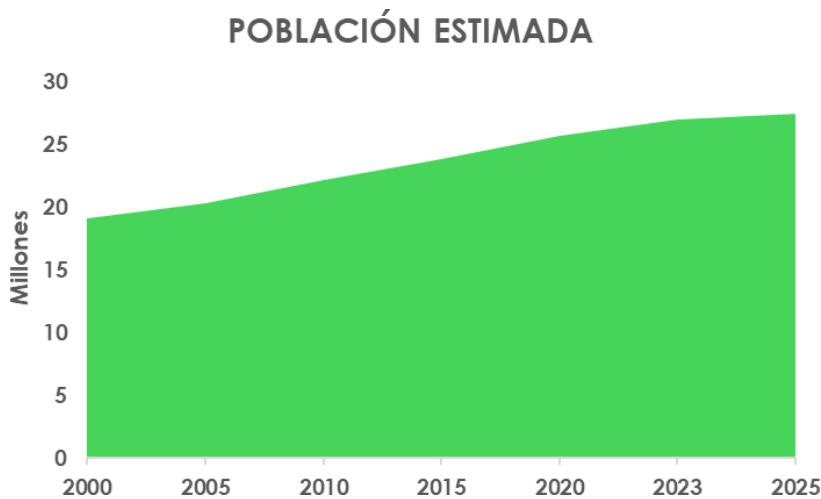
Según datos del Australian Bureau of Statistics (ABS), la población estimada de Australia al 30 de septiembre de 2024 fue de 26,971,600 personas. Entre 2000 y 2025, la población australiana ha aumentado en más de 8 millones de personas, pasando de aproximadamente 19.1 millones en 2000 a más de 27 millones en la actualidad.

Este crecimiento responde tanto al aumento natural como a las políticas migratorias, consolidando a Australia como uno de los países con mayor crecimiento demográfico proporcional entre las economías desarrolladas.

En cuanto a los aspectos socioeconómicos, el ingreso promedio disponible equivalente de los hogares australianos entre 2019 y 2022 fue de \$1,104 AUD semanales, lo que equivale a cerca de \$57,408 AUD anuales, según el ABS. Sin embargo, en términos de pobreza, el 12.6% de la población vivía por debajo del umbral del 50% del ingreso mediano en 2023.

Todo lo anterior indica que, aunque Australia mantiene un nivel de vida alto en promedio, persisten desigualdades que afectan especialmente a ciertos grupos vulnerables como personas con discapacidad, madres solteras y desempleados.

A continuación, se presenta la variación de la población desde el año 2000



*Ilustración 3 Población estimada de Australia desde el año 2000 (Elaboración Propia)*

#### **1.1.2.2 Costos en la tarifa de electricidad en Australia**

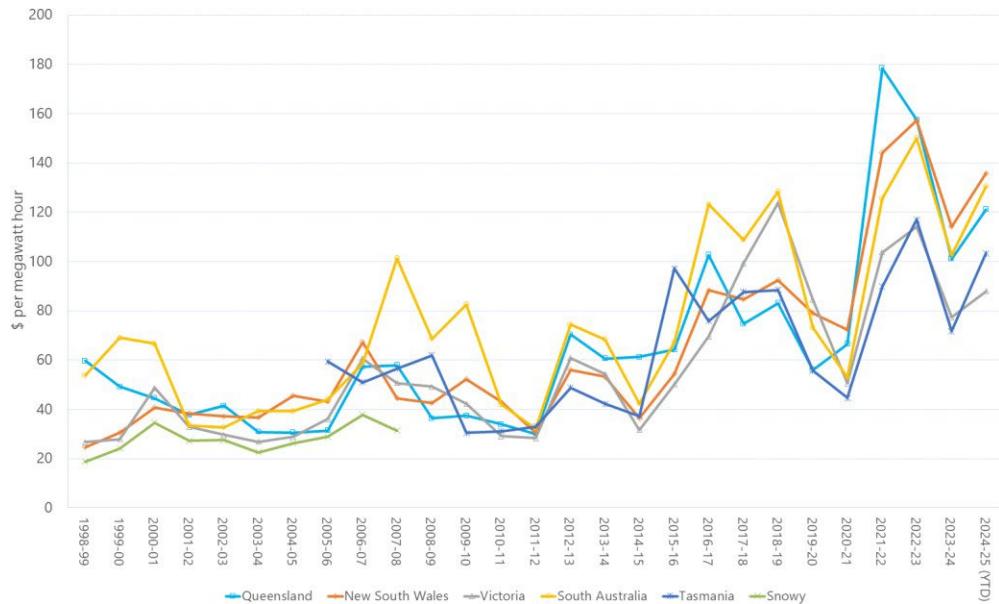
En Australia, la regulación de las tarifas eléctricas está a cargo del *Australian Energy Regulator* (AER), que establece los ingresos permitidos para las empresas distribuidoras mediante el modelo de "bloques de construcción" (*building block model*).

Este modelo considera diversos componentes tales como: Gastos Operativos, Depreciación, Impuestos y una tasa de retorno sobre la base de activos regulados (RAB).

El objetivo es asegurar que las empresas recuperen costos de forma eficiente y obtengan un retorno justo, promoviendo inversiones sostenibles y un suministro eléctrico confiable. Este enfoque se detalla en documentos como el "Post-tax revenue model handbook" del AER.

En cuanto a la clasificación de clientes, las empresas distribuidoras asignan a los usuarios a diferentes clases tarifarias, basándose en criterios como el nivel de voltaje de conexión, el consumo anual de energía y las capacidades de medición.

Por ejemplo, *Essential Energy* categoriza a sus clientes en cinco clases tarifarias, incluyendo "baja tensión residencial y pequeñas empresas", "baja tensión grandes consumidores", "alta tensión", "subtransmisión" y "transferencia entre distribuidores". Cada clase tiene estructuras tarifarias específicas que reflejan los costos asociados con el suministro de electricidad a ese grupo. A continuación, se muestra la variación del precio a lo largo del tiempo por MWh



**Ilustración 4 Precio promedio por KWh de Australia desde 1998 (Elaboración Propia)**

Adicionalmente, en Australia, existen diversos programas de subsidios y ayudas para los usuarios del mercado de energía eléctrica, implementados tanto a nivel federal como estatal. A continuación, se presenta una tabla que resume los principales subsidios disponibles en 2025:

**Tabla 3 Programas de asistencia energética en Australia**

Programa/Subsidio	Nivel	Beneficiarios	Monto y Forma de Pago
<b>Energy Bill Relief Fund (EBRF)</b>	Federal	Todos los hogares con cuenta activa de electricidad	Hasta \$150 AUD en dos pagos trimestrales de \$75, aplicados automáticamente en la factura
<b>EBRF 2024–25</b>	Federal	Todos los hogares y pequeñas empresas elegibles	Hogares: hasta \$300 AUD; Pequeñas empresas: hasta \$325 AUD, en pagos trimestrales
<b>Crédito de Electricidad WA 2024</b>	Estatal (WA)	Hogares y pequeñas empresas elegibles en Australia Occidental	Crédito único de \$400 AUD aplicado a las facturas de electricidad

Programa/Subsidio	Nivel	Beneficiarios	Monto y Forma de Pago
<b>Rebaja por Costo de Vida QLD 2024–25</b>	Estatal (QLD)	Hogares con cuenta de electricidad activa en Queensland	Reembolso automático de \$1,000 AUD aplicado a las facturas de electricidad
<b>Rebajas por Ingresos Bajos y Otros</b>	Estatal	Personas mayores, veteranos, familias de bajos ingresos, condiciones médicas	Monto variable según el estado y la categoría; generalmente aplicado automáticamente a la factura
<b>Feed-in Tariffs (FiT)</b>	Estatal	Hogares con sistemas solares fotovoltaicos instalados	Tarifas por kWh exportado a la red; varían según el estado y el proveedor de energía

### **1.1.2.3 *Implementación AMI en Australia***

#### **1.1.2.3.1 Metodología en la implementación de AMI en Australia en el mercado del NEM**

La implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en el estado australiano de Victoria ha sido un caso de estudio importante sobre los desafíos y los elevados costos asociados a la modernización de la red eléctrica.

Un informe del Auditor General de Victoria, publicado en septiembre de 2015, desveló que los consumidores de electricidad en la región habían desembolsado la cifra de 2.200 millones de dólares australianos (AUD) durante los nueve años transcurridos desde que el gobierno estatal hizo obligatorio el uso de medidores avanzados.

Otras fuentes confirmaron que el despliegue superó los 2.000 millones de AUD. Este programa de gran envergadura implicó la instalación de aproximadamente 2.9 millones de medidores avanzados en cerca de 2.6 millones de puntos de suministro para pequeños clientes hacia finales de 2013.

Sin embargo, el costo inicial del despliegue no fue el único problema. El proyecto se vio afectado por costos adicionales y excesos de gasto significativos. Por ejemplo, una de las empresas distribuidoras de energía en Victoria, AusNet Services, incurrió en un gasto extra de 175 millones de AUD hasta diciembre de 2015.

Este desembolso adicional fue necesario para estabilizar los sistemas, asegurar la cobertura completa de la red y finalizar el programa AMI. La situación se complicó aún más cuando la Australian Energy Regulator (AER) se negó a cubrir 56.4 millones

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

de AUD de los costos presentados por AusNet en sus presupuestos de AMI para el período 2012-2015, lo que evidencia la existencia de ineficiencias o gastos no justificados dentro del proyecto.

Lo más desalentador para los consumidores fue el costo neto que recayó sobre ellos. El informe del Auditor General de Victoria señaló que, a pesar de la cuantiosa inversión, la continuación del despliegue obligatorio resultaría en un costo neto de 319 millones de AUD para los consumidores durante la vida útil del programa, con el riesgo de que esta cifra aumentara. La conclusión fue contundente: no se logró un "beneficio general para los consumidores", ya que cualquier ahorro derivado de la eliminación de la lectura manual de medidores antiguos fue superado por los mayores costos inherentes a la nueva infraestructura de medidores avanzados.

Un factor agravante de esta situación fue la falta de seguimiento gubernamental adecuado. El Auditor General expresó una preocupación considerable al indicar que el Departamento de Desarrollo Económico, Empleo, Transporte y Recursos de Victoria "no tenía un buen entendimiento del costo del programa, el cual no rastreaba". Esta carencia de supervisión añadió una capa de opacidad a un proyecto ya de por sí costoso.

Si bien la experiencia de Victoria ofrece una valiosa lección sobre los posibles escollos de los despliegues de AMI, es importante considerar una perspectiva comparativa para futuros despliegues.

La Australian Energy Market Commission (AEMC) ha analizado estimaciones para una implementación acelerada de medidores avanzados en otras jurisdicciones del Mercado Nacional de Electricidad (NEM). Se ha sugerido que un despliegue más eficiente podría reducir los costos a aproximadamente \$170 por medidor, una mejora significativa en comparación con estimaciones anteriores de \$250 por medidor. Sin embargo, estas son proyecciones y no reflejan directamente los elevados costos incurridos en el caso específico y obligatorio de la región de Victoria.

#### **1.1.2.3.2 Marco regulatorio de AMI en Australia**

El marco regulatorio australiano para el AMI ha experimentado una notable evolución, transitando desde un modelo basado en la "Opción de Elección" del cliente hacia un despliegue acelerado y de carácter universal. Las National Electricity Rules (NER) y las National Energy Retail Rules (NERR) constituyen la base legal fundamental que establece los requisitos para la prestación de servicios de medición en Australia. La reforma inicial de "Power of Choice" (2017) buscó trasladar la responsabilidad de la medición de los operadores de redes de

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

distribución (DNSPs) a los minoristas de energía, permitiendo a los clientes la opción de elegir la instalación de un contador inteligente.

Sin embargo, este enfoque no logró la adopción masiva y la eficiencia esperadas en el despliegue. En respuesta a la necesidad de un despliegue más rápido, la AEMC ha emitido determinaciones finales y nuevas reglas, efectivas a partir de diciembre de 2025, para "Acelerar el despliegue de contadores inteligentes" (Accelerating smart meter deployment). Este marco establece un despliegue eficiente y universal de contadores inteligentes para 2030.

Una reforma clave es la supresión del derecho del cliente a oponerse al cambio de la instalación de medición, lo que estandariza el proceso de despliegue. Se obliga a los DNSPs a desarrollar y programar el reemplazo de los contadores antiguos a través de Planes de Reemplazo de Contadores Heredados (Legacy Meter Replacement Plans - LMRP).

Se introducen nuevos procesos para la gestión de defectos en el sitio y para la coordinación entre DNSPs, minoristas de energía y coordinadores de medición, especialmente en ubicaciones con puntos de aislamiento compartidos, estableciendo así Nuevas Obligaciones de Coordinación Industrial.

Las nuevas reglas prohíben que se carguen costos iniciales a los clientes por la instalación de contadores inteligentes y exigen el consentimiento informado para cualquier cambio tarifario. Se requiere que los coordinadores de medición provean datos básicos de calidad de energía a los DNSPs para optimizar la gestión de la red, reducir costos y mejorar la seguridad, lo que representa una Mejora del Acceso a Datos de Calidad de Energía (PQD).

Finalmente, el National Measurement Institute (NMI) y Standards Australia son responsables de establecer y actualizar los estándares técnicos (como AS 62052.11-2005 y AS 62053.21-2005) para asegurar la precisión, fiabilidad y operatividad de los contadores inteligentes en el mercado energético australiano.

Las recientes reformas regulatorias persiguen la consecución de múltiples beneficios estratégicos para el sistema energético australiano y sus consumidores.

Entre los Objetivos del Marco Regulatorio se encuentran la Eficiencia y Rapidez en el Despliegue para lograr una implementación más ágil y eficiente a nivel nacional. Se busca generar Ahorros y Beneficios para el Consumidor al facilitar que los hogares y negocios accedan a ventajas económicas y otros beneficios derivados de una gestión energética más detallada y en tiempo real. La Gestión de Red Mejorada es otro objetivo clave, optimizando el acceso a datos de calidad de

energía para una administración de red más efectiva, lo que se traduce en menores costos operativos y mejoras en la seguridad.

La Protección del Consumidor se refuerza mediante la prohibición de costos iniciales por la instalación y la exigencia de un consentimiento informado para las modificaciones tarifarias. Por último, se promueve la Integración de Recursos Energéticos Distribuidos, como paneles solares y sistemas de almacenamiento de baterías, apoyando así los objetivos nacionales de cero emisiones netas.

#### **1.1.2.3.3 Tratamiento tarifario de AMI en Australia**

En Australia, el mecanismo de recuperación de costos para el despliegue del AMI se ha diseñado para integrar estas inversiones en la estructura de costos de los servicios energéticos, evitando cargos directos o iniciales a los consumidores por la instalación del contador.

La responsabilidad inicial de la adquisición, instalación y operación de los contadores inteligentes recae en los minoristas de energía y, en el contexto de las redes, en los operadores de redes de distribución (DNSPs). Estos costos se incorporan como parte de los gastos operativos y de capital que son considerados en el cálculo de las tarifas energéticas.

La inversión en contadores inteligentes es un componente de los costos de proporcionar el servicio eléctrico. Por lo tanto, estos costos se reflejan en las tarifas de electricidad que pagan los consumidores. Esto significa que, si bien el cliente no paga un cargo directo por el contador, el costo se amortiza a lo largo del tiempo a través de las facturas de energía.

Las reformas recientes, como las Enmiendas para la Aceleración del Despliegue de la AEMC (efectivas a partir de diciembre de 2025), han establecido explícitamente la prohibición de cobrar costos iniciales directos a los clientes por la instalación de contadores inteligentes. Esto asegura que la barrera económica de entrada para los consumidores sea mínima, fomentando la adopción.

El despliegue del AMI ha habilitado una mayor flexibilidad y sofisticación en el diseño de las tarifas de energía, beneficiando tanto a los consumidores como a la gestión de la red. Los contadores inteligentes, al registrar el consumo de energía en intervalos más cortos (por ejemplo, cada 30 minutos), permiten a los minoristas ofrecer Tarifas Basadas en el Tiempo de Uso (Time-of-Use - ToU). Estas tarifas varían según la hora del día, incentivando a los consumidores a desplazar su consumo a períodos de menor demanda o cuando la energía es más barata (por ejemplo, cuando hay mayor generación renovable disponible).

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

Este mecanismo es crucial para la eficiencia de la red y la integración de fuentes de energía intermitentes. La capacidad de los contadores inteligentes para monitorear el consumo en tiempo real facilita la implementación de Precios Dinámicos, que pueden ajustarse con mayor frecuencia para reflejar las condiciones del mercado mayorista.

Esto empodera a los consumidores para tomar decisiones informadas sobre su uso de energía y potencia la respuesta a la demanda. Más allá de las tarifas, el tratamiento tarifario se complementa con el acceso del consumidor a información detallada sobre su consumo energético, promoviendo la Información y Empoderamiento del Consumidor.

Esto permite a los usuarios monitorear y gestionar su uso de energía, lo que puede conducir a ahorros en sus facturas. Los minoristas están obligados a proporcionar esta información de manera clara y comprensible, y las nuevas reglas exigen el consentimiento informado para cualquier cambio tarifario que resulte del reemplazo del contador.

La Australian Energy Market Commission (AEMC) y la Australian Energy Regulator (AER) juegan un papel fundamental en la configuración y supervisión de estos mecanismos. La AEMC es responsable de modificar las National Electricity Rules (NER) y las National Energy Retail Rules (NERR) para establecer las bases de las estructuras tarifarias y los mecanismos de recuperación de costos. La AER supervisa que los minoristas de energía cumplan con las reglas establecidas para el tratamiento tarifario y la recuperación de costos, garantizando la transparencia y la equidad para los consumidores.

Esto incluye la emisión de guías para los minoristas sobre la información que deben proporcionar a los clientes sobre la instalación de contadores inteligentes y los cambios tarifarios asociados. Ambos organismos buscan asegurar que los costos del despliegue del AMI se recuperen de manera eficiente, lo que significa que solo se trasladen a los consumidores aquellos costos que se consideren razonables y necesarios para la implementación del programa.

#### **1.1.2.3.4 Inversiones realizadas para la Implementación del AMI**

Las inversiones necesarias para el despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en Australia han sido significativas, con un modelo de financiación que involucra principalmente al sector privado, pero con un rol estratégico y de apoyo del sector público.

Si bien no se ha proporcionado una cifra única y consolidada de la inversión total para todo el despliegue del AMI en Australia a nivel nacional de la misma manera

que para el Reino Unido, la información disponible indica que las inversiones han sido sustanciales y continuas realizándose de forma progresiva. El caso más documentado es el del estado de Victoria, que fue pionero en la implementación de medidores avanzados en el país. Según el informe técnico elaborado por Oakley Greenwood (2010), el costo presente estimado del despliegue del sistema AMI en Victoria fue de AUD 1621 millones para el período 2008–2028, cifra que incluye la instalación de medidores y la infraestructura asociada. Considerando funcionalidades adicionales, el costo total del programa AMI ascendió a AUD 1813 millones.

Estas inversiones se destinan a la adquisición, instalación y operación de los contadores inteligentes, así como al desarrollo y mantenimiento de la infraestructura de comunicaciones y los sistemas de TI asociados. Los costos son asumidos por los proveedores de servicios de medición y minoristas de energía, quienes tienen la responsabilidad principal de la adquisición, instalación y operación de los contadores.

Estos costos se incorporan en la estructura de precios de la energía y se recuperan a través de las facturas que pagan los consumidores. Es importante destacar que, a partir de las reformas de la AEMC con entrada en vigor en diciembre de 2025, se prohíbe cobrar costos iniciales directos a los clientes por la instalación de un contador inteligente.

Además, el gobierno australiano ha proporcionado financiación federal y préstamos para acelerar el despliegue. Por ejemplo, la Clean Energy Finance Corporation (CEFC) ha realizado compromisos de préstamo significativos para respaldar a los proveedores de contadores inteligentes. En julio de 2024, se anunció un préstamo de AU\$50 millones (aproximadamente US\$34 millones) de la CEFC a Intellihub, uno de los mayores proveedores de dispositivos de medición inteligente de Australia.

Este préstamo tiene como objetivo acelerar el despliegue de contadores inteligentes y dispositivos "detrás del contador" (behind-the-meter - BTM), como sistemas solares y baterías, dando a los consumidores mayor control sobre su consumo de energía. La CEFC fue un inversor inicial en Intellihub, comprometiendo AU\$75 millones anteriormente, lo que fue reembolsado en diciembre de 2021.

La Australian Energy Market Commission (AEMC) ha estimado que un despliegue acelerado de contadores inteligentes que apunte a una adopción universal para 2030 podría generar beneficios netos de AU\$507 millones para Nueva Gales del Sur, Queensland, el Territorio de la Capital Australiana y Australia del Sur (Ecogeneration,

2024). Estos beneficios incluyen la reducción de los costos de lectura manual de contadores y mejoras en la gestión de la red.

#### **1.1.2.3.5 Lecciones Aprendidas en la Implementación del AMI**

- El modelo inicial de "Power of Choice" (Opción de Elección), donde la responsabilidad de la medición se trasladó a los minoristas y los clientes podían optar por un contador inteligente, no logró la tasa de adopción deseada. Esto demostró que un despliegue masivo y eficiente requiere un marco regulatorio más prescriptivo y, en última instancia, una obligación para la instalación (AEMC, s.f.). Para tal fin, la AEMC ha respondido con nuevas reglas para un despliegue acelerado que, a partir de diciembre de 2025, eliminarán la capacidad de los clientes para oponerse a la instalación de un contador inteligente, lo que se espera que impulse la adopción universal para 2030.
- Las instalaciones de contadores inteligentes pueden ser complejas, especialmente en viviendas antiguas o edificios de apartamentos, donde puede ser necesario realizar trabajos de cableado eléctrico adicionales o mejoras en los cuadros de contadores. Esto puede generar costos inesperados y dificultar la implementación.
- La confusión sobre los derechos del consumidor, las responsabilidades de los proveedores y los posibles cambios en las tarifas ha generado quejas y resistencia. Algunos consumidores han reportado cambios inesperados en sus tarifas o la sensación de ser forzados a una tecnología que no comprenden completamente. Las regulaciones recientes de la AEMC enfatizan la necesidad de una comunicación clara y accesible, exigiendo a los minoristas que proporcionen un aviso con 30 días de antelación antes de cualquier cambio en la tarifa minorista y que ofrezcan información sobre cómo entender y optimizar el uso de energía con el nuevo contador. También se ha reforzado la protección del consumidor prohibiendo los costos iniciales y exigiendo consentimiento informado para los cambios de tarifas.
- La interoperabilidad y la capacidad de los contadores inteligentes para funcionar en "modo inteligente" (enviar datos de forma remota y continua) son cruciales. Los problemas con contadores que dejan de funcionar correctamente o que tienen problemas de conectividad socavan los beneficios del programa. El marco regulatorio actual, con el apoyo de

Standards Australia y el National Measurement Institute (NMI), establece estándares técnicos rigurosos para la precisión y fiabilidad de los contadores. Además, el acceso a los datos de calidad de energía por parte de los operadores de red es vital para una mejor gestión y detección de fallos.

- Si bien los contadores inteligentes pueden habilitar ahorros, los consumidores no siempre experimentan las reducciones de facturas esperadas sin un cambio en el comportamiento de consumo o el acceso a tarifas adecuadas. Es fundamental educar a los consumidores sobre cómo interpretar los datos de su contador, cómo las tarifas de tiempo de uso pueden beneficiarlos y cómo pueden ajustar su consumo para maximizar los ahorros.

### **1.1.3 MERCADO ELÉCTRICO DE LONDRES (REINO UNIDO)**

El mercado eléctrico en Inglaterra, que forma parte del sistema de Gran Bretaña, opera bajo un modelo liberalizado y competitivo que abarca las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. La autoridad reguladora es Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets), que supervisa el cumplimiento de normas y protege a los consumidores. La generación de electricidad es realizada por diversas empresas privadas, mientras que la transmisión es gestionada por el National Grid Electricity Transmission, y la distribución está a cargo de operadores regionales como UK Power Networks .

El mercado mayorista permite que los generadores vendan electricidad a los proveedores a través de subastas y contratos bilaterales, mientras que el mercado minorista ofrece a los consumidores la posibilidad de elegir entre múltiples proveedores.

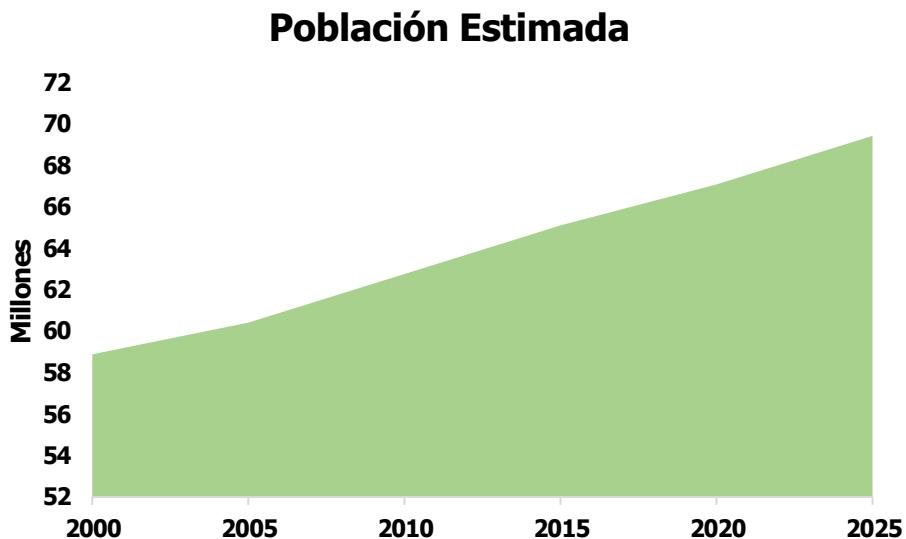
En el contexto de Londres, la distribución de electricidad es responsabilidad de UK Power Networks, que opera la red eléctrica en la región. Además, el proyecto London Power Tunnels, desarrollado por National Grid, busca reforzar la infraestructura eléctrica de la ciudad mediante la construcción de túneles para cables de alta tensión, mejorando la capacidad y confiabilidad del suministro eléctrico. En cuanto a la comercialización, los consumidores londinenses pueden elegir entre diversos proveedores, incluyendo London Power, una iniciativa del gobierno local que ofrece electricidad 100% renovable y precios competitivos.

### **1.1.3.1 Caracterización del mercado eléctrico de Londres (Reino Unido)**

Según datos oficiales del *Office for National Statistics* (ONS), la población estimada del Reino Unido al 1 de enero de 2025 es de aproximadamente 68.18 millones de personas, lo que representa un aumento del 0.32% respecto al año 2024. En cuanto al ingreso de los hogares, la mediana del ingreso disponible para el año fiscal 2022/2023 fue de £34,500, cifra que refleja el ingreso neto promedio después de impuestos y transferencias del gobierno.

Por otro lado, se estima que alrededor del 21% de la población del Reino Unido —equivalente a cerca de 14.3 millones de personas— vive en condición de pobreza, de acuerdo con el informe más reciente de la *Joseph Rowntree Foundation* sobre la pobreza en el Reino Unido.

A continuación se muestra la variación de población a lo largo del tiempo:



**Ilustración 5 Población estimada de Reino Unido desde el 2000 (Elaboración Propia)**

Así mismo en el caso de Londres, la población ha venido en aumento desde año 2000 hasta alcanzar hoy en día más de 9 millones de habitantes. A continuación, se muestra la variación en población desde el año 2000:

## Población Estimada

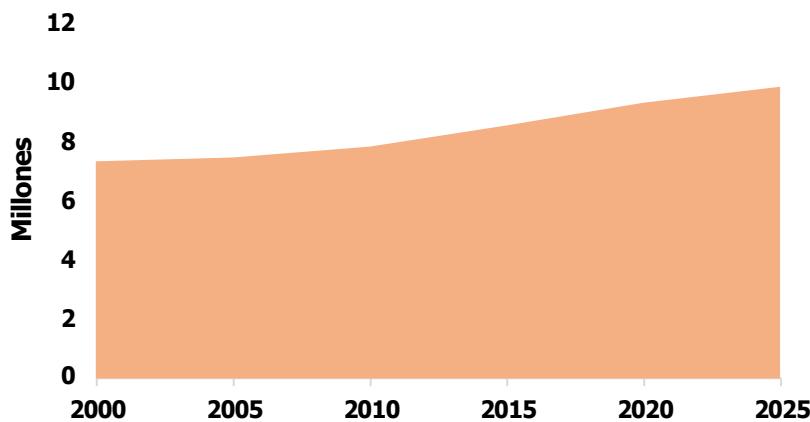


Ilustración 6 Población estimada de Londres desde el 2000 (Elaboración Propia)

### 1.1.3.2 Costos en la tarifa de electricidad en Londres (Reino Unido)

En Londres, el costo de la electricidad para los consumidores residenciales se estructura principalmente en dos componentes: el cargo por consumo (unit rate), que corresponde al precio por cada kilovatio-hora (kWh) utilizado, y el cargo fijo diario (standing charge), que cubre el acceso y mantenimiento de la red eléctrica. Estos cargos son establecidos por cada proveedor, pero están sujetos a un límite máximo fijado por la autoridad reguladora nacional, Ofgem. Este Energy Price Cap se revisa trimestralmente y para el tercer trimestre de 2025 establece un máximo de 25.73 peniques por kWh y un cargo fijo de 51.37 peniques diarios.

La regulación del mercado eléctrico en Londres está a cargo de la Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem), que actúa como regulador nacional y supervisa que los precios y condiciones de suministro sean justos y competitivos. Ofgem también establece normas para proteger a los usuarios vulnerables y garantizar transparencia entre proveedores. Aunque la red de distribución eléctrica en Londres está operada por UK Power Networks, la comercialización del servicio está abierta a múltiples empresas, lo que permite a los usuarios cambiar de proveedor libremente.

Entre las principales compañías que ofrecen servicios eléctricos en Londres se encuentran British Gas, EDF Energy, E.ON Next, Scottish Power, OVO Energy, Octopus Energy y London Power. Esta última es una empresa creada por el alcalde de Londres en colaboración con Octopus Energy, con el objetivo de suministrar energía 100% renovable y reinvertir sus beneficios en programas sociales locales. La

libre competencia entre proveedores brinda a los residentes londinenses una amplia variedad de tarifas, planes sostenibles y servicios digitales, fortaleciendo un mercado dinámico y centrado en el usuario.

En el mercado eléctrico de Londres, los usuarios no se clasifican como “regulados” o “no regulados” como ocurre en algunos países latinoamericanos, sino que se agrupan según el tipo de consumo, el uso de la energía (doméstico o comercial) y el tamaño de la empresa en caso de clientes no residenciales. Esta clasificación permite aplicar regulaciones diferenciadas, establecer derechos específicos para ciertos grupos y facilitar la comparación y contratación de servicios en un mercado completamente liberalizado. A continuación, se presenta una tabla que resume los principales tipos de usuarios en Londres y sus características:

**Tabla 4 Tipo de usuarios de energía eléctrica en Londres**

<b>Tipo de Usuario</b>	<b>Descripción</b>	<b>Características Principales</b>
<b>Consumidor Doméstico</b>	Usuarios residenciales que utilizan electricidad para fines no comerciales	- Hogares y apartamentos- Consumo bajo a moderado- Pueden acceder al <i>Energy Price Cap</i> si están en tarifas estándar- Libertad para elegir proveedor
<b>Microempresa</b>	Pequeñas empresas con bajo consumo eléctrico	- Menos de 10 empleados y/o- Ingresos anuales menores a £1.8 millones y/o- Consumo anual inferior a 100,000 kWh- Acceso a contratos simplificados
<b>Pequeña empresa no doméstica</b>	Empresas pequeñas y medianas fuera de la categoría de microempresa	- Contratos comerciales- Consumo más alto que un hogar promedio- Tarifas y condiciones negociadas directamente con el proveedor
<b>Gran empresa no doméstica</b>	Grandes empresas o instituciones con alto consumo de electricidad	- Consumo elevado (más de 100,000 kWh/año)- Tarifas completamente negociadas- Puede incluir condiciones de mercado mayorista
<b>Clientes vulnerables</b>	Usuarios domésticos en condiciones especiales (edad, salud, bajos ingresos, etc.)	- Pueden acceder a subsidios (ej. <i>Warm Home Discount</i> )- Reciben atención prioritaria (ej. <i>Priority Services Register</i> )- Protección reforzada

Por otro lado, en Londres, los subsidios para usuarios del servicio de energía eléctrica no se aplican a través de una tarifa diferenciada como en algunos países latinoamericanos, sino mediante programas de apoyo económico focalizados y financiados por el gobierno central.

Estos subsidios están diseñados para asistir a hogares vulnerables, personas mayores y usuarios de bajos ingresos, especialmente durante los meses de invierno o en contextos de aumento en el costo de vida. A diferencia de los sistemas de subvención cruzada, como el que opera en Colombia, en Londres los apoyos se otorgan en forma de descuentos automáticos en la factura o pagos directos, sin distorsionar la estructura tarifaria.

A continuación, se presentan los principales programas disponibles:

**Tabla 5 Programas de asistencia energética en Londres**

Programa	Descripción	Elegibilidad
<b>Warm Home Discount</b>	Descuento único de £150 en la factura de electricidad para hogares vulnerables	Hogares que reciben beneficios específicos o cumplen criterios socioeconómicos
<b>Winter Fuel Payment</b>	Pago anual entre £200 y £300 para cubrir calefacción en invierno	Personas nacidas antes del 23 de septiembre de 1958 con derecho a ciertos beneficios

### **1.1.3.3 Implementación AMI en Londres (Reino Unido)**

#### **1.1.3.3.1 Metodología de la implementación de AMI en Londres (Reino Unido)**

El despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en Londres forma parte del programa nacional del Reino Unido para modernizar el sistema energético, iniciado formalmente en 2011. A diferencia de modelos centralizados en otros países, el Reino Unido adoptó un enfoque descentralizado: los proveedores de energía son directamente responsables de ofrecer e instalar medidores avanzados a sus clientes. Esto implica que cada proveedor tiene libertad operativa,

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

pero debe cumplir con los lineamientos regulatorios establecidos por el gobierno central.

En 2022, el gobierno introdujo un marco de objetivos obligatorios de instalación para los proveedores, denominado "Obligaciones de Instalación Basadas en Metas". Este esquema reemplazó al enfoque voluntario inicial y exige que cada proveedor cumpla cuotas anuales de instalación de medidores avanzados. Las cuotas son proporcionales a la base de clientes del proveedor y su cumplimiento es auditado por Ofgem. Esta metodología busca impulsar la cobertura y estandarizar el avance del despliegue en todo el país.

Adicionalmente, el despliegue está respaldado por la infraestructura nacional de comunicaciones gestionada por la Data Communications Company (DCC), que asegura la interoperabilidad y la transferencia segura de datos entre dispositivos, proveedores y el sistema nacional. La combinación de metas regulatorias, obligación de instalación y una infraestructura común permite que, a pesar de la diversidad urbana de Londres, el programa avance con criterios técnicos y de seguridad uniformes en todo el Reino Unido.

El financiamiento del despliegue de AMI en Londres, y en general en el Reino Unido, no proviene directamente del sector público sino del sector privado, específicamente de los proveedores de energía. Cada proveedor asume los costos asociados a la adquisición, instalación y mantenimiento de los medidores avanzados, y estos costos se recuperan a través de los cargos incluidos en las tarifas que pagan los consumidores. Por tanto, el usuario final financia indirectamente el sistema AMI mediante el pago de su factura mensual.

Una parte significativa de la inversión también proviene de empresas especializadas como Calisen, que adquieren medidores al por mayor y los arriendan a largo plazo a los proveedores de energía bajo contratos regulados. Este modelo permite acelerar el despliegue sin que los proveedores tengan que asumir toda la carga de capital de forma inmediata. Además, el gobierno ha destinado recursos limitados para campañas de concienciación y asistencia técnica, pero no para subsidiar el hardware.

Según el reporte de costos y beneficios publicado por el Departamento de Seguridad Energética y Cero Neto (DESNZ), el costo total estimado del programa de medidores avanzados en el Reino Unido alcanzará aproximadamente £20 mil millones para 2025. Esta cifra incluye gastos en dispositivos, comunicaciones, sistemas de datos, instalación, mantenimiento, gestión de interoperabilidad y

educación del consumidor. Es uno de los programas de modernización de redes más ambiciosos de Europa

A diciembre de 2024, el Reino Unido había instalado aproximadamente 38 millones de medidores avanzados y avanzados, lo que representa el 66% de todos los medidores de gas y electricidad. Londres, como región urbana compleja, ha experimentado un despliegue ligeramente inferior al promedio nacional, debido a retos como la antigüedad de sus edificios, accesos limitados a cuartos de medidores y problemas de conectividad inalámbrica en edificaciones densas.

Pese a estas dificultades, Londres ha mostrado un avance sostenido gracias a la presión regulatoria y la creciente aceptación por parte de los consumidores. Las zonas con mayor renovación urbana y redes modernas presentan tasas de instalación superiores al 70%, mientras que áreas históricas como Westminster o Camden reportan tasas más bajas, por debajo del 50%. Para mitigar esta brecha, se han desarrollado soluciones técnicas como antenas repetidoras y redes mesh localizadas.

Ofgem ha priorizado el monitoreo de la cobertura por área geográfica para asegurar un despliegue equitativo y está promoviendo la colaboración entre proveedores, autoridades locales y empresas de vivienda para acelerar la adopción en edificios multifamiliares. Además, se ha impulsado la instalación de medidores de segunda generación (SMETS2), que mejoran la conectividad y la interoperabilidad en zonas urbanas densas como Londres.

#### **1.1.3.3.2 Marco regulatorio AMI en Londres (Reino Unido)**

El despliegue de AMI en Londres forma parte de un programa nacional a gran escala en el Reino Unido, impulsado por una serie de leyes, políticas gubernamentales y regulaciones del ente regulador de energía, Ofgem. La metodología de implementación ha evolucionado a lo largo de los años, adaptándose a los desafíos y a los avances tecnológicos

El concepto de los contadores inteligentes en el Reino Unido comenzó a tomar forma a finales de la década de 2000 como parte de una estrategia más amplia para modernizar la red energética y reducir las emisiones de carbono.

- **Energy Act 2008:** Esta fue la legislación fundamental que proporcionó la base legal para el despliegue de contadores inteligentes. Otorgó al entonces Secretario de Estado (ahora Departamento de Seguridad Energética y Cero Neto - DESNZ) los poderes para modificar las condiciones de las licencias de gas y electricidad y los códigos de la industria con el fin de facilitar el

despliegue de contadores inteligentes. Esta ley fue crucial para establecer la autoridad gubernamental para impulsar el programa.

- **Decisión de Despliegue:** El gobierno del Reino Unido anunció su decisión de llevar a cabo un despliegue universal de contadores inteligentes en todos los hogares y pequeños negocios de Gran Bretaña. El objetivo inicial era ofrecer un contador inteligente a cada hogar y pequeño negocio para finales de 2020.
- **Creación de la Data Communications Company (DCC):** Un componente vital de la metodología de implementación fue la creación de la DCC en 2013. La DCC es una entidad centralizada responsable de proporcionar y gestionar la infraestructura de comunicación segura que conecta los contadores inteligentes con los proveedores de energía, los operadores de red y otras partes autorizadas. La DCC opera bajo una licencia específica otorgada por el Secretario de Estado y regulada por Ofgem llamada Smart Meter Communication Licence que contiene las condiciones específicas que rigen las operaciones de la DCC, incluyendo sus obligaciones de seguridad, independencia y la provisión de servicios de comunicación.
- **Smart Energy Code (SEC):** Este código de la industria fue desarrollado y puesto en marcha para regir las reglas técnicas y comerciales del sistema de contadores inteligentes, incluyendo la interacción con la DCC y los estándares de los contadores. Todos los participantes en el despliegue (proveedores de energía, DCC) deben cumplir con el SEC.
- **Smart Meter Installation Code of Practice (SMICoP):** Ofgem supervisa que los proveedores se adhieran a este código, que establece estándares mínimos para las instalaciones de contadores inteligentes, asegurando una experiencia consistente y de calidad para el consumidor, incluyendo disposiciones específicas para consumidores vulnerables.
- **Electricity Supply Licence, Condition 39 (Smart Metering System – Roll-out, Installation and Maintenance):** Esta condición detalla las obligaciones de los proveedores de electricidad para el despliegue, instalación y mantenimiento de los sistemas de medición inteligente en locales domésticos y designados. Incluye la obligación de tomar "todas las medidas razonables" para la instalación y las excepciones a dicha obligación.

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

#### **1.1.3.3.3 Inversiones del AMI en Londres (Reino Unido)**

La inversión en el despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en Londres es parte del programa nacional del Reino Unido y ha involucrado una financiación significativa con roles diferenciados para los sectores público y privado.

El despliegue de contadores inteligentes en el Reino Unido representa uno de los programas de infraestructura más grandes del gobierno por su costo total de vida útil.

**Costo Estimado Total:** En 2019, el gobierno estimó que el despliegue de contadores inteligentes tendría un costo total de £13.5 mil millones durante el período de 2013 a 2034, generando £19.5 mil millones en beneficios durante el mismo periodo. Esta inversión incluyó tanto los medidores de electricidad como los de gas. Al enfocarse únicamente en los medidores de energía eléctrica, el análisis identificó beneficios por aproximadamente £7.38 mil millones en valor presente neto. Estos beneficios se derivaron principalmente de ahorros operativos para los proveedores de electricidad (£3.64 mil millones), reducción del consumo eléctrico residencial estimado en un 3 % (£1.88 mil millones), disminución de pérdidas no técnicas y fraudes (£0.53 mil millones), mejoras en la gestión de la demanda (£0.83 mil millones) y beneficios ambientales asociados a la reducción de emisiones (£0.50 mil millones). Este análisis fue realizado por el Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial (BEIS), utilizando un horizonte temporal de 20 años y una tasa de descuento del 3.5 % anual (Department for Business, Energy & Industrial Strategy [BEIS], 2019).

**Modelo de Financiación:** La financiación para el despliegue del AMI proviene de los proveedores de energía. Ellos son responsables de la adquisición, instalación y operación de los contadores inteligentes, así como de la infraestructura de comunicaciones asociada. Los costos incurridos por los proveedores son, en última instancia, repercutidos a los consumidores a través de sus facturas de energía. Es importante destacar que no hay un costo inicial directo para el consumidor por la instalación de un contador inteligente. La inversión incluye el contador de electricidad, concentrador de comunicaciones, pantalla de información en el hogar y la mano de obra para la instalación.

La DCC es una empresa privada que opera bajo la licencia otorgada por el OFGEM y sus costos también se recuperan a través de cargos a los proveedores de energía, que luego se trasladan a los consumidores vía tarifa.

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

#### 1.1.3.3.4 Tratamiento tarifario AMI en Londres (Reino Unido)

El tratamiento tarifario y el mecanismo de recuperación de costos para el despliegue del AMI en Londres se basan en un modelo de "pago a través de la factura de energía", donde los proveedores de energía cubren la inversión inicial y recuperan esos costos, junto con los de la DCC, a través de las tarifas de energía que pagan los consumidores. Ofgem regula este proceso mediante topes de precios y el análisis de costo-beneficio para asegurar que la inversión sea eficiente y genere beneficios a largo plazo para todos los consumidores del Reino Unido.

**Topes de Precios (Price Cap):** Ofgem establece un "tope de precios" (price cap) que limita lo que los proveedores pueden cobrar a los consumidores por la energía que utilizan. Dentro de este tope, Ofgem incluye una "asignación" específica para los costos asociados con el despliegue de los contadores inteligentes.

**Tarifas Basadas en el Tiempo de Uso (Time-of-Use Tariffs):** Un beneficio clave de los contadores inteligentes es su capacidad para registrar el consumo de energía en intervalos más cortos (por ejemplo, cada 30 minutos). Esto permite a los proveedores ofrecer "tarifas basadas en el tiempo de uso" (Time-of-Use tariffs - ToU), donde el precio de la electricidad varía según la hora del día. Esto incentiva a los consumidores a desplazar su consumo a períodos de menor demanda o cuando la energía es más barata (por ejemplo, cuando hay abundante energía renovable), lo que puede generar ahorros en sus facturas. Ofgem ha fomentado el desarrollo de estas tarifas para maximizar los beneficios para el consumidor.

#### 1.1.3.3.5 Lecciones aprendidas de la implementación de AMI

El objetivo inicial de completar el despliegue de contadores inteligentes para 2019 resultó ser demasiado ambicioso. Los retrasos han sido una constante, lo que subraya la necesidad de una planificación más realista y de la capacidad de ajustar los plazos y objetivos a medida que se presentan los desafíos. El gobierno ha tenido que revisar y extender los plazos en varias ocasiones, con un nuevo objetivo para finales de 2025 (con porcentajes específicos para hogares y pequeños negocios).

La coexistencia de contadores de primera generación (SMETS1) con problemas de interoperabilidad al cambiar de proveedor y la dificultad de asegurar la conectividad en todas las ubicaciones (ej. sótanos, zonas rurales) no se anticiparon completamente o no se abordaron con suficiente antelación. Esto llevó a que

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

millones de contadores instalados no funcionaran en "modo inteligente", lo que afectó los beneficios del programa.

La transición de SMETS1 a SMETS2 y la migración de contadores heredados a la red de la DCC (Data Communications Company) ha sido un desafío técnico considerable. Asegurar que todos los contadores funcionen de manera "inteligente" independientemente del proveedor ha requerido un esfuerzo continuo y significativo por parte de la DCC y los proveedores.

La percepción pública y la aceptación del programa han sido variables. La falta de un mensaje consistente sobre los beneficios, los problemas técnicos iniciales y la confusión en torno a la "obligación" de tener un contador inteligente han afectado la confianza del consumidor.

Un número significativo de contadores instalados no operaban en "modo inteligente", lo que significa que no proporcionaban lecturas automáticas o datos en tiempo real, diluyendo los beneficios esperados. La garantía de que los contadores permanezcan en "modo inteligente" a lo largo de su vida útil es fundamental para maximizar los beneficios del programa. Ofgem ha introducido nuevas regulaciones para abordar este problema, incluyendo compensaciones por contadores que no funcionan correctamente.

## 1.1.4 MERCADO ELÉCTRICO DE CHILE

### 1.1.4.1 *Caracterización del mercado eléctrico de Chile*

El mercado eléctrico en Chile está estructurado en tres segmentos principales: generación, transmisión y distribución. La generación opera en un entorno de libre competencia, donde las empresas pueden vender energía a través del mercado spot o mediante contratos bilaterales con clientes libres y distribuidoras que atienden a clientes regulados. La operación del sistema es coordinada por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), una entidad autónoma e independiente responsable de garantizar la seguridad del suministro y la eficiencia operativa del sistema eléctrico nacional.

En cuanto a la transmisión y distribución, estas actividades son consideradas monopolios naturales y están sujetas a una regulación estricta por parte del Estado. La Comisión Nacional de Energía (CNE) es la encargada de la planificación centralizada de la expansión del sistema eléctrico y de establecer las metodologías

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

para la fijación de tarifas en estos segmentos. Además, el sistema eléctrico chileno ha avanzado significativamente en la integración de energías renovables, alcanzando una participación de aproximadamente el 64% en la capacidad instalada, lo que refleja el compromiso del país con la transición energética y la descarbonización de su matriz energética.

#### **1.1.4.2 Costos en la tarifa de electricidad en Chile**

La estructura tarifaria del mercado eléctrico chileno está diseñada para reflejar los costos reales de generación, transmisión y distribución, y se encuentra regulada principalmente por la Comisión Nacional de Energía (CNE), con supervisión operativa del Coordinador Eléctrico Nacional. El sistema busca eficiencia económica y equidad territorial, asegurando que todos los usuarios accedan al suministro en condiciones justas.

El primer componente clave es el Precio de Nudo, que corresponde al valor promedio de la energía y potencia en el punto de conexión entre el sistema de transmisión y las redes de distribución. Este precio se calcula semestralmente y se determina en función de costos eficientes de generación y transporte. Su fijación permite estandarizar los precios para clientes regulados en distintas zonas del país.

El segundo componente es el Valor Agregado de Distribución (VAD), que representa la remuneración de las empresas distribuidoras por su infraestructura y operación. Este valor se fija cada cuatro años, con base en un modelo de empresa eficiente, considerando costos de inversión, operación y mantenimiento. Junto con el precio de nudo, el VAD compone la tarifa final que pagan los clientes regulados.

Otro elemento es el cargo por uso del sistema de transmisión, que cubre el costo de transportar electricidad desde los centros de generación hasta los puntos de consumo. Este cargo es determinado por la CNE y se distribuye equitativamente entre todos los usuarios, lo que asegura acceso uniforme al servicio sin importar la ubicación geográfica.

Finalmente, el sistema distingue entre clientes regulados y clientes libres. Los regulados (potencia  $\leq 5.000$  kW) están sujetos a tarifas fijadas por la autoridad, mientras que los libres (potencia  $> 5.000$  kW) pueden negociar precios y condiciones directamente con los generadores. Adicionalmente, quienes tienen entre 500 y 5.000 kW pueden optar por cambiar de régimen. El Coordinador Eléctrico Nacional, por su parte, se encarga de coordinar la operación del sistema, calcular los costos marginales y gestionar las transferencias económicas entre actores del sector.

### **1.1.4.3 *Implementación de AMI en Chile***

#### **1.1.4.3.1 Metodología en la implementación de AMI en Chile**

La implementación inicial de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en Chile se encontró con un masivo rechazo público, principalmente por la forma en que se estructuraron sus costos y quién debía asumirlos. La controversia surgió de una ley de 2018 que establecía el recambio gradual de medidores convencionales por "inteligentes", con la particularidad de que la inversión sería financiada por los propios clientes a través de la tarifa eléctrica.

La estimación de la inversión total necesaria para la instalación nacional de estos medidores avanzados ascendía a una cifra considerable: 1.000 millones de dólares estadounidenses (USD). Esta cuantiosa suma fue un punto central de la preocupación pública, dado que se traspasaría directamente a los usuarios. Individualmente, el costo por medidor del modelo Cerm 1 de la empresa italiana e-distribuzione SpA fluctuaba entre US50 y US70 por unidad. Aunque este costo unitario podía parecer moderado, su masificación resultaba en la mencionada inversión total.

Sin embargo, la principal causa del descontento fue la imposición de que este costo total, y por ende el de cada medidor, fuera asumido íntegramente por los clientes a través de un componente incluido en la tarifa eléctrica.

Si bien inicialmente no se presentaría como un ítem separado en la factura de servicio de electricidad, este costo estaba implícitamente incorporado. Algunas estimaciones sugerían que este cargo implícito podría rondar entre CLP 200 y CLP300 (pesos chilenos (CLP)), mensuales para una tarifa promedio en Santiago, o incluso hasta CLP 1.000 al mes según otras proyecciones iniciales.

Además, otro aspecto que generó fuerte controversia fue que, a pesar de que los clientes pagarían por estos nuevos dispositivos, la propiedad de los medidores seguiría siendo de las empresas eléctricas, y no de los usuarios. Esta condición se percibió como una injusticia, pues los consumidores financiaban un activo que no les pertenecería.

El rechazo público a esta medida fue contundente. Una encuesta realizada por Cadem-DF reveló que un 86% de los chilenos consultados continuaron rechazando la iniciativa, incluso después de que las empresas propusieran un abono de \$10.000 CLP a los clientes que aceptaran el cambio.

La magnitud del descontento social y político llevó a una rectificación por parte del gobierno. El Ministerio de Energía confirmó la voluntariedad para el recambio

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCg – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

de medidores avanzados, lo que significa que solo se instalarán nuevos medidores a los clientes que lo soliciten de forma expresa, voluntaria e informada. Además, y como medida crucial para apaciguar la controversia, se ordenó a las distribuidoras eléctricas suspender los cobros asociados a medidores avanzados y devolver íntegramente todo lo que se había cobrado a los clientes en virtud de este recambio forzoso.

En síntesis, el elevado costo de la inversión total (US\$1.000 millones), la imposición de que este fuera asumido por los consumidores, el hecho de que la propiedad de los medidores permaneciera en manos de las empresas, y la falta de un beneficio claro percibido por los usuarios fueron los detonantes del masivo rechazo público que llevó a la reversión de la política original en Chile.

#### **1.1.4.3.2 Marco regulatorio de AMI en Chile**

Las principales leyes y regulaciones que rigen el despliegue de los contadores inteligentes en Chile incluyen la Ley N° 20.571 (2012), conocida como la "Ley de Generación Distribuida". Esta fue uno de los primeros hitos regulatorios relevantes para la medición inteligente, ya que reguló el pago de las tarifas eléctricas para las generadoras residenciales, requiriendo implícitamente la capacidad de medir la energía bidireccionalmente, sentando las bases para una medición más avanzada.

Posteriormente, la Ley N° 21.076 (2018) modificó la Ley General de Servicios Eléctricos para establecer que la propiedad y responsabilidad de la reposición de los medidores recaía en las empresas concesionarias de distribución eléctrica. Además, impuso a las empresas distribuidoras la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización. Esta ley generó un debate significativo en su implementación inicial debido a la percepción de que los costos se trasladarían a los consumidores.

Además de estas leyes, la Norma Técnica de Calidad de Servicio de Distribución (NTC-DS), emitida por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y supervisada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), ha sido fundamental. Si bien no es una ley en sí misma, establece los estándares técnicos y operativos para la calidad del suministro y servicio comercial, siendo clave para la implementación de la medición inteligente al definir los requisitos para la lectura a distancia, la gestión de la demanda y la calidad de la información del consumo.

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

#### 1.1.4.3.3 Tratamiento tarifario AMI en Chile

El despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en Chile ha estado marcado por un complejo tratamiento tarifario y mecanismos de recuperación de costos, especialmente tras la implementación de la Ley N° 21.076. Este proceso ha generado un debate significativo sobre quién debe asumir el costo de los contadores inteligentes y cómo se reflejan estos en las tarifas finales para los consumidores.

La Ley N° 21.076, promulgada en 2018, estableció que la propiedad y responsabilidad de la reposición de los medidores recaía en las empresas concesionarias de distribución eléctrica. Esta ley impuso a las distribuidoras la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización. Originalmente, el mecanismo de recuperación de costos implicaba que el valor de los nuevos medidores avanzados, estimado en una inversión de alrededor de US\$1.000 millones para el recambio nacional, sería asumido por los clientes a través de sus tarifas eléctricas.

Esto se incluyó en el decreto tarifario publicado en septiembre de 2018. Las empresas distribuidoras estaban habilitadas para cobrar estos medidores a los usuarios desde la publicación de dicho decreto. Sin embargo, la implementación de esta medida generó una fuerte oposición ciudadana y política, debido a la percepción de que los consumidores estaban pagando por un activo que seguiría siendo propiedad de las compañías eléctricas.

A raíz de la polémica, el gobierno decidió que el dinero cobrado por el concepto de los medidores avanzados sería devuelto a los usuarios, y que la instalación de estos pasaría a ser voluntaria. No obstante, la Contraloría General de la República respaldó el decreto de 2018 que establecía el cobro, afirmando que se ajustaba a la normativa vigente. A pesar de esto, la decisión política fue la devolución y la voluntariedad de la instalación.

Expertos en el sector energético han propuesto que, en lugar de un cobro directo o un traspaso opaco, los costos de los contadores inteligentes y sus beneficios se incorporen al cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD). El VAD es un componente de la tarifa eléctrica que busca reflejar los costos de inversión y operación de una "empresa modelo" de distribución eficiente. De esta manera, el costo se reconocería de forma transparente y se amortizaría a lo largo de la vida

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

útil del equipo, considerando los ahorros y beneficios que los contadores inteligentes aportan a la operación de la red.

#### **1.1.4.3.4 Inversiones realizadas en la implementación de AMI**

Las inversiones necesarias para el despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en Chile han sido considerables, con un modelo de financiación que ha involucrado principalmente al sector privado, pero también ha contado con un rol estratégico y, en ocasiones, polémico, del sector público.

Se ha estimado que la inversión total necesaria para el recambio nacional de los medidores a tecnología inteligente asciende a alrededor de US\$1.000 millones, cubriendo no solo el costo de los propios dispositivos, sino también los gastos relacionados con su instalación, la adecuación y desarrollo de las redes de comunicación para la transmisión remota de datos, y la modernización de los sistemas de información de las empresas distribuidoras para gestionar la información de consumo en tiempo real y habilitar nuevas funcionalidades (CIPER Chile, 2019).

La inversión en el despliegue del AMI en Chile ha sido sustancial, financiada principalmente por las empresas distribuidoras, con un mecanismo de recuperación de costos que, aunque legalmente respaldado en un inicio para ser asumido por los clientes a través de la tarifa, generó una significativa controversia y una decisión de devolución por parte del gobierno al definir que fuera voluntario. El rol del sector privado ha sido el de inversor y ejecutor, mientras que el sector público ha definido el marco regulatorio, supervisado su aplicación y respondido a las implicaciones sociales y políticas del despliegue.

#### **1.1.4.3.5 Lecciones aprendidas en la Implementación de AMI en Chile**

Una de las lecciones más contundentes en la planificación fue la fuerte reacción pública al traspaso del costo de los medidores avanzados a los clientes a través de la tarifa. La percepción de que los consumidores estaban pagando por un activo que seguiría siendo propiedad de las empresas distribuidoras generó una significativa oposición.

Esto define la necesidad de una comunicación transparente y un modelo de recuperación de costos socialmente aceptable desde las etapas iniciales de la planificación. La experiencia chilena demuestra que la falta de aceptación social

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

puede detener o revertir políticas bien intencionadas desde el punto de vista técnico y económico. Si bien la Contraloría respaldó la legalidad del cobro, la decisión política fue la devolución, lo que destaca la importancia de la legitimidad social más allá de la legalidad.

La implementación del AMI no es solo un cambio tecnológico, sino una transformación del mercado energético que afecta a múltiples actores. Una planificación fragmentada o que no involucra a todos los stakeholders (empresas, reguladores, consumidores, gobierno) puede generar fricciones y atrasar el despliegue. Los estudios de la CNE y otros organismos han enfatizado la importancia de una estrategia nacional que fije objetivos claros y diseñe un ambiente regulatorio robusto.

A pesar del despliegue de medidores electrónicos, una lección clave ha sido que la falta de una modernización completa de la red eléctrica ha impedido que estos medidores funcionen plenamente como "inteligentes". Muchos medidores instalados aún no cuentan con la red de comunicación necesaria para la transmisión de datos en tiempo real, lo que limita su capacidad para habilitar funcionalidades avanzadas.

La principal promesa de los contadores inteligentes es la capacidad de generar datos de consumo en tiempo real, lo que permite el desarrollo de tarifas más flexibles y la gestión activa de la demanda (BNamericas, 2023). Sin embargo, si la infraestructura de soporte no está lista o las regulaciones no incentivan estas tarifas, el potencial de los datos no se aprovecha plenamente.

### **1.1.5 EXPERIENCIAS DE IMPLIMENTACIÓN DE AMI EN BRASIL**

Las experiencias y el resumen de la implementación de AMI que se presentan a continuación corresponden a la información proporcionada por la empresa Landis+Gyr, en respuesta a la Circular No. 129 de 2025 emitida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Si bien esta información fue suministrada directamente por el fabricante, ha sido verificada y validada por el equipo de consultoría que adelantó el análisis técnico y regulatorio correspondiente.

La legislación brasileña y la regulación del sector eléctrico han avanzado significativamente en los últimos años, con el propósito de establecer directrices claras y reducir las incertidumbres que obstaculizan la expansión de inversiones en proyectos de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI). Entre los desarrollos normativos más recientes se destacan:

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

- Medida Provisional No 1300/2025
- La Ordenanza Normativa No 111/2025 del Ministerio de Minas y Energía.

La Medida Provisional No 1300/2025, emitida por el Gobierno Federal, establece la apertura progresiva del mercado eléctrico para los consumidores de baja tensión, permitiéndoles elegir libremente a su proveedor de energía. Esta apertura se implementará en dos etapas:

1. A partir del 1 de agosto de 2026, para consumidores industriales y comerciales
2. A partir del 1 de diciembre de 2027, para consumidores residenciales y rurales.

Por su parte, la Ordenanza Normativa No 111/2025 define los lineamientos para la digitalización progresiva de las redes eléctricas durante un horizonte de 10 años. Esta regulación tiene como objetivo apoyar la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada, no solo como herramienta para la medición y facturación del consumo, sino también como un componente estratégico para el monitoreo del desempeño operativo de las redes eléctricas. A continuación se presentan 2 proyectos representativos en Brasil de la implementación de AMI

#### **1.1.5.1 *Equatorial Energía Pará***

Equatorial energía Pará es responsable de un área de concesión ubicada en la región norte. En total, representa aproximadamente el 2,82 % del mercado de consumo en términos de consumo (MWh) y el 3,28 % en unidades de consumo de baja tensión (3,06 millones de unidades). Actualmente existen aproximadamente 600.000 medidores avanzados del Sistema de Medición Centralizada (SMC), lo que representa aproximadamente el 20 % de todas las unidades de consumo de baja tensión atendidas por Equatorial Energia Pará.

Dentro del alcance del proyecto de Equatorial Energía Pará se incluye la medición del balance energético en transformadores de distribución, lo que permite un monitoreo más preciso de las pérdidas no técnicas y una gestión más eficiente de los activos.

Entre los principales beneficios del éxito del proyecto se encuentran la reducción de las pérdidas no técnicas de energía y la disminución de los impagos. Un estudio publicado en 2024 por FGV Energia (FGV Energia, 2024), titulado "Panorama general de las pérdidas no técnicas en Brasil y el potencial de aplicación de Sistemas de Medición Centralizada (SMC) para mitigar impactos", presentó el caso de Equatorial Energia Pará como un caso de éxito. En zonas con SMC, las pérdidas

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

no técnicas se redujeron en un 46,8 % y la tasa de éxito en la recolección aumentó en 3 puntos porcentuales.

#### **1.1.5.2 *Copel***

Copel es la empresa responsable del área de concesión ubicada en la región sur de Brasil. Su participación representa aproximadamente el 6,5 % del consumo total de energía eléctrica (en MWh) y el 5,8 % del total de unidades de consumo en baja tensión del país. Actualmente, cuenta con cerca de 1,4 millones de medidores avanzados instalados (Copel, 2024), lo que equivale a alrededor del 27 % de las unidades de consumo atendidas por Copel en el segmento de baja tensión.

La compañía se destaca como la distribuidora con mayor avance en la implementación de sistemas de medición inteligente para clientes residenciales y comerciales, liderando en número absoluto de medidores instalados. Según declaraciones de la propia empresa, el principal factor que motivó la inversión fue la reducción de los costos operativos, especialmente en áreas rurales, donde los costos de lectura pueden llegar a ser hasta diez veces más altos que en zonas urbanas.

Entre los elementos que han contribuido a esta eficiencia operativa se destacan: la implementación de funciones de corte y reconexión remota del servicio, la posibilidad de detectar si una interrupción corresponde a una falla interna del usuario, la disminución de visitas improductivas, la adopción voluntaria de facturación digital por parte de los clientes y la expectativa de reducir significativamente las pérdidas no técnicas.

Entre los principales resultados observados a partir de la instalación de los medidores avanzados, se destacan los siguientes:

- Mayor efectividad en las operaciones de corte y reconexión remota, lo que ha contribuido a la reducción de los niveles de morosidad, con expectativas de mejora adicional.
- Adopción del sistema de facturación digital por parte del 60 % de los usuarios, con una meta de alcanzar el 90 % mediante estrategias de involucramiento promovidas por la empresa.
- Reducción de los casos de impago mediante cortes remotos y automatización del proceso de reconexión una vez realizado el pago.

- Implementación de mantenimiento predictivo, con base en el monitoreo remoto de datos de red, lo que ha evitado desplazamientos innecesarios del personal técnico.
- Desarrollo de una aplicación para usuarios que permite visualizar estimaciones del valor de la factura al final del mes, promoviendo una mayor participación y control por parte del consumidor.

### 1.1.6 ANÁLISIS COMPARATIVO REPRESENTATIVO

Una vez realizada la investigación de los mercados internacionales, se realiza un resumen indicativo que compara los mercados eléctricos de California (EE.UU.), Australia, Londres (Reino Unido) y Chile en tres dimensiones clave: Caracterización del mercado, Tamaño del mercado y Regulación. Lo anterior con el fin de entender las dimensiones del mercado.

**Tabla 6 Análisis Comparativo de los mercados estudiados**

Aspecto / Mercado	California (EE.UU.)	Australia	Londres (Reino Unido)	Chile
<b>Caracterización del mercado</b>	Mercado mixto y descentralizado. Mercado mayorista competitivo operado por CAISO. Empresas distribuidoras desagregadas (PG&E, SCE, SDG&E), que no generan energía. Competencia en generación y comercialización, monopolios regulados en transmisión y distribución.	National Electricity Market (NEM), mercado mayorista avanzado. Sistema interconectado en 5 regiones. Generación y comercialización en competencia. Transmisión y distribución como monopolios regulados. Competencia en comercialización minorista.	Mercado liberalizado y competitivo. Generación privada, transmisión por National Grid, distribución por operadores regionales como UK Power Networks. Comercialización abierta. Libertad de elección para el consumidor.	Generación en competencia, transmisión y distribución monopolios regulados. Coordinador Eléctrico Nacional gestiona el sistema. Alta penetración de energías renovables (64% de la capacidad instalada). División entre clientes libres y regulados.
<b>Tamaño del mercado</b>	~39.5 millones de habitantes en 2025. Ingreso medio familiar	~27 millones de habitantes en 2024. Crecimiento	~68.18 millones en Reino Unido; ~9 millones en Londres. Ingreso	~19.7 millones de habitantes. 64% de la capacidad instalada con

Aspecto / Mercado	California (EE.UU.)	Australia	Londres (Reino Unido)	Chile
	USD 96,000. 18.9% en pobreza. Mercado eléctrico maduro y grande.	demográfico alto. Ingreso medio AUD 57,408 anuales. 12.6% en pobreza. Mercado con alta integración de renovables.	medio £34,500. 21% en pobreza. Londres con retos urbanos, diversidad de proveedores y tarifas.	energías renovables. Clientes libres (potencia >5 MW) y clientes regulados (≤5 MW). Sistema robusto con fuerte regulación y metas de descarbonización.
<b>Regulación</b>	FERC regula transmisión interestatal y mercados mayoristas. CPUC regula distribución y tarifas al usuario final. CAISO gestiona el mercado. Regulación estatal fuerte para fomentar competencia y sostenibilidad.	Regulación por Australian Energy Regulator (AER), Australian Energy Market Commission (AEMC), y operador AEMO. Mercado altamente regulado, enfoque en eficiencia y fiabilidad. Supervisión estricta.	Ofgem regula mercado, protección al consumidor, fijación de límites de precios (Price Cap). Legislación nacional: Energy Act 2008, Smart Metering Codes. Libertad para cambiar de proveedor.	Comisión Nacional de Energía (CNE) regula generación, transmisión y distribución. Coordinador Eléctrico Nacional gestiona operación y seguridad. Tarifas definidas con base en costos eficientes.

De forma adicional y a manera de conclusión se realiza una tabla comparativa detallada entre cuatro mercados internacionales (California - EE.UU., Australia, Londres - Reino Unido, Chile), enfocada en tres aspectos clave de la implementación de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI): Tratamiento Tarifario, Inversiones AMI y Lecciones Aprendidas.

**Tabla 7 Análisis comparativo de la implementación de AMI en los mercados estudiados**

Aspecto / Mercado	California (EE.UU.)	Australia	Londres (Reino Unido)	Chile
<b>Tratamiento Tarifario</b>	Costos AMI integrados en base tarifaria. Recuperación	Costos incluidos en tarifas de energía. Prohibición de	Costos recuperados a través de facturas	Costos inicialmente trasladados a usuarios vía tarifa, con rechazo social. Se

Aspecto / Mercado	California (EE.UU.)	Australia	Londres (Reino Unido)	Chile
	aprobada por CPUC con análisis costo-beneficio. Opción opt-out con sobrecargo por lectura manual.	cobro inicial al cliente. Implementación de tarifas TOU y precios dinámicos.	energía. Ofgem impone Price Cap con asignación específica para AMI. Fomento de tarifas TOU.	revirtió a esquema voluntario. Propuesta de integración en el VAD.
<b>Inversiones AMI</b>	Inversiones relevantes: PG&E (cifra no especificada), SCE (USD 1.63 mil millones), SDG&E (USD 572 millones). Financiación con cargo a tarifas reguladas.	Inversiones muy altas en Victoria (AUD 2.2 mil millones). Financiación privada, préstamos CEFC. Participación de minoristas y DNSPs.	£13.5 mil millones para todo el Reino Unido (2013-2034). Financiación privada por proveedores + infraestructura común (DCC). Costos repercutidos a clientes.	US\$1.000 millones estimados. Financiación inicialmente vía tarifas. Reversión política tras rechazo público. Inversión principalmente privada.
<b>Lecciones Aprendidas</b>	Importancia de un CBA riguroso. Riesgos de ciberseguridad. Dificultades en justificar beneficios reales frente a costos percibidos.	Fracaso del modelo voluntario ("Power of Choice"). Necesidad de marco prescriptivo. Problemas de interoperabilidad y de instalación. Protección reforzada al consumidor.	Retrasos sistemáticos. Problemas con interoperabilidad de SMETS1. Falta de conectividad en edificios antiguos. Necesidad de planificación y comunicación clara.	Rechazo social por estructura de costos y propiedad del medidor. Necesidad de una estrategia de comunicación más efectiva. Propuesta de tratamiento tarifario más transparente.

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCN – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

## 1.2 REVISIÓN NACIONAL

En el contexto de la modernización del sistema eléctrico colombiano, la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) se consolida como una herramienta clave para mejorar la eficiencia operativa, reducir pérdidas, fortalecer la calidad del servicio y facilitar una relación más activa entre los usuarios y el sistema de distribución eléctrica.

La implementación de AMI plantea retos técnicos, regulatorios y financieros que requieren ser abordados a partir de la experiencia real de los agentes del sector. En ese sentido, distintas empresas distribuidoras y Operadores de Red (OR) en Colombia han desarrollado pilotos, simulaciones técnicas o ejercicios de planificación para evaluar la viabilidad del despliegue de estas soluciones.

Este documento presenta una revisión técnica y comparativa de dichas experiencias, con el propósito de aportar insumos objetivos al análisis del marco normativo y de los esquemas de remuneración vigentes o en discusión. En particular, se recopila información relacionada con:

- El número de usuarios incluidos en cada piloto o ejercicio de simulación.
- Las tecnologías implementadas o evaluadas.
- Los costos estimados (CAPEX y OPEX).
- Los beneficios proyectados u observados.
- Las recomendaciones regulatorias planteadas por cada agente.

La revisión incluye experiencias de empresas como EDEQ, ESSA, CHEC, EEBP, entre otras, y permite identificar tanto patrones comunes como propuestas diferenciadas según el tipo de operador, su entorno geográfico, y el enfoque técnico y financiero adoptado.

### 1.2.1 REVISIÓN NORMATIVA

A continuación, se presenta una síntesis de las principales normas que conforman el marco regulatorio colombiano relacionado con la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)

**Tabla 8 Normativa Vigente**

<b>NORMA</b>	<b>AÑO</b>	<b>DESCRIPCIÓN DE LA NORMA</b>
Resolución CREG 038 de 2014	2014	Define los lineamientos generales para medición inteligente, su viabilidad y condiciones técnicas. Fue el primer marco formal sobre AMI. (CREG, 2014)
Resolución CREG 015 de 2018	2018	Establece indicadores de calidad del servicio para usuarios regulados y su vinculación con medición avanzada. (CREG, 2018)
Resolución MME 40072 de 2018	2018	Define la política pública de masificación de medidores avanzados y roles de los agentes. (Ministerio de Minas y Energía, 2018)
Ley 2099 de 2021	2021	Ley de Transición Energética. Establece beneficios tributarios para tecnologías como AMI. (Congreso de Colombia, 2021)
Resolución CREG 101 001 de 2022	2022	Asigna al OR la responsabilidad de la lectura de medidores, incluyendo infraestructura AMI. Establece una participación del 15% del CBC. (CREG, 2022a)
Resolución CREG 101 032 de 2022	2022	Establece el esquema de verificación de calidad con datos AMI. Define indicadores horarios, reglas de reporte y uso del aplicativo de XM. (CREG, 2022b)
Resolución CREG 701 011 de 2022	2022	Ajusta la metodología tarifaria para incluir costos AMI y futuras formas de remuneración. (CREG, 2022c)
Circular CREG 035 de 2023	2023	Especifica lineamientos operativos y formatos para cague de datos AMI. (CREG, 2023)

## 1.2.2 PRESENTACIÓN DE EXPERIENCIAS NACIONALES

### 1.2.2.1 *Centrales Eléctricas De Norte De Santander (CENS).*

- **Alcance | :**

Se desarrolló un preliminar sobre los costos asociados con la instalación de AMI en un grupo de **2846 usuarios**, cuya selección cumple con los criterios exigidos en la regulación vigente. Actualmente no se han desarrollado implementaciones en campo bajo este esquema

- **Stack Tecnológico Evaluado:**

Tecnología de comunicación: RF-Mesh. Enfoque: Solución tipo meter-to-cash, sin considerar funcionalidades adicionales como análisis de pérdidas técnicas o comerciales en el MDMS.

- **CAPEX:**

Valor por medidor AMI contra valor x punto **\$569.362**

DESCRIPCIÓN	COSTO CALIBRACIÓN 2025	VALOR PROMEDIO X PUNTO	COSTO TOTAL 2025
Calibración Por medidor monofásico	\$17.836	\$353.742	\$371.578
Calibración por medidor Bifásico	\$24.400	\$569.332	\$593.732
Calibración por medidor trifásico	\$23.700	\$569.332	\$593.032
Calibración por medidor Semidirecta	\$19.000	\$569.332	\$588.332

COMPONENTE	CARACTERISTICAS	Valor promedio COP/punto
Instalación completa	Entre estos factores se encuentran las adecuaciones necesarias, como las obras civiles, debido a que el factor de forma de los medidores AMI no siempre se ajusta a la infraestructura existente para los medidores convencionales.	\$201.067
Red de Telecomunicaciones (RF-Mesh)	Se contempla una red con tecnología <b>RF-Mesh</b> , diseñada para cumplir con los niveles de servicio exigidos por la regulación AMI. El costo incluye <b>equipos Access Point o Gateway, accesorios, instalación, diseño de red y puesta a punto operativa.</b>	\$128.705
Sistema HES (SGO)	El costo promedio por punto de medida incluye la implementación del sistema, su integración con el MDMS, el módulo de gestión de la red de telecomunicaciones, componentes de ciberseguridad e infraestructura TI, todo alineado con los requerimientos regulatorios.	\$166.618
Sistema MDMS	Garantiza la calidad de los datos, permite automatizar procesos, asegurar funcionalidades que habilitan tarificación horaria y permite desarrollar de manera eficiente las bondades de AMI con efectos positivos en los indicadores de calidad del servicio, pérdida, entre otros.	\$517.035
Licencias de software (SGO + MDMS)	El licenciamiento descrito cubre SGO (HES) por punto de medida, MDMS por punto de medida, herramienta gestión local del sistema de medida AMI por dispositivo	\$136.525
Portal Web para usuarios	-	\$64.899

Para garantizar el despliegue exitoso de la solución AMI, se requiere personal encargado de actividades como capacitación técnica, planeación y coordinación operativa, así como la gestión social, que incluye procesos de aceptación y formación de los usuarios piloto.

- **Otros costos (globales):**

Aceptación y capacitación usuarios: **\$708.896.913 COP** (total proyecto).  
Personal para implementación: **\$817.640.196 COP** (total proyecto).

- **Costos Operativos (OPEX anuales por punto):**

Concepto	Costo Anual COP/punto
Portal web y conectividad	\$12.376
Operación y monitoreo (personal)	\$55.837
Soporte, actualización y mantenimiento	\$11.705
Coordinación operativa	\$59.704

De igual manera para asegurar la funcionalidad y disponibilidad del sistema AMI, se contempla:

- ✓ **Licenciamiento del portal web y conectividad:**

Permite a los usuarios visualizar su información energética.

- ✓ **Operación y monitoreo del sistema:**

Personal encargado de supervisar la red AMI de forma integral, garantizando los niveles de servicio requeridos.

- ✓ **Soporte y mantenimiento de componentes clave:**

- El sistema **HES**, red de telecomunicaciones y medidores.
- El **software móvil**, utilizado en campo por personal técnico.
- El **MDMS**, responsable del procesamiento y análisis de datos del sistema.

- ✓ **Atención de fallas en campo:**

Servicio para revisión y normalización de fallas en medidores o equipos de telecomunicaciones, asegurando la continuidad operativa del sistema.

- **Beneficios Económicos Proyectados (Ex Ante):**

Es claro que este punto del proyecto no se cuenta con la información suficiente para cuantificar los beneficios, ya que no se tienen datos reales, sin embargo, se identifica que se pueden tener los siguientes beneficios:

- ✓ Mejora en la gestión y planificación de la demanda.
- ✓ Incremento en la calidad del servicio y satisfacción del usuario.
- ✓ Impulso a la innovación y ventaja competitiva

Ahora bien, como parte de los beneficios *ex ante*, se pueden evidenciar los siguientes:

Concepto	Ahorro Anual Total COP
Lectura de medidores	\$20.076.595
Visitas por preaviso de suspensión	\$3.408.957
Gestión de cartera	\$13.020.525
Reducción pérdidas comerciales	Supuesto <1%

- **Propuestas del OR sobre Remuneración y Marco Regulatorio:**

- ✓ La implementación debe tener un esquema de **remuneración compartida** entre OR, usuarios y Gobierno, basado en los beneficios reales.
- ✓ Solicitan un **estudio de beneficio-costo actualizado y oficial** liderado por la CREG.
- ✓ Manifiestan su oposición a la creación del GIDI por los siguientes motivos:
  - Aumenta costos operativos y de transacción.
  - Introduce reprocesos en el ciclo comercial.
  - Riesgos operativos por centralización.

- ✓ Consideran que el OR ya cuenta con la capacidad operativa y técnica para cumplir con los objetivos regulatorios sin necesidad del GIDI.
- ✓ Solicitan que la regulación deje **explícito cómo los beneficios obtenidos por otros agentes (como comercializadores) también deben traducirse en ingresos para el OR.**
- ✓ Advierte que la falta de claridad en remuneración puede frenar el financiamiento bancario del despliegue AMI.
- **Conclusión:** El operador presenta un caso de análisis detallado, aunque sin implementación real. Plantea con claridad los costos, beneficios esperados y la necesidad urgente de un modelo regulatorio y financiero que garantice la recuperación de la inversión por parte del OR, destacando el riesgo de fragmentar la operación a través de figuras como el GIDI.

#### **1.2.2.2 Central Hidroeléctrica De Caldas S.A.E.S.P. Bic (CHEC)**

- **Alcance del Piloto:**
  - ✓ **Usuarios considerados:** 2.500 usuarios.
  - ✓ **Estado:** Proyecto en etapa de estimaciones técnicas y económicas, basado en referenciación y estudios internos del Grupo EPM.
- **Tecnología utilizada:** Comunicación: RF-Mesh. Sistema: Stack AMI completo (medidor, HES, MDMS, portal, red de telecomunicaciones).
- **Costos de Inversión (CAPEX por usuario - COP sin IVA):**

Componente	Valor X unidad (COP)	Valor de calibración (COP)	TOTAL
Medidor monofásico	\$409.549	\$57.069	\$466.618
Medidor polifásico	\$659.644	\$131.171	\$790.815

Los costos reportados incluyen la calibración y ensayos de los medidores AMI, así como la parametrización que se debe hacer a estos para garantizar su correcto funcionamiento, y asegurar la habilitación de las funcionalidades definidas.

<b>COMPONENTE</b>	<b>CARACTERISTICAS</b>	<b>Valor promedio COP/punto</b>
Caja hermética medidor monofásico	Costos asociados al cambio de caja hermética y/o el cambio de la acometida en los casos donde se estime necesario incluyendo los materiales necesarios.	\$9.915
Caja hermética medidor polifásico	Costos asociados al cambio de caja hermética y/o el cambio de la acometida en los casos donde se estime necesario incluyendo los materiales necesarios.	\$55.325
Red de telecomunicaciones	Red de telecomunicaciones con tecnología RF-Mesh, el costo incluye los equipos Acces Point o Gateway, Extensores, accesorios para los equipos de red, instalación de los equipos, el valor del diseño de la red. Varía según la tecnología y el fabricante.	\$248.152
Sistema HES (SG0)	Costos asociados a licenciamiento, implementación del sistema incluyendo integración con MDMS y el módulo para la gestión de la red de telecomunicaciones.	\$117.925
Meter Data Management System (MDMS)	Costos asociados a licenciamiento, y la implementación del sistema.	\$610.000

Desarrollos informáticos e integraciones	Costo de desarrollos necesarios para ajustar adecuar el funcionamiento de los principales sistemas empresariales en las nuevas transacciones que surgen.	\$38.437
Aceptación y capacitación usuarios piloto	Se considera los costos asociados a la capacitación a la comunidad requerida para el adecuado uso de la tecnología.	\$46.386

- **Costos Operativos (OPEX por usuario/año - COP sin IVA):**

Para garantizar el funcionamiento continuo y eficiente de un sistema AMI, es necesario contemplar una serie de costos operativos anuales, distribuidos en los siguientes componentes:

- ✓ **Gestión y operación del sistema**

Incluye los costos asociados al personal responsable de administrar, implementar y gestionar el sistema AMI.

- ✓ **Monitoreo operativo permanente**

Requiere personal dedicado a supervisar el sistema de forma integral, asegurando el cumplimiento de los niveles de servicio exigidos por la regulación.

- ✓ **Soporte técnico HES – Red de Telecomunicaciones – Medidores**

Dado que estos tres componentes operan de forma integrada, su mantenimiento conjunto es crucial para garantizar la disponibilidad del sistema y cumplir con los requisitos regulatorios de registro, reporte y atención al usuario.

- ✓ **Soporte del Software Móvil**

Este software permite ejecutar actividades en campo, por lo que su mantenimiento asegura operatividad en la gestión directa de equipos AMI.

- ✓ **Soporte del MDMS**

Asegura la continuidad y actualización del sistema de gestión de datos de medición, clave para la integridad del reporte de información regulatoria y la atención al usuario.

✓ **Atención de fallas en campo**

Contempla la revisión y normalización de fallas que puedan surgir en medidores o equipos de telecomunicaciones, garantizando la operatividad del sistema durante su etapa de funcionamiento.

Componente	Valor (COP)
Portal Web usuario	\$20.117
Equipo operación e implementación	\$317.626
Operación y monitoreo (personal)	\$24.753
Soporte HES, red y medidores	\$12.800
Soporte software móvil	\$490
Soporte MDMS	\$6.197
Normalización fallas campo	\$13.736
Infraestructura TI HES	\$22.482
Infraestructura TI MDM	\$15.735

- **Beneficios Económicos Proyectados (Ex Ante - por usuario/año):**

Rubro	Valor estimado por usuario intervenido con AMI/año COP
Lectura	\$13.456
Órdenes de servicio	\$463
Pérdidas no técnicas	\$163
Reducción refacturación	\$9
Call center	\$1.342
Mantenimiento BT	\$1.454
Facturación energía reactiva	\$41
<b>Total, beneficio directo por usuario</b>	<b>\$16.930</b>

- **Otros beneficios:**

- ✓ **Lectura remota:** Se proyecta una reducción del 85% en los costos de lectura presencial en zonas sin multiservicio. Se estima un ahorro en personal y logística.
- ✓ **Órdenes de servicio:** Reducción del volumen de órdenes de campo, se estima que 2 de cada 3 órdenes relacionadas con el medidor serían eliminadas gracias a operación remota.
- ✓ **Pérdidas no técnicas:** Incremento en facturación por disminución del fraude y reconexiones ilegales.
- ✓ **Pérdidas técnicas:** Optimización de la red, equilibrado de fases, gestión de la demanda y reducción de consumo. Se estima una reducción del 1% en pérdidas técnicas en usuarios intervenidos.

- ✓ **Incentivos a la calidad:** Mejora en indicadores de calidad que generan ingresos por incentivos regulatorios. Estos beneficios se esperan que se reflejen a partir del tercer año de implementación. Así mismo se ve una reducción en visitas fallidas, fallas por sobrecarga y compensaciones.
- ✓ **Reducción costos de call center:** Menor volumen de llamadas por dudas sobre facturación o problemas técnicos. Se estima:
  - 1,5% menos en atención de avisos.
  - 2% Menos por aclaraciones en facturación.
  - 10% aumento en llamadas gestionadas por cada año de implementación.
- ✓ **Mejora del recaudo:** Mayor eficacia en suspensiones remotas y detección de fraude. Se espera una mejora del 1% punto porcentual en zonas con bajo recaudo.
- ✓ **Reducción de consumo:** Con base en análisis se estima que los usuarios harán un uso más eficiente de la energía al contar con información más precisa. Generando un ahorro aproximado por usuario/año: **COP 36.000**
- ✓ **Suspensiones y reconexiones:** Se estima un ahorro para el usuario por la disminución en el número de suspensiones físicas y reconexiones tradicionales por un valor anual por usuario de **COP 4.400**
- ✓ **Beneficios ambientales:** Se proyectan reducciones en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), con posibilidad de materializar ingresos por Certificados de Reducción de Emisiones (CER). Esto aplicable principalmente en escenarios de despliegue masivo.
- ✓ **Beneficios tributarios (Ley 2099 de 2021):** Con base en la normativa vigente, se identifican beneficios fiscales como deducción de renta, exclusión del IVA, exención de aranceles y depreciación acelerada. Aún no cuantificados en el análisis actual.
- ✓ **Valor evitado por compra de equipos:** Se considera un ahorro para los usuarios al no tener que adquirir medidores tradicionales durante su vida útil. Valor anual estimado por usuario: **COP 11.892**

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	<b>GCG – CR - 01</b>
		<b>REVISIÓN: 0</b>
		<b>FECHA: 25/05/2025</b>

- ✓ **Tarifación horaria:** Se prevé la posibilidad de aplicar esquemas tarifarios diferenciados por hora, que podrían incentivar el consumo eficiente. Beneficio identificado, pero sin estimación monetaria en esta fase.
- **Propuestas y Observaciones del OR sobre Regulación y Remuneración:**
  - ✓ Reconocimiento de los beneficios proyectados como base para un modelo de remuneración.
  - ✓ Incluir ahorros OPEX como fuente de ingresos para el OR.
  - ✓ Considerar incentivos regulatorios por mejora en calidad del servicio.
  - ✓ Aclarar mecanismos de participación en beneficios por comercializadores.
  - ✓ Solicitan marco regulatorio que facilite financiación del despliegue masivo.
  - ✓ La madurez de beneficios requiere al menos 3 años post- implementación.
- **Conclusión:** CHEC presenta un ejercicio detallado de costos, beneficios y propuestas regulatorias orientadas a viabilizar el despliegue AMI. A pesar de no haber iniciado implementación real, el análisis permite visualizar con claridad las necesidades de ajuste normativo para facilitar la recuperación de la inversión y el reparto justo de beneficios.

#### **1.2.2.3 *Empresa De Energía Del Bajo Putumayo (EEBP S.A E.S.P.)***

- **Alcance del piloto:** Piloto de Infraestructura de Medición Inteligente (AMI) en el municipio de **Puerto Asís** durante **2022 y 2023**. Este proyecto representó un avance en la modernización del sistema eléctrico local, permitiendo comunicación bidireccional entre el operador y 284 usuarios (0.8% del total).
- **Objetivos del piloto:**
  - ✓ Reemplazar medidores tradicionales por medidores avanzados.
  - ✓ Evaluar la viabilidad técnica y económica de la infraestructura AMI.

- ✓ Validar si la nueva tecnología permite resolver las deficiencias del sistema de medición tradicional.
- **Componentes instalados:**
  - ✓ **Medidores:**
    - 269 con medición directa
    - 10 con medición semidirecta
    - 5 macromedidores en transformadores
  - ✓ **Red de comunicación:**
    - 1 servidor central
    - 6 concentradores
    - 78 colectores (RF)
- **Capacitaciones:**

El proveedor AMS se encargo de dar diferentes capacitaciones al personal técnico de EEBP, donde se tocaron principales puntos como:

  - ✓ Sistemas de medición centralizada
  - ✓ Especificaciones técnicas de los medidores AMI
  - ✓ Instalación y mantenimiento en red de medidores, colectores y concentradores
  - ✓ Configuración y operación software Smarti y otros sistemas de soporte
- **Costos del proyecto (COP):**

Actividad	Valor
Suministro, capacitación y configuración de equipos	\$419.346.079
Supervisión y seguimiento de la ejecución del plan piloto	\$35.000.000
Montaje de medición inteligente	\$86.727.863

Gestión de la medición AMI	\$24.337.404
<b>Total</b>	<b>\$565.411.346</b>

- ✓ **Costo promedio por usuario:** \$1.990.885 COP
- ✓ El 100% del costo fue asumido por EEBP, sin traslado a tarifa para los usuarios.

- **Beneficios observados (ex post):**

- ✓ **Operativos y técnicos:**

- Lectura remota sin ingreso al inmueble, evitando desplazamientos y riesgos asociados.
- Reducción de errores humanos.
- Detección en tiempo real, esto permite la recopilación y análisis de datos facilitando la detección temprana de anomalías y fallas.
- Reducción de tiempos para reconexión y suspensión de servicio ya que se pueden hacer de forma remota, agilizando la atención y reduciendo tiempos de respuesta.

- ✓ **Económicos y comerciales:**

- La infraestructura AMI contribuye a la reducción de perdidas no técnicas gracias al monitoreo continuo, así mismo la alta vulnerabilidad de los medidores convencionales permite el incremento de perdidas no técnicas.
- El monitoreo en tiempo real y constante sobre el consumo permite evaluar diferentes esquemas de eficiencia energética y promover la incorporación de tecnologías de autogeneración y generación distribuida.
- Mejora en la calidad del servicio y atención al usuario.

- **Propuestas regulatorias y observaciones:**

- ✓ **Esquemas alternativos de financiación:**

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

- Adquisición directa del medidor por parte del usuario.
- Financiamiento progresivo desde el OR al usuario.
- Subsidio gubernamental parcial para la adquisición del medidor.
- 
- **Ajustes regulatorios solicitados a la CREG:**
  - ✓ Definir mecanismos tarifarios para remuneración de inversiones AMI.
  - ✓ Establecer parámetros de **interoperabilidad** para evitar costos adicionales de integración.
  - ✓ En zonas rurales, dada la baja conectividad, se recomienda un despliegue progresivo con foco inicial en zonas urbanas.
- **Conclusión:** El piloto AMI de EEBP en Puerto Asís evidenció una implementación técnica exitosa, con beneficios claros en eficiencia operativa, reducción de pérdidas y mejora de la calidad del servicio. No obstante, el alto costo por usuario y la falta de un esquema de remuneración viable dificultan un despliegue masivo si la carga económica recae exclusivamente sobre el OR. Se plantean alternativas regulatorias que buscan distribuir equitativamente los costos entre todos los agentes involucrados en la cadena de valor del sistema eléctrico.

#### **1.2.2.4 Electrificadora De Santander S.A. E.S.P. (ESSA)**

- **Alcance del piloto:** Ubicado en el departamento de Santander, se consideró un piloto AMI con 3.000 usuarios, desarrollado a partir de análisis técnicos, estudios de mercado y ejercicios de simulación. El proyecto no se implementó en campo, pero permitió evaluar los costos, beneficios y lineamientos regulatorios aplicables en un entorno urbano.
- **Tecnología y componentes evaluados:**
  - ✓ Medidores avanzados con comunicación embebida por radiofrecuencia (RF-Mesh).

- ✓ Sistema HES, MDMS, red de telecomunicaciones, herramienta de gestión local, portal web.
- ✓ Actividades de capacitación técnica y gestión social (usuarios piloto).

• **Costos Estimados de Implementación (CAPEX - COP sin IVA):**

DESCRIPCIÓN	COSTO CALIBRACIÓN 2025	VALOR PROMEDIO X PUNTO	COSTO TOTAL 2025
Calibración Por medidor monofásico	\$32.436	\$327.600	\$360.036
Calibración por medidor polifásico	\$51.215	\$526.512	\$577.727

Los costos reportados incluyen la calibración y ensayos de los medidores AMI, así como la parametrización que se debe hacer a estos para garantizar su correcto funcionamiento, y asegurar la habilitación de las funcionalidades definidas para AMI. Estos equipos de medida se proyecta una vida útil a 15 años.

Componente	Características	Valor unitario (COP)
Caja monofásica	Se identifica la necesidad de instalar o cambiar la caja del medidor para asegurar el cumplimiento de norma. Aproximadamente un 30% requieres ser cambiadas	\$49.401
Caja polifásica	Para los puntos de medida donde se tienen medidores instalados en gabinetes, representa un mayor costo en la instalación debido al dimensionamiento en los medidores AMI	\$87.086
Instalación	La instalación de un medidor AMI incluye la actividad correspondiente a la puesta a punto del equipo en el sistema de	\$213.405

	medición mas no adecuaciones de obras civiles, ni materiales complementarios.	
Red de telecomunicaciones RF-Mesh	El costo puede variar según la tecnología usada, así mismo como del tipo de fabricante. Para este caso se tuvieron una estimación de costos para una red con tecnología RF-Mesh, Incluyendo equipos <i>Access Point</i> o <i>Gateway</i> .	\$199.000
Sistema HES	Los costos del sistema HES se calculan como un valor promedio por punto de medida e incluyen licencias, implementación, integración con el MDMS, gestión de la red de telecomunicaciones, componentes de ciberseguridad e infraestructura tecnológica, todo orientado a cumplir con los requerimientos regulatorios	\$190.000
Meter Data Management System. MDMS.	Los costos del MDMS se presentan como un valor promedio por punto de medida e incluyen licencias, implementación (con integración a sistemas empresariales existentes) e infraestructura tecnológica, todo orientado a garantizar su funcionamiento conforme a las exigencias regulatorias.	\$610.000
Herramienta gestión local	Se proyectan costos que se deban incurrir para contar con una herramienta que permita la gestión local o en campo. Incluyendo los costos correspondientes a hardware y software.	\$1.550
Aceptación y capacitación usuarios	Se prevé disponer de personal capacitado para actividades relacionadas con capacitación, planeación, coordinación de	\$421.000

	implementación y costos de gestión social.	
Capacitaciones internas (anual)		\$150.000.000

- Costos Operativos (OPEX estimado por usuario/año - COP sin IVA):**

Para garantizar la operación adecuada del sistema AMI se debe tener presente la relación de costos anuales que se deben incurrir en los siguientes rubros:

- ✓ Operación y monitoreo del sistema de medida AMI- Costo de personal.
- ✓ Soporte, Actualización y mantenimiento para el conjunto HES-Red Telecomunicaciones y medidores.
- ✓ Soporte, Actualización y mantenimiento para el Software Mobile.
- ✓ Soporte, Actualización y mantenimiento para el MDMS.
- ✓ Revisión y normalización de fallas en campo (Medidores, equipos red de telecomunicaciones).

Componente	Valor (COP)
Portal web usuario	\$5.800
Operación y monitoreo (personal)	\$132.350
Soporte HES/red/medidores	\$6.342
Soporte software móvil	\$151
Soporte MDMS	\$4.956

Normalización fallas en campo	\$4.300
-------------------------------	---------

• **Beneficios Económicos Proyectados (Ex Ante - COP por usuario/año):**

- ✓ **Beneficio por lectura:** se tiene como supuesto que se tendrá un 85% de reducción de costos de lectura presencial en zonas sin multiservicio.
- ✓ **Beneficio por Ordenes de servicio:** Se estima que 2 de cada 3 ordenes de servicio relacionadas con el medidor serán eliminadas.
- ✓ **Beneficio Pérdidas no técnicas:** Se identifican incrementos en la facturación y reducción de requerimientos de compra de **energía por reducción de pérdidas no técnicas**
- ✓ **Beneficio Pérdidas técnicas:** Se tiene un supuesto de un 1% de reducción sobre el porcentaje total de pérdidas técnicas de los usuarios intervenidos con AMI
- ✓ **Beneficio Incentivo a la calidad:** Se proyecta una mayor obtención de beneficios relacionados con los incentivos regulatorios por calidad del servicio gracias a la implementación de AMI. Entre ellos están la reducción de costos operativos (AOM), menos visitas fallidas, menor sobrecarga en transformadores y redes, avisos oportunos a clientes y disminución de compensaciones. Sin embargo, se estima que estos beneficios solo se materializan plenamente tras al menos 3 años de madurez operativa del sistema.
- ✓ **Beneficio reducción de compensaciones:** La implementación de AMI permitiría reducir penalizaciones por calidad del servicio al mejorar la gestión de la red. Se proyectan beneficios como disminución de costos operativos (AOM), menos visitas fallidas, reducción de fallas en transformadores y redes sobrecargadas, avisos preventivos a clientes y menores compensaciones por interrupciones.
- ✓ **Beneficio reducción de costos de call center:** Se identifica reducción de costos de atención al cliente por menor número de llamadas y PQR.s asociadas al medidor, los supuestos de beneficios identificados serían:

- 1.5% de reducción de costos de atención de avisos
- 1.5% de reducción de costos de atención de avisos fallidos
- 2% de reducción de contactos por dudas en facturación
- 10% aumento llamadas adicionales instalados anualmente

- ✓ **Beneficio mejora del recaudo**
- ✓ **Beneficio mantenimiento de baja tensión:** Reducción de costos en recursos de mantenimiento en baja tensión por atención más precisa de fallas. Esto depende del volumen del despliegue.
- ✓ **Beneficio facturación de energía reactiva**

Rubro	Valor estimado
Lectura	\$3.107
Órdenes de servicio	\$2.690
Pérdidas no técnicas	\$77.356
Pérdidas técnicas	\$796
Call center	\$1.393
Mantenimiento BT	\$928
Energía reactiva	\$1.494

- **Otros beneficios adicionales:**

Valor estimado por usuario intervenido con AMI/año COP:

- ✓ Reducción de consumo: \$6.200
- ✓ Suspensiones/reconexiones: \$4.700

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

- ✓ Valor evitado compra de equipos: \$7.500
- Beneficios tributarios: Ley 2099 de 2021
- Beneficios ambientales: reducción de GEI – posibilidad de CER (bonos de carbono)
- **Propuestas y observaciones regulatorias:**
  - ✓ Se requieren mecanismos claros de remuneración tarifaria.
  - ✓ Alta carga económica si se exige solo al OR.
  - ✓ Alternativas planteadas:
    - Compra directa del usuario.
    - Financiación progresiva desde el OR.
    - Subsidio estatal para adquisición de medidor.
  - ✓ Dificultades en despliegue rural por falta de conectividad.
  - ✓ Gestión de datos, derechos y deberes del usuario: remitidos a EPM matriz.
- **Conclusión:** El análisis realizado por ESSA permite proyectar de forma realista los costos y beneficios de un piloto AMI de 3.000 usuarios. Aunque se destacan beneficios operativos, comerciales y ambientales, se concluye que un esquema de despliegue masivo requiere ajustes normativos, alternativas de financiamiento, incentivos claros y reglas estables de remuneración, especialmente para zonas con limitaciones de infraestructura.

#### **1.2.2.5 Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ)**

- **Alcance del piloto:** En el departamento del Quindío, se desarrolló un estudio teórico sobre la implementación de AMI, considerando un escenario simulado con **730 puntos** de medida. El proyecto no incluyó piloto en campo, sino que se basó en análisis de mercado y referenciación de experiencias previas para evaluar costos, beneficios y viabilidad del despliegue.
- **Tecnología y componentes evaluados:**

- ✓ Medidores avanzados con tecnología RF-Mesh (monofásicos, polifásicos y semidirectos)
  - ✓ Red de telecomunicaciones RF-Mesh
  - ✓ Sistemas HES y MDMS
  - ✓ Portal web de usuario
  - ✓ Infraestructura TI y herramienta de gestión local
  - ✓ Personal técnico y de gestión social
- **Costos estimados (CAPEX por usuario - COP sin IVA):**

Componente	Valor X unidad (COP)	Valor de calibración (COP)	TOTAL
Medidor monofásico	\$382.820	\$64.670	\$447.490
Medidor polifásico	\$659.644	\$147.570	\$807.214
Medidor semidirecto	\$588.051	\$187.770	\$775.821

Componente	Características	Valor estimado COP
Instalación (incluye adecuaciones)	El costo de instalación de un medidor AMI va más allá de la simple colocación del equipo, e incluye adecuaciones físicas como obras civiles, cambio de caja y acometida, así como materiales complementarios (sellos, tornillos, cintas, etc.). Además, se debe contemplar la puesta a punto del medidor en el sistema, proceso clave para	\$149.670

	garantizar su correcto funcionamiento e integración con la plataforma de tele gestión.	
Red telecomunicaciones RF-Mesh	Costo de una red con tecnología RF-Mesh que asegure un performance que permita dar respuesta de manera eficiente a los niveles de servicios definidos para AMI desde la regulación, como parte de este costo se encuentra los equipos Acces Point o Gateway,	\$287.878
Sistema HES	El costo del sistema HES se estima como un valor promedio por punto de medida e incluye licencias, implementación, integración con el MDMS, gestión de la red de telecomunicaciones y componentes de ciberseguridad, necesarios para garantizar su operatividad y cumplimiento regulatorio.	\$150.713
Sistema MDMS	El costo del sistema MDMS se calcula como un valor promedio por punto de medida e incluye licencias, implementación, desarrollos informáticos e integración con los sistemas empresariales existentes, asegurando su operatividad conforme a los requisitos regulatorios.	\$615.392
Herramienta gestión local	Se estiman costos asociados a la adquisición de hardware y software necesarios para contar con una herramienta de gestión local o en campo de los dispositivos que integran el sistema de medición AMI.	\$7.372
Relacionamiento social	Como parte del personal requerido para asegurar la implementación del piloto AMI, se requiere disponer de personas para actividades relacionadas con capacitación, planeación, coordinación de la implementación y costos de gestión social	\$138.007
Transferencia de conocimiento	Col\$ / usuario	\$7.706

- Costos operativos (OPEX por usuario/año - COP sin IVA):**

Para garantizar la correcta operación del sistema de medida AMI se debe tener presente la relación de costos anual que se debe incurrir en los siguientes rubros:

- ✓ Operación y monitoreo del sistema de medida AMI - Costo de personal.
- ✓ Soporte Actualización y mantenimiento para el conjunto HES-Red Telecomunicaciones y medidores.
- ✓ Soporte Actualización y mantenimiento Software Mobile.
- ✓ Soporte Actualización y mantenimiento MDMS.
- ✓ Revisión y normalización de fallas en campo (Medidores, equipos telco).

Componente	Valor anual COP
Portal web usuario	\$10.078
Operación y monitoreo	\$153.691
Soporte HES, red y medidores	\$6.448
Soporte software móvil	\$846
Soporte MDMS	\$6.209
Revisión y normalización de fallas	\$18.750
Infraestructura HES	\$10.950
Infraestructura MDMS	\$9.306

- **Beneficios estimados (por usuario/año):**

Rubro	Valor estimado COP
Lectura	\$4.092
Órdenes de servicio	\$0
Pérdidas técnicas	\$175
Incentivos calidad / compensaciones	\$0
Call center	\$1.546

Mantenimiento BT	\$1.006
Energía reactiva	\$177
<b>Total anual estimado por usuario</b>	<b>\$6.996</b>

Dado que la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ) es una filial del Grupo EPM, los análisis de beneficios presentados coinciden con los establecidos por ESSA. Ambos estudios se desarrollaron bajo un enfoque similar, sin ejecución de pilotos en campo, y se basaron en análisis de mercado y referenciación de experiencias previas dentro del mismo grupo empresarial.

- **Beneficios adicionales (no monetizados):**

- ✓ Tributarios: Ley 2099 de 2021 (IVA, renta, aranceles, depreciación acelerada)
- ✓ Valor evitado por compra de equipo: \$5.000/usuario/año (por vida útil de medidor)

- **Observaciones y propuestas regulatorias:**

- ✓ Se evidencia que el modelo actual no es viable para masificación sin un esquema claro de remuneración.
- ✓ Solicita a la CREG mecanismos de reconocimiento tarifario que reflejen los costos reales.
- ✓ Requiere definición de estándares técnicos y regulatorios para la interoperabilidad.
- ✓ La gestión de datos y derechos del usuario será abordada por el Grupo EPM en documento separado.
- ✓ Rechaza obligación de GIDI en etapas iniciales, especialmente en mercados con baja penetración.

- **Conclusión:** El estudio elaborado por EDEQ plantea una evaluación completa de costos y beneficios del despliegue de AMI bajo un escenario simulado. Aunque no se ejecutó un piloto en campo, la información recopilada permite concluir que la masificación del sistema no es viable sin ajustes en el modelo regulatorio vigente. Se recomienda a la CREG establecer esquemas de remuneración equilibrados, reconocer los beneficios ambientales y operativos, y definir un camino progresivo para la

implementación en zonas urbanas primero, manteniendo flexibilidad para zonas rurales.

#### **1.2.2.6 Compañía Energética de Occidente (CEO)**

- **Alcance del piloto:** La Compañía Energética de Occidente (CEO) desarrolló un piloto de implementación de AMI en el departamento del Cauca, logrando la instalación de **64.700 medidores avanzados entre 2012 y 2024**, lo que representa aproximadamente el **14% de su mercado atendido**. Del total de usuarios con AMI, **55.128 fueron financiados con recursos propios** de la empresa, mientras que **9.606 usuarios** contaron con financiación proveniente de fuentes públicas como **PRONE, FAER y PTSP**.

- **Tecnologías implementadas:**

5 pilotos iniciales desde 2012, de los cuales el 80% fueron desmontados por fallas

- ✓ **Tecnología seleccionada:** TWACS (comunicación PLC por red de potencia)
  - 29 subestaciones habilitadas
  - 58.647 usuarios conectados
  - 99% de efectividad en comunicación

- ✓ **Segunda tecnología desde 2020:** PLC en baja tensión + GPRS por transformador
  - 7.121 medidores instalados
  - 91% de efectividad en comunicación

Ambas seleccionadas por adaptabilidad a zonas rurales con baja conectividad

- **Costos de implementación:**

Inversión acumulada (2012-2024): \$91.734 millones COP

Usuarios considerados (recursos propios): 55.128

**Costo promedio por usuario (ajustado): \$1.210.000 COP**

- Desglose de costos principales:**

Componente	Valor (Mill COP)	Participación
Medidores y displays	\$46.784	51%
Infraestructura de comunicaciones	\$13.760	15%
Sistemas HES, MDM, prepago, nube, ciberseguridad	\$8.256	9%
Mano de obra e intervención	\$15.595	17%
Administración de proyecto (PMO)	\$7.338	8%
<b>Total</b>	<b>\$91.734</b>	<b>100%</b>

- Beneficios observados (ex post):**

Tipo de Beneficio	Resultado
Reducción de pérdidas	4,9%
Lectura, suspensión y reconexión remotas	96% de casos, 3.400 suspensiones/año
Reducción de visitas técnicas	1 revisión evitada por usuario/año
Uso eficiente de energía	3% reducción del consumo anual
Ahorros en reparto/prepago	\$400 por cliente
Reducción de reclamaciones	5% menos reclamos
Mejora en cartera	Cobro incrementado al 96%

- Beneficios no cuantificados:**

- ✓ Reducción de emisiones CO2
- ✓ Mejora de calidad del servicio (compensaciones, confiabilidad)
- ✓ Aplazamiento de inversiones
- ✓ Generación de nuevos empleos
- **Gestión de datos y derechos del usuario:**
  - ✓ CEO es dueña de los equipos y custodia los datos (medidas horarias, tensión, corriente, energía activa/reactiva)
  - ✓ Portal web en desarrollo para acceso del usuario a sus datos diarios (integrado con MDM)
  - ✓ Tratamiento de datos personales ajustado a la Ley de protección de datos y Resolución CREG 101 001 de 2022
  - ✓ Información y consentimiento obtenidos mediante actas físicas
- **Propuestas regulatorias y de remuneración:**
  - ✓ Solicita que los sistemas AMI sean considerados activos de uso y se remuneren adecuadamente
  - ✓ Sugiere que el Gobierno asuma el costo de los medidores para asegurar masificación
  - ✓ Considera que deben remunerarse también funcionalidades adicionales: detección de fallas, comunicación bidireccional, respaldo en redes sin cobertura
  - ✓ Plantea que el modelo actual solo permite desplegar 130.000 medidores (28%) si se depende de beneficios por cartera y pérdidas
- **Conclusión:** La experiencia de CEO en el Cauca evidencia una implementación escalonada, adaptada a condiciones geográficas y sociales complejas, logrando impactos positivos en la calidad del servicio, la cartera, las pérdidas y la eficiencia operativa. No obstante, el actual modelo de remuneración resulta insuficiente para viabilizar la cobertura total. Se recomienda considerar estos proyectos como activos de uso, establecer mecanismos de remuneración realistas y facilitar el financiamiento estatal de

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

medidores, para asegurar el avance de la transición energética en territorios con condiciones desafiantes.

#### 1.2.2.7 **ENEL**

- El presente análisis consolida los elementos técnicos, económicos, regulatorios y estratégicos expuestos por Enel Colombia en el marco de la Circular CREG 129 de 2025, donde se solicita a los agentes su visión y propuestas sobre la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Enel Colombia, apalancada en su experiencia global con más de 47 millones de medidores avanzados desplegados, estructura una propuesta con evidencia empírica nacional (pilotos, estudios y análisis financieros) que destaca los beneficios del AMI para el usuario, pero también advierte sobre la insuficiencia de las condiciones actuales en la regulación para lograr un cierre financiero que permita su masificación a través de los Operadores de Red (OR).

El documento enfatiza la necesidad de redefinir el modelo de remuneración para reconocer la totalidad de los costos (CAPEX y OPEX), propone esquemas de financiación innovadores, presenta un análisis comparado internacional y refuerza la alineación del AMI con objetivos de política pública como la transición energética, la eficiencia tarifaria, la reducción de subsidios y la digitalización del sistema eléctrico. Esta postura posiciona a Enel como un actor propositivo y estratégico en la configuración del nuevo marco regulatorio AMI para Colombia.

- **Pilotos Realizados y Tamaño**

- ✓ **Reducción de consumo (2019-2020):** Participación de 1.996 usuarios residenciales de estratos 1 a 5 en Bogotá, Zipaquirá y Cogua. Se observó una reducción del 5% del consumo neto tras 4 meses de intervención.
- ✓ **Medición prepago (2021-2022):** Implementado en Ciudad Bolívar (Bogotá), mejorando la percepción de control de gasto por parte de los usuarios. No se detalla número exacto, pero se relaciona con poblaciones vulnerables.
- ✓ **Fecha de pago flexible (2023):** Aplicado a 919 usuarios con AMI. El 63% recomendaría el esquema y el 64% reportó mejora en su puntualidad

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

de pago. La gestión de la facturación flexible se viabiliza gracias al sistema de medición inteligente.

- ✓ **Focalización de subsidios (2018-2021):** Basado en información horaria de consumo de más de 40.000 usuarios con AMI, se identificó incorrecta clasificación de usuarios residenciales con consumo comercial. El potencial ahorro fiscal estimado es de hasta COP \$1 billón/año en mercados como Air-e.
- **CAPEX (Inversión de Capital):**
  - ✓ Costo estimado del medidor AMI con telecomunicaciones: **COP \$492.000 por unidad.**
  - ✓ Aumento del CAPEX en zonas rurales y dispersas: hasta **45% adicional** por infraestructura y condiciones topográficas.
  - ✓ Incluye: medidor, sistema de comunicación, instalación, infraestructura de backend (sistemas SCADA, GIS, DMS, ADMS, OMS), licencias, plataformas de integración y repositorio de datos.
  - ✓ Requiere inversión en unidades constructivas no reconocidas actualmente como activos regulados, tales como: Unidad de Medición de Balance y Telegestión (UMBT), fibra óptica, redes malladas, sensores IoT, etc.
  - ✓ El sistema ADMS (en implementación hasta 2027) permitirá monitoreo en tiempo real, gestión de eventos, automatización de BT y MT, y gestión de más de 5 millones de usuarios en una década.
  - ✓ Costos hundidos de la infraestructura actual que no es reutilizable (medidores tradicionales, cajas, sistemas de lectura manual).
- **OPEX (Costos Operacionales):**
  - ✓ Costos de mantenimiento periódico, calibración y reposición de medidores AMI.
  - ✓ Operación de plataformas IT, mantenimiento de servidores, actualización de software, administración de telecomunicaciones.

- ✓ Atención de PQRs, lectura remota, refacturación automática, validación de datos, reconexión automática y gestión de anomalías.
- ✓ Costos asociados a campañas pedagógicas, comunicación y formación al usuario final.
- ✓ Ahorros operacionales proyectados: reducción de pérdidas, cartera vencida, costos de corte/reconexión, visitas técnicas y atención presencial.
- ✓ Beneficios ambientales por menos desplazamientos y emisiones, optimización de redes, e integración con fuentes no convencionales.

**Relación Beneficio-Costo (B/C):**

- **Desde el usuario:** 1,24 (sube a 2,62 con beneficios tributarios).
- **Desde el operador de red:** 1,42 (sube a 2,62 con incentivos fiscales).
- Sin embargo, el modelo actual solo reconoce parcialmente los beneficios del AMI para el OR, asignándole únicamente el beneficio por lectura, generando un GAP financiero que impide la sostenibilidad de los proyectos.
- **Beneficios Identificados**
  - ✓ Ahorro energético del usuario final y empoderamiento del consumo.
  - ✓ Reducción de pérdidas técnicas y comerciales (mayor control y monitoreo).
  - ✓ Disminución de mora, refacturación y visitas operativas.
  - ✓ Mejora en calidad del servicio (detección temprana de fallas, reconexiones remotas, reducción de interrupciones).
  - ✓ Optimización del subsidio estatal por estratificación y uso real.
  - ✓ Promoción de competencia entre comercializadores por información transparente.
  - ✓ Integración con esquemas de generación distribuida, movilidad eléctrica y respuesta a la demanda.
  - ✓ Reducción de emisiones por menor desplazamiento técnico y eficiencia en infraestructura.

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

- **Aspectos Negativos o Desafíos**

- ✓ Modelo económico actual no garantiza recuperación de inversiones para el OR.
- ✓ Falta de reconocimiento regulatorio de nuevas unidades constructivas y costos tecnológicos.
- ✓ Duplicidad de funciones si se crea el GIDI, generando sobrecostos innecesarios.
- ✓ Riesgo de rechazo del usuario por falta de pedagogía o percepción de incremento tarifario.
- ✓ Incertidumbre frente al uso de eficiencias tarifarias (disminución en tarifas vs. inversión en AMI).
- ✓ Retrasos regulatorios frente a compromisos de política pública nacional (Resolución MME 40142 de 2025).

- **Propuestas Regulatorias de Enel Colombia**

- ✓ **Financiamiento Mixto:**

- Uso de eficiencias CPROG y de distribución para financiar el AMI.
- Reversión de ingresos por respaldo, alquiler de infraestructura y compensaciones a usuarios para financiar AMI en especie.
- Requiere habilitación explícita por parte de la CREG para reinvertir eficiencias tarifarias en beneficio del usuario.

- ✓ **Financiamiento por Tarifa:**

- Reconocer como activos de uso todo el ecosistema AMI (hardware, software, comunicaciones, plataformas).
- Incluir costos operacionales y de reposición como parte del ingreso regulado del OR.
- Alternativa aplicable en escenarios donde no se habilite el financiamiento mixto.

- ✓ **Reconocimiento Tarifario de Nuevas UC:**

- ADMS, UMBT, sensores, infraestructura de conectividad, almacenamiento de datos y automatización.

✓ **No implementación del GIDI:**

- En lugar de crear un nuevo agente, se sugiere fortalecer el rol de los OR como gestores de datos bajo reglas claras de neutralidad y seguridad.
- Evita sobrecostos en la cadena tarifaria y duplicidad de inversiones.

✓ **Focalización de Subsidios:**

- Implementar analítica avanzada con datos AMI para identificar desvíos en estratificación, subutilización de subsidios y fraudes por uso comercial en estrato residencial.

✓ **Estrategia de Comunicación Nacional:**

- Campañas articuladas con MME, CREG y empresas del sector para pedagogía ciudadana sobre beneficios del AMI.
- Explicación clara sobre impacto tarifario, retorno social y derechos del usuario.

• **Recomendaciones Finales**

- ✓ Establecer un marco regulatorio robusto, coherente con las metas de política pública y las experiencias internacionales.
- ✓ Definir un plan nacional con metas de cobertura, cronograma e incentivos.
- ✓ Reconocer explícitamente la actividad de inversión en AMI dentro del ingreso regulado del OR.
- ✓ Fomentar alianzas entre actores del sector para compartir experiencias, plataformas y costos de implementación.
- ✓ Incorporar criterios de innovación y sostenibilidad en el análisis económico regulatorio.

**Conclusión** El despliegue de infraestructura AMI es una oportunidad estratégica para la transformación energética de Colombia, pero requiere ajustes regulatorios

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

significativos para ser viable desde el punto de vista financiero, técnico y operativo. Enel Colombia propone un enfoque integral, fundamentado en experiencia internacional, análisis financiero local y alineado con los objetivos de política pública. Las propuestas presentadas permiten avanzar en una regulación moderna, que maximice beneficios sociales, reduzca ineficiencias del sistema y garantice sostenibilidad a largo plazo para los operadores de red y los usuarios del servicio eléctrico.

## 1.3 ACTUALIZACIÓN DE COSTOS Y BENEFICIOS

En este capítulo se presenta un análisis de los costos y beneficios identificados de la implementación de AMI en el mercado colombiano. Para este análisis se tomó como base el análisis presentado en el documento CREG D-002-2022, soporte técnico de la resolución CREG 101-001 de 2022, priorizado en cuanto que dicha resolución se encuentra en firme e incorpora insumos compartidos por numerosos actores del sector. Esta información se complementó con la información de costos y beneficios identificados que fue allegada por los agentes a través de la circular CREG 129 de 2025, además de entrevistas realizadas con ellos.

Cabe destacar que la circular CREG 129 de 2025, mediante la cual se solicitó a los agentes allegar “estudios y análisis relacionados con la implementación de infraestructura de medición avanzada en el sistema interconectado nacional”, tenía un alcance más acotado que el de la circular CREG 98 DE 2020, que correspondía a una solicitud de información para la cual se dispuso un archivo de Excel con variables específicas a diligenciar. Dadas estas diferencias en metodología y alcance, se dará prelación a la información de la circular CREG 98 de 2020, ya procesada y socializada con los agentes, y que constituyó el insumo para los costos estimados en el documento CREG D-002-2022.

Se aclara para el lector que la fuente específica para el análisis fueron los costos estimados en el estudio de AMI socializado mediante la circular CREG 10 de 2021: “insumos para el análisis de beneficios netos de alternativas para implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”, producto 2, que constituye el insumo para los presentados en el documento CREG D-002-2022.

### 1.3.1 ACTUALIZACIÓN DE COSTOS

Para la actualización de los costos, se planteó una metodología para integrar los nuevos costos allegados por los agentes en respuesta a la circular CREG 129 de

2025, sin perder la información recopilada y procesada en el análisis previo que fue consolidado para el documento CREG D-002-2022. En este apartado se presenta la metodología mediante la cual se procuró la comparabilidad de estos dos conjuntos de insumos y la metodología utilizada para construir una única estimación puntual a partir de ellos.

#### ***1.3.1.1 Análisis y actualización de costos a partir de las estimaciones del documento CREG D-002 de 2022***

Para la actualización de los costos estimados en el documento CREG D-002-2022 se optó por distintas aproximaciones, en función de cada ítem, como se detalla a continuación.

#### **Precios de los medidores**

Para actualizar los precios de los medidores, el equipo consultor optó por mantener el supuesto de una reducción promedio del 5% anual en el precio corriente. Se toma este supuesto del estudio de AMI socializado mediante la circular CREG 10 de 2021, producto 2, no solo para mantener consistencia con dicho estudio, sino también porque este escenario representa una reducción moderada de precios que es razonable a la luz del nivel de madurez tecnológica de los medidores avanzados. Al convertir esta tasa anual a los 56 meses transcurridos, la reducción acumulada total se estima en 21,3%.

También se evaluaron otras estrategias de indexación, como mantener los precios estimados sin variación, o aplicar la variación del Índice de Precios al Productor (IPP) para bienes importados entre octubre de 2020 y mayo 2025 (cifra provisional con corte al 19 de junio de 2025), que corresponde a una variación positiva de 22,8%. Sin embargo, ambos escenarios se consideraron inverosímiles para los precios de este ítem, por lo que se dio prelación al supuesto de reducción moderada de precios.

#### **Concentradores y soluciones de comunicaciones**

Para actualizar los precios de los demás elementos físicos relacionados con la implementación de AMI (concentradores, módem GPRS/GSM, antenas, infraestructura), el equipo consultor optó por promediar las variaciones planteadas en dos escenarios: (i) el de mantener los precios estimados (variación = 0%), considerando el nivel de madurez tecnológica y (ii) el de la variación del IPP para

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

bienes importados entre octubre de 2020 y mayo 2025 provisional (variación = 22,8%). Así, se estimó una variación positiva del 11,4% anual para estos ítems.

### **Instalación, sensibilización, divulgación y OPEX**

Para la actualización de estos costos se aplicó la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) entre octubre de 2020 (IPC = 105,23) y mayo 2025 (IPC = 150,14), la cual se calculó en un 42,7%. Se optó por este índice dado que las actividades referidas explican gran parte de su costo por el personal técnico asalariado involucrado en su ejecución.

### **Head-End System (HES)**

Para la actualización del costo del Head-End System (HES), se supone este servicio ligado a proveedores internacionales, supuesto bajo el cual se incorpora la variación en la tasa representativa del mercado (TRM) para la conversión de dólares a pesos colombianos (USD/COP), que para el periodo de referencia (octubre de 2020 vs. junio 2025) pasó de \$3850 a \$4100 (aprox.), lo que representa un aumento del 6,5%.

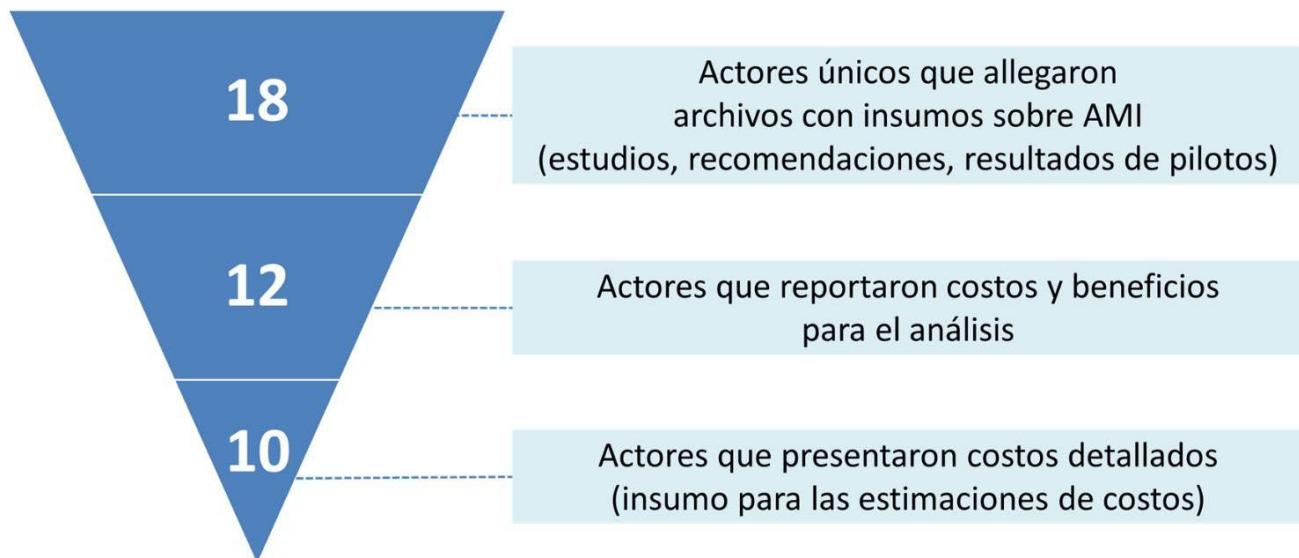
#### **1.3.1.2 *Revisión de costos reportados en las respuestas a la circular CREG 129 de 2025***

Por otro lado, se realizó el análisis de la información recibida en respuesta a la circular CREG 129 de 2025, compartida por la CREG. Se analizaron 20 carpetas con 76 archivos únicos que incluían las respuestas de 18 actores únicos, incluyendo principalmente archivos en PDF y hojas de cálculo. Cabe mencionar que uno de los documentos allegados por uno de los agentes correspondía al anexo de la respuesta a la Circular 098 de 2020. Dicho documento fue excluido del análisis para evitar redundancia en la información analizada en el documento CREG D-002-2022. Para todos los demás archivos se realizó:

1. Una lectura de alto nivel.
2. Una lectura detallada de los resúmenes ejecutivos disponibles.
3. Una búsqueda de costos y beneficios basada en palabras clave, específicamente "costo(s)" y "beneficio(s)" y sus equivalentes en portugués, para los archivos en dicho idioma.
4. Una búsqueda basada en inteligencia artificial con la herramienta de NotebookLM, que usa la metodología de Generación Aumentada por Recuperación (RAG, por sus siglas en inglés). Esta herramienta permite recuperar y referenciar información en un grupo de documentos, por lo que

se usó como mecanismo de validación para reducir el riesgo de haber excluido algún insumo relevante en el análisis. Los “prompts” utilizados para este proceso fueron “¿Cuáles documentos referencian costos?” y “¿Cuáles documentos referencian beneficios?”, lo que generó resultados que fueron revisados y depurados a la luz de los costos y beneficios efectivamente relacionados con la implementación de AMI.

Con este procedimiento se identificó que los insumos de 12 actores contenían información de costos y beneficios relevantes. De ellos, 10 reportaron costos a un nivel de detalle suficiente para ser incluido dentro de las estimaciones de costos, como se presenta de forma esquemática en la **iError! No se encuentra el origen de la referencia..** El detalle de las respuestas incorporadas en el análisis se presenta en la **iError! No se encuentra el origen de la referencia..**



**Ilustración 7 Resultados de la revisión de insumos - Circular CREG 129 de 2025 (Elaboración Propia)**

**Tabla 9 Detalle de los insumos incorporados para la revisión de costos y beneficios - Circular CREG 129 de 2025 (Elaboración Propia)**

Actor	Sin costos reportados	Con costos generales	Con costos detallados
Andesco		X	
Asocodis	X		

Azimut	X		
Celsia			X
CENS			X
Central Hidroeléctrica de Caldas			X
CEO			X
Colombia Inteligente		X	
COORDESERP	X		
EEBP (Empresa de Energía del Bajo Putumayo)			X
Electrificadora de Santander SA ESP			X
Empresa de Energía del Quindío			X
Enel			X
EPM			X
Landis+Gyr			X
Universidad de Caldas	X		
NANSEN	X		
Optimaconsultores	X		
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>10</b>

Una vez realizada la selección de insumos, se procedió a realizar su correspondiente sistematización. Se obtuvo así un consolidado de costos, los cuales fueron homologados y clasificados en las categorías de costo referidas en el documento CREG D-002-2022, de forma que fueran comparables. Se incluyó una categoría adicional de “otros costos” para aquellos costos que no pudieron ser clasificados. Dichos costos se exponen con detalle en la subsección “Costos adicionales identificados”. Los costos que fueron exitosamente clasificados se presentan en color verde en la **iError! No se encuentra el origen de la referencia..**

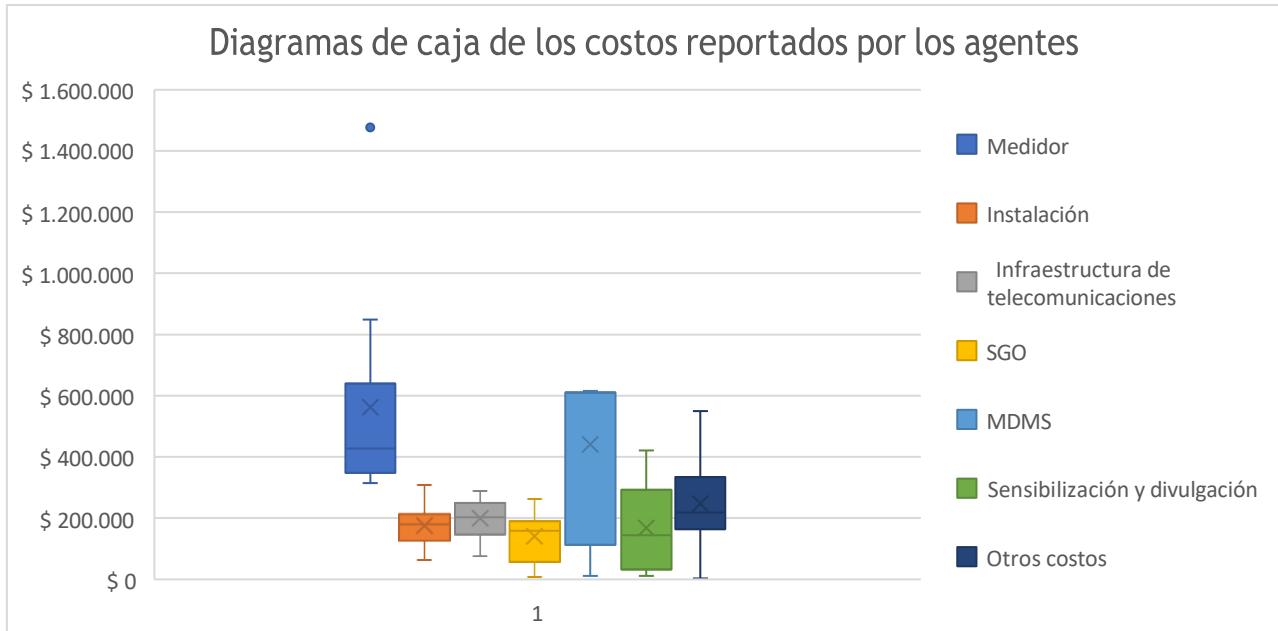
**Tabla 10 Costos clasificados por actor en el marco de las respuestas a la circular CREG 129 de 2025**

Costos (CAPEX)	Celsia	EPM	ESSA	CENS	CHEC	EDEQ	ENEL	CEO	Landis+Gyr	EEBP
Medidor	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Instalación	X	X	X	X	X	X	X		X	X
Infraestructura de telecomunicaciones	X	X	X	X	X	X		X	X	

SGO	X	X	X	X	X	X		X		
MDMS	X	X	X	X	X	X		X		
Sensibilización y divulgación	X	X	X	X	X	X				
Otros costos	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Fuente: Elaboración propia.

A partir de los valores sistematizados, presentados gráficamente en la **Figura 8**, se realizó el cálculo del promedio y la desviación estándar. Se excluyeron de las estimaciones aquellos valores que estuvieran a más de una desviación estándar y luego se calculó el promedio. Con esta metodología, se obtuvieron las estimaciones presentadas en la **Tabla 11**. Sin embargo, para la mayoría de los costos allí presentados se observaron diferencias altas con respecto a los presentados en el documento CREG D-002-2022. En vista de que la mayoría de los costos correspondían a los de pilotos de AMI, se optó por excluirlos del análisis, pues se supone que la sobreestimación de dichos costos se explica por la falta de eficiencias de escala, lo que impacta especialmente los componentes de software y comunicaciones.



**Ilustración 8 Diagramas de caja de los costos reportados por los agentes (Elaboración propia)**

Fuente: Elaboración propia a partir de valores reportados en respuestas a la circular CREG 129 de 2025.

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

**Tabla 11: Aproximaciones de costos obtenidos a partir de respuestas a la circular CREG 129 de 2025.**

<b>Costos de CAPEX (por usuario)</b>	<b>Media</b>	<b>Desviación estándar</b>	<b>Promedio sin atípicos (sin efecto escala)</b>
Medidor	\$ 562.642	\$ 356.288	\$ 461.095
Instalación	\$ 174.511	\$ 69.808	\$ 171.749
Infraestructura de telecomunicaciones	\$ 199.282	\$ 68.769	\$ 220.419 (no incluido en la estimación final)
SGO	\$ 159.228	\$ 69.642	\$ 163.051 (no incluido en la estimación final)
MDMS*	\$ 440.792	\$ 262.991	\$ 592.485 (no incluido en la estimación final)
Sensibilización y divulgación	\$ 167.983	\$ 150.427	\$ 143.947 (no incluido en la estimación final)
Otros costos	\$ 247.007	\$ 159.960	\$ 241.899 (no incluidos en la estimación final)
<b>Total CAPEX</b>	<b>\$ 1.647.778</b>	<b>\$ 644.465</b>	<b>\$ 1.831.902</b> (no incluidos en la estimación final)

\* El costo del MDMS puede excluirse de la estructura de costos en caso de que sea incorporado en aquella del GIDI.

Nota: Para los costos presentados en los componentes de infraestructura, SGO, MDMS, sensibilización, divulgación y otros, se observaron diferencias altas con respecto a los presentados en el documento CREG D-002-2022. En vista de que la mayoría de los costos reportados mediante la circular CREG 129 de 2025 correspondían a los de pilotos de AMI, se optó por excluirlos del análisis final, bajo el supuesto de que la sobreestimación de dichos costos se explica por la falta de eficiencias de escala en los pilotos, lo que impacta especialmente los componentes de software y comunicaciones.

Fuente: Elaboración propia con base en respuestas a la circular CREG 129 de 2025.

### **1.3.1.3 Costos adicionales identificados**

A partir de la revisión de los insumos mencionados, especialmente los correspondientes a experiencias con pilotos de AMI, el equipo consultor identificó un conjunto adicional de costos relacionados con el despliegue. Uno de ellos, correspondiente al *Meter Data Management System* (MDMS) se incluyó de forma detallada; los demás, de forma agregada, como se sustenta a continuación.

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

### ***Meter Data Management System (MDMS)***

En el estudio de AMI anexo a la circular CREG 10 de 2021 (producto 2) se menciona que el MDMS se excluyó bajo el argumento de que no todos los agentes lo consideraron en sus análisis. Sin embargo, el equipo consultor considera necesario incluir el MDMS dentro de la estructura de costos, en cuanto que este sistema es de gran importancia para que los beneficios esperados del AMI puedan materializarse efectivamente. Por ello, se incluyó el MDMS como parte del centro de gestión de medida, además del HES detallado anteriormente. Esta inclusión se validó también en las entrevistas con los agentes y en la información de pilotos nacionales.

Para la estimación del valor del MDMS por punto, se tomó como referencia el precio del HES, se calculó la relación entre HES y MDMS y se calculó el promedio sin atípicos, excluyendo aquellos a más de una desviación estándar de distancia. Así, se estimó que el valor del MDMS por usuario es de 3,3 veces el valor del HES.

En sesiones de retroalimentación con la CREG, se evaluó la posibilidad de que el costo asociado al MDMS se incorpore dentro de la estructura de costos del Gestor Independiente de Datos e Información (GIDI), escenario en el cual este costo en particular no se vería reflejado dentro del CAPEX.

### **Otros costos**

Adicionalmente al costo del MDMS, el equipo consultor identificó los siguientes costos:

1. Desinstalación de medidores antiguos, y calibración y parametrización de medidores avanzados (separados por algunos agentes del costo de instalación).
2. Disposición final de medidores antiguos.
3. Costo regulatorio.
4. Administración del proyecto (gestión, supervisión, intervención).
5. Cajas para los medidores.
6. Desarrollos de software adicionales (aplicativos, portal web).
7. Costo irrecuperable de medidores no amortizados.

Sobre este último, si bien fue reportado por uno de los agentes como un costo alto, puede reducirse con estrategias en la zonificación y priorización del despliegue, así como con una estrategia de salvamento.

Con base en este mapeo, se planteó incorporar un rubro adicional de “otros” en la estructura de costos, que se supone de un 5% con respecto al costo total por

usuario, similar a la inclusión de un rubro de imprevistos, buena práctica para la planeación de proyectos que tienen un componente de incertidumbre.

#### **1.3.1.4 Cotizaciones directas con proveedores**

En adición a los insumos presentados, desde el equipo consultor se solicitaron cotizaciones a cuatro proveedores de medidores, concentradores y sistemas (software) asociados a la implementación de AMI. Se obtuvo respuesta de uno de ellos, con información complementaria a la ya allegada por el mismo agente en respuesta a la circular CREG 129 de 2025. La información sirvió como insumo para el análisis de escenarios y el impacto tarifario, mas no fue incorporada como insumo en la estimación de costos, esto con el fin de mantener homogeneidad en la metodología con respecto a las respuestas recibidas por los demás agentes.

#### **1.3.1.5 Integración de insumos de costos**

En el documento D-002 de 2022 se referencia que las estimaciones allí consolidadas tomaron como insumo 18 de las 41 respuestas, además de valores obtenidos por medio de encuestas y entrevistas. De manera similar, en el estudio de AMI anexo a la circular CREG 10 de 2021 (producto 2), se pueden contar aproximadamente 37 observaciones para la estimación del precio por medidor. En su lugar, en respuesta a la circular 129 de 2025 se recibieron 20 respuestas de 18 actores únicos, de las cuales 10 se incorporaron para la estimación de los costos.

Con estas consideraciones, la integración de ambos insumos en los componentes de costo relevantes se realiza mediante un promedio ponderado por el número de observaciones utilizadas en cada estimación (37 y 10, respectivamente). Adicionalmente, se incluye un efecto escala del 15% para las estimaciones de la circular 129 de 2025. A partir de este cálculo se obtienen los costos actualizados que se presentan en la **Tabla 12**.

*Tabla 12: Integración de estimaciones y valores finales propuestos.*

Costos	Estimación D-002-2022 (original, octubre 2020)	Variación en el periodo	Estimación D-002-2022 (indexada a junio 2025)	Estimación Circular CREG 129-2025	Valor final propuesto (promedio ponderado, con efecto escala)
<b>CAPEX</b>					
Medidor	\$ 330.000	-21,3%	\$ 259.751	\$ 461.095	\$ 287.874
Instalación	\$ 66.000	42,7%	\$ 94.167	\$ 171.749	\$ 105.193
Concentrador	\$ 41.667	11,4%	\$ 46.407		\$ 46.407

HES	\$ 2.039	6,5%	\$ 2.172		\$ 2.172
Sensibilización y divulgación	\$ 3.019	42,7%	\$ 4.307		\$ 4.307
Solución de comunicaciones	\$ 16.667	11,4%	\$ 18.563		\$ 18.563
MDMS			\$ 7.213		\$ 7.213
Otros			\$ 21.629		\$ 21.629
<b>Total CAPEX</b>	<b>\$ 459.392</b>		<b>\$ 454.209</b>		<b>\$ 493.358</b>

#### **OPEX**

AOM Medidor	\$ 9.800	42,7%	\$ 13.982		\$ 11.007
AOM concentrador	\$ 620	42,7%	\$ 885		\$ 696
Capacitación contratistas	\$ 986	42,7%	\$ 1.407		\$ 1.407
AOM y capacitación de comunicaciones	\$ 389	42,7%	\$ 555		\$ 555
<b>Total OPEX</b>	<b>\$ 11.795</b>	<b>42,7%</b>	<b>\$ 16.829</b>		<b>\$ 16.829</b>

\* El costo del MDMS puede excluirse de la estructura de costos en caso de que sea incorporado en aquella del GIDI.

Precios en pesos colombianos (COP).

Fuente: Elaboración propia a partir de documento CREG D-002-2022 y respuestas a la circular CREG 129 de 2025.

### **1.3.2 BENEFICIOS: ANTECEDENTES Y CONSOLIDACIÓN**

Para el análisis de los beneficios, a diferencia del análisis de costos, no se recurrió a estrategias de indexación, sino que se realizó la revisión de ejercicios en que previamente se identificaron y cuantificaron. En particular, se destacan los de Carbon Trust y Econometría, ambos en 2020, y los de UPME y CREG, los dos publicados en 2022.

Según la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME, 2020), para el caso de Carbon Trust, los beneficios mapeados de implementación de AMI se presentan en la ilustración 9.

**Tabla 3-1. Beneficios de las redes inteligentes. Basado en (Roark, Guidebook for Cost/Benefit Analysis of Smart Grid Demonstration Projects: Revision 3, Measuring Impacts and Monetizing Benefits, 2015)**

Beneficios		
Económicos	Utilización optima de la infraestructura eléctrica	Operación óptima de la generación
		Reducción de costo de servicios auxiliares
		Reducción de costos de congestión
		Desplazamiento de inversiones en generación
	Ahorros de inversión en Tx y Dx	Desplazamiento de inversiones en transmisión
		Desplazamiento de inversiones en distribución
		Reducción de fallas de equipos de red
	Ahorros de operación de Tx y Dx	Reducción de costos de mantenimiento
		Reducción de costos de operación
		Reducción de costos de lectura
	Reducción de hurto	Reducción de robo de electricidad
	Eficiencia energética	Reducción de pérdidas
	Ahorros de costos de electricidad	Reducción de factura eléctrica
Confiabilidad	Fallas	Reducción de fallas
		Reducción de salidas de operación
		Reducción de costos de reposición
	Calidad de suministro	Reducción de interrupción de servicio
		Reducción de caídas y subidas de tensión
Ambientales	Emisiones	Reducción de emisiones de CO2
		Reducción de emisiones de SOx, NOx y PM-10
Seguridad	Seguridad energética	Reducción de dependencia de petróleo (no monetarizado)
		Reducción de blackouts

**Ilustración 9 Beneficios mapeados de implementación de AMI**

Nota. Tomado de *Reporte Final del Proyecto Apoyo al despliegue de tecnologías de redes inteligentes en Colombia*, por UPME, 2020, p. 22. ([https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Reporte\\_Final\\_Despliegue\\_Redes\\_Inteligentes.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Reporte_Final_Despliegue_Redes_Inteligentes.pdf))

Carbon Trust también estima algunos de estos beneficios. Uno de ellos es el de reducción de pérdidas, en el cual estiman un beneficio de 4.072 millones de dólares (MUSD) a valor presente 2020 para el horizonte 2020-2040 con un costo de capital (WACC) de 7%, haciendo énfasis en que ese beneficio se distribuye de forma diferente entre las regiones de Colombia, representando un mayor beneficio potencial en la región Caribe, compuesta por las áreas operativas CSU, BOL, GCM y ATL (UPME, 2020). Para el mismo horizonte (2020-2040), a valor presente 2020, estiman un ahorro de 98 MUSD por reducción de SAIDI, de 545 MUSD por ahorros en el proceso de lectura, y de 2.621 MUSD por beneficios de flexibilidad de demanda.

Otro análisis costo-beneficio disponible es el realizado Econometría por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG, 2021), el Producto 2 quienes presentan las

estimaciones de costos y beneficios resumidas en la tabla 13. Del análisis planteado por Econometría se concluye que la implementación de AMI, en un horizonte de planeación a 10 años, genera costos superiores a los beneficios, y estima que en un horizonte de 20 años aumenta a 55% la probabilidad de generar beneficios netos positivos.

**Tabla 13 Análisis costo - beneficio AMI**

Valoración de beneficios	Valor presente de los beneficios y los costos evitados (millones de Col\$ de 2020) - Escenario de despliegue de 75% en 2030
Beneficio por reducción en tiempo de atención de fallas	21,081
Costo evitado de compra de medidores convencionales por parte de los usuarios	1,052,596
Beneficio por aprovechamiento de medidores desmontados	77,643
Costo evitado de la energía no servida durante la reconexión	23,499
Costo evitado por reducción de visitas de suspensión y reconexión	332,753
Costo evitado de lectura	353,030
Costo evitado de generación (valor de la energía no generada)	545,692
Costo evitado por menores pagos de cargos del STN	70,738
Beneficios por pérdidas reconocidas y ejecución del plan de inversiones	520,935
Beneficio por cambio de comercializador (competencia en comercialización)	595,576
Costo evitado por reducción de reclamos por refacturación	32,975

Fuente: Adaptado de Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG, 2021) Econometría.

Por su parte, la UPME realizó un análisis costo-beneficio de implementación de AMI en el marco del Plan de Acción Indicativo del Programa de uso racional y eficiente de la energía – PROURE UPME, (2022). Plan de Acción Indicativo del Programa de uso racional y eficiente de la energía – PROURE 2022-2030, detallado en su anexo UPME, (2022). Análisis costo-beneficio de implementación de AMI: BC\_Residencial. En él, realizó la estimación de los costos y beneficios que se presentan a valor presente, en un horizonte de 10 años en la tabla 14 y en la ilustración 10. Cabe

mencionar que este análisis utiliza una tasa de descuento del 11,36% para costos y beneficios asociados a empresas, del 4,81% para los asociados a usuarios y de 9% para los beneficios sociales. Los valores se presentan en valores constantes para el año 2022, año de elaboración del Plan de Acción Indicativo del PROURE 2022-2030.

**Tabla 14 Costos y beneficios estimados por la implementación de AMI**

<b>Etiqueta (C = costo, B = beneficio)</b>	<b>Actor que lo internaliza en análisis UPME</b>	<b>Detalle del costo o beneficio estimado</b>	<b>Valor presente estimado UPME (horizonte 10 años)</b>
C1	Usuario	Costo de los medidores (Equipos)	\$ 2.908.556,50
C2	Sistema	Reducción de ingresos empresas por el ahorro de energía	\$ 1.563.870,15
C3	Usuario	Costo de financiación	\$ 1.017.770,82
C4	Usuario	Costo de instalación	\$ 959.823,64
C5	Usuario	Costo por infraestructura necesaria para operar los medidores avanzados	\$ 872.566,95
C6	Sociedad	Pérdidas en la comercialización de medidores antiguos	\$ 514.074,76
C7	Sistema	Reducción de ingresos por el cargo por comercialización por mejoras en el costo de lecturas.	\$ 194.218,13
C8	Sistema	Campañas de información AMI	\$ 118.381,66
C9	Sistema	Menor ingreso al comercializador reducción costos asociados a las PQR	\$ 89.812,33
C10	Sistema	Costo de implementación del Sistema de Infomación	\$ 47.352,66
C11	Usuario	Costo de mantenimiento	\$ 29.085,57
C12	Usuario	Costo de disposición final (usuario)	\$ 29.085,57
C13	Sociedad	Costo de disposición final (sociedad)	\$ 25.420,86
C14	Sistema	Menor ingreso al comercializador costo evitado de refacturación	\$ 5.154,25
C15	Sistema	AOM del sistema de información	\$ 4.735,27
B1	Sistema	Efectos en el precio de bolsa	\$ 2.815.744,65
B2	Sociedad	Ventas nuevas tecnologías	\$ 2.059.090,05
B3	Sociedad	Nueva información disponible sobre el consumo de energía eléctrica	\$ 834.775,87
B4	Usuario	Menores costos por pérdidas	\$ 828.365,14
B5	Usuario	Costo ahorrado en consumo de energía (Reducción de demanda)	\$ 702.850,59
B6	Usuario	Menores costos esperados de reconexión	\$ 566.510,46

B7	Sistema	Costos evitados en aumentos de capacidad	\$ 502.404,09
B8	Usuario	Valor de salvamento del medidor anterior	\$ 484.814,12
B9	Usuario	Ahorros por mejoras en competencia	\$ 380.059,99
B10	Sociedad	Ahorro fiscal menores subsidios reducción de consumo	\$ 311.082,94
B11	Sistema	Reducción de costos para la empresas por lectura de medidores	\$ 241.375,54
B12	Sistema	Reducción de costos en perdidas	\$ 148.661,29
B13	Sistema	Reducción de costos para la empresas por atención PQR	\$ 125.477,37
B14	Sociedad	Ahorro fiscal menores subsidios reducción por perdidas del usuario	\$ 117.040,71
B15	Sistema	Menores costos por compensación de interrupciones	\$ 102.018,49
B16	Usuario	Ahorro al usuario final por costo evitado en lectura	\$ 72.576,65
B17	Sistema	Mejora financiera de la empresas por menor cartera	\$ 64.444,28
B18	Sociedad	Emisiones evitadas por reducción de consumo	\$ 16.202,53
B19	Usuario	Ahorro al usuario final por costo evitado refacturación	\$ 6.405,74
B20	Sistema	Reducción de costos para la empresas por refacturación	\$ 6.405,74
B21	Sistema	Reducción de costos en perdidas no técnicas	\$ 6.077,96
B22	Sociedad	Emisiones evitadas por actividades de las empresas de comercialización	\$ 486,08
B23	Sistema	Reducción en D por energía recuperada	\$ 57,01

Fuente: Adaptado de UPME. (2022). Plan de Acción Indicativo del Programa de uso racional y eficiente de la energía – PROURE 2022-2030

**Costos y beneficios estimados por la implementación de AMI  
(Cifras en millones de \$COP)**



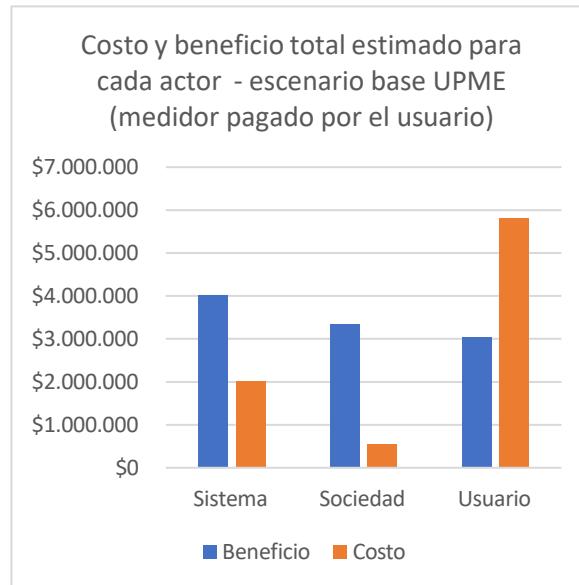
**Ilustración 10: Costos y beneficios estimados por la implementación de AMI. Valores constantes 2022.**

Notas: Las etiquetas (C1, B1, C2, etc.) se pueden consultar en la tabla 14. Este análisis utiliza una tasa de descuento del 11,36% para costos y beneficios asociados a empresas, del 4,81% para los asociados a usuarios y de 9% para los beneficios sociales.

Fuente: Adaptado de UPME. (2022). Plan de Acción Indicativo del Programa de uso racional y eficiente de la energía – PROURE 2022-2030

Sobre este mismo estudio de la UPME hay dos elementos importantes a considerar. Uno es que se plantea el pago del medidor por parte de los usuarios. Otro, que la relación costo-beneficio es diferente para cada actor, como se observa en la ilustración 11. Con base en estas mismas estimaciones, se plantea un escenario alternativo en el cual el costo del medidor (y únicamente el del medidor) es trasladado al operador de red (ilustración 12). Resulta interesante observar que cualquiera de los dos actores que asuma el costo pasará a tener una relación de costos superiores a los beneficios, lo que ilustra muy bien las dificultades de generar incentivos para el despliegue de AMI, así como justifica la generación de incentivos

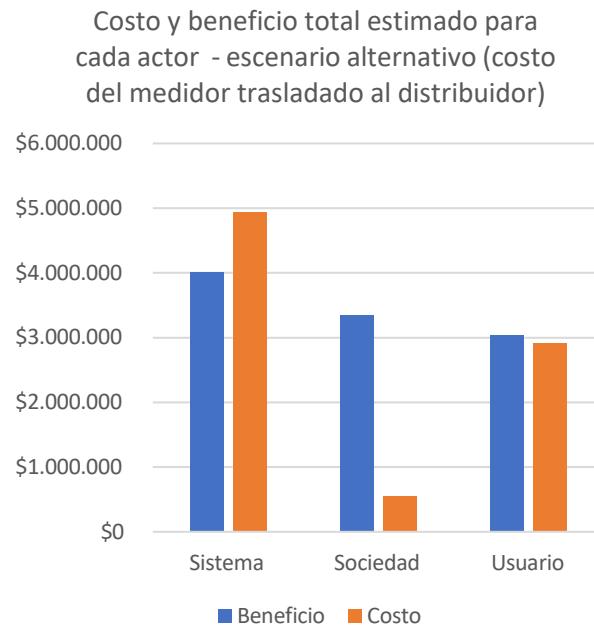
tributarios de forma que se puedan trasladarse parte de los costos a la sociedad, quien también percibe parte importante de los beneficios.



**Ilustración 11 Costo y beneficio total estimado para cada actor - escenario base UPME (medidor pagado por el usuario). Valores constantes 2022.**

Notas: Valores en millones de pesos (\$COP). Este análisis utiliza una tasa de descuento del 11,36% para costos y beneficios asociados a empresas, del 4,81% para los asociados a usuarios y de 9% para los beneficios sociales.

Fuente: Adaptado de UPME. (2022). Plan de Acción Indicativo del Programa de uso racional y eficiente de la energía – PROURE 2022-2030. Derecha: Elaboración propia con base en UPME. (2022). Plan de Acción Indicativo del Programa de uso racional y eficiente de la energía – PROURE 2022-2030



**Ilustración 12 Costo y beneficio total estimado para cada actor - escenario alternativo (costo del medidor trasladado al distribuidor). Valores constantes 2022.**

Notas: Valores en millones de pesos (\$COP). Este análisis utiliza una tasa de descuento del 11,36% para costos y beneficios asociados a empresas, del 4,81% para los asociados a usuarios y de 9% para los beneficios sociales.

Finalmente, se revisaron las estimaciones presentadas en el documento CREG D-002-2022, que tiene la ventaja de incorporar la estimación del beneficio que representan los incentivos tributarios para los operadores de red. Las estimaciones de este análisis adelantado por la CREG, construidas con un horizonte de planeación a 15 años, se presentan en la **Tabla 15**. Este beneficio se estima por valor de \$1,97 billones de pesos adicionales con la entrada en vigor de la ley 2099 de 2021 (antes de ella se estimaban por \$ 0,98 billones de pesos).

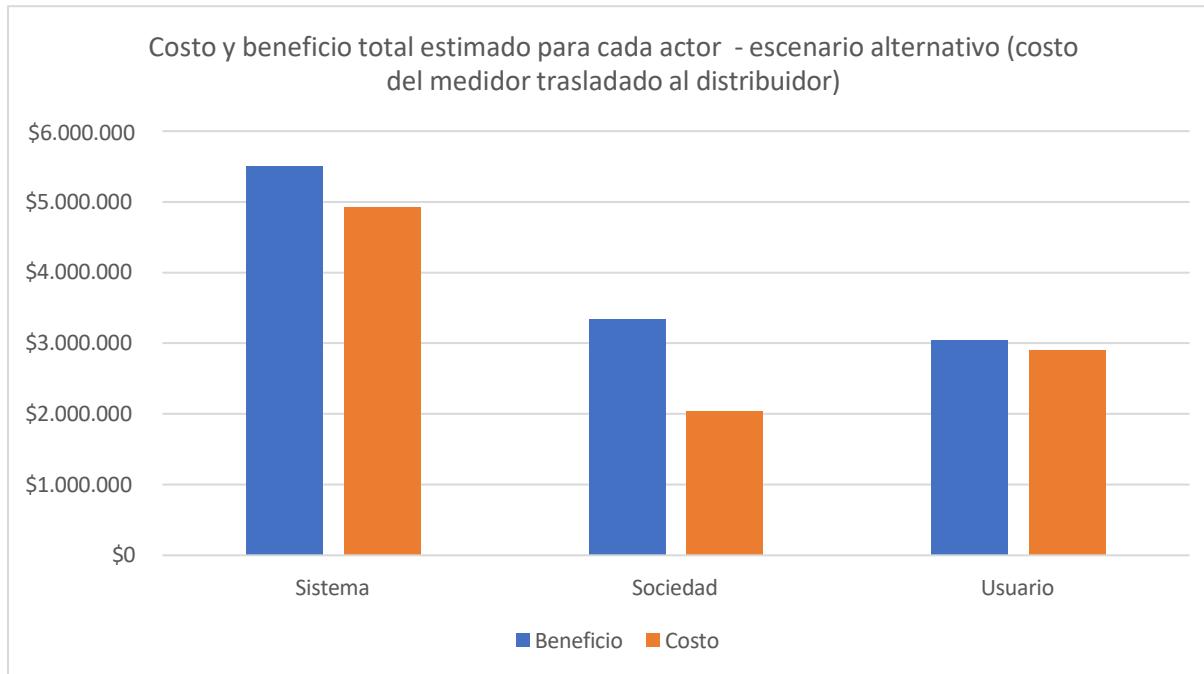
**Tabla 15: Beneficios estimados de implementación de AMI con la entra en vigencia de la Ley 2099 de 2021.**

Beneficio	Valor presente neto estimado (miles de millones de COP)
Lectura	\$1.120
Ventajas en la actividad de comercialización	\$2.123

Ventajas en la actividad de distribución	\$459
Beneficio de renta	\$867
Exclusión de IVA	\$773
Exclusión arancel	-
Depreciación acelerada	\$326

Fuente: Documento CREG D-002-2022, con base en Circular CREG 098 de 2020.

Para incorporar el componente de beneficios tributarios en el análisis de la UPME, de maneara que sea comparable, se cambia el horizonte de 15 años a 10 años. Para ello, se suponen valores futuros (pagos) iguales para los 15 años con la tasa de descuento usada por la CREG (9,92%, según la Resolución CREG 004 de 2021). Luego, se excluyen los pagos de los últimos 5 años y se calcula el valor presente con la serie de 10 años restante y una tasa de 11,36%, que es la utilizada por la UPME para este conjunto de beneficios. Con dicha aproximación, se estiman los beneficios por valor de \$1,49 billones de pesos y el balance de costos y beneficios resulta positivo para el sistema y para los usuarios. Si bien este balance tendrá algunas ligeras variaciones en supuestos, metodología y enfoque de modelamiento, se convertirá en la base económica para el análisis de impacto tarifario que se plantea más adelante.



**Ilustración 13 Costo y beneficio total estimado para cada actor - escenario alternativo (costo del medidor trasladado al distribuidor).** Valores constantes 2022.

	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

Notas: Valores en millones de pesos (\$COP). Este análisis utiliza una tasa de descuento del 11,36% para costos y beneficios asociados a empresas, del 4,81% para los asociados a usuarios y de 9% para los beneficios sociales.

Fuente: Elaboración propia con base en UPME. (2022). Plan de Acción Indicativo del Programa de uso racional y eficiente de la energía – PROURE 2022-2030.

### **1.3.2.1 Selección y definición de beneficios priorizados**

Si bien el ejercicio de estimación a partir de la integración de insumos de UPME, 2022) y (CREG, 2021) realiza una extensiva identificación de beneficios y constituye una muy buena base de análisis, es importante evaluar que no se excluya alguno que sea relevante, especialmente a la luz de las respuestas a la Circular CREG 129 de 2025, muchas de las cuales contienen información sobre pilotos y experiencias de implementación. Así pues, se ejecutó esta validación a partir de la lectura de las respuestas y también de entrevistas y conversaciones con los agentes del sector, permitiendo formar así una propuesta de un subconjunto de beneficios que son más relevantes de incorporar y de comunicar. Dichos beneficios se exponen a lo largo de esta sección, donde se incluye una descripción cualitativa de su importancia, especialmente a la luz de la construcción de un análisis costo-beneficio regulatorio.

#### **Reducción de pérdidas**

Uno de los beneficios del AMI es la reducción de pérdidas no técnicas. A través de la medición remota, la detección de anomalías y el cruce de datos en tiempo real, el sistema permite identificar fraudes, manipulaciones y conexiones ilegales que pueden ser difíciles de rastrear en redes convencionales. Esta capacidad de supervisión detallada por punto de suministro fortalece los mecanismos de control comercial de los prestadores del servicio, en particular en zonas con altos niveles de hurto de energía. Si bien la magnitud de este beneficio dependerá del contexto específico de cada operador, su impacto acumulado puede ser sustancial.

#### **Lectura, suspensión y reconexión**

Otro beneficio corresponde a la reducción de costos operativos asociados a la lectura, corte y reconexión del servicio. La posibilidad de realizar estas operaciones de forma remota elimina desplazamientos de personal y vehículos, reduce los tiempos de respuesta ante situaciones comerciales y operativas y disminuye los

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

errores manuales. Estas eficiencias, que pueden verse también como costos evitados de forma recurrente, contribuyen a un ahorro sostenido en los gastos de funcionamiento de los comercializadores y operadores de red. Para este elemento, también se tomarán como base las estimaciones de UPME y CREG.

### **Fomento de la competencia mediante portabilidad de usuarios**

La infraestructura de medición avanzada (AMI) es un requisito fundamental para implementar esquemas de portabilidad que permitan a los usuarios cambiar de comercializador de manera ágil, transparente y con mínima fricción. En el contexto colombiano, se prevé que el desarrollo normativo permita habilitar la competencia minorista en el mercado de energía, lo que requiere contar con mediciones precisas y oportunas que aseguren la correcta liquidación de consumos en los procesos de cambio de proveedor.

El AMI reduce las barreras operativas que históricamente han limitado este tipo de esquemas, al automatizar la lectura remota, eliminar dependencias de lecturas manuales y permitir cierres de facturación más rápidos y confiables. Con ello, se genera un entorno que facilita la movilidad de los usuarios entre comercializadores, fomenta la competencia en la prestación del servicio y sienta las bases para un mercado más dinámico y eficiente en beneficio de los consumidores.

### **Mejoras en la calidad del servicio**

También se destaca la mejora en la calidad del servicio a partir de una detección más oportuna de fallas y eventos en la red. La capacidad del AMI para reportar interrupciones, variaciones de voltaje y otras condiciones anómalas desde el punto de consumo facilita la localización precisa de problemas y permite una atención más rápida por parte del operador. Esto contribuye a la reducción de indicadores como SAIDI y SAIFI y se traduce en una mejora tangible en el servicio que se ofrece desde la red para el usuario.

### **Ahorros de energía por consumo energético más eficiente e informado**

Adicionalmente, la implementación del AMI habilita la posibilidad de ofrecer a los usuarios información detallada sobre su consumo eléctrico, lo que fomenta hábitos de uso más eficientes. Este empoderamiento del usuario permite una mayor conciencia sobre los patrones de consumo, facilita la identificación de oportunidades de ahorro y habilita la participación de ellos en programas como los de tarifas diferenciadas por horario o esquemas prepago.

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

Otros programas posibles son los de bonificaciones por consumo eficiente en los que, por ejemplo, se podría definir que si un hogar reduce su consumo un 10% frente al promedio de sus últimos 6 meses, recibe una tarifa ligeramente más baja en el siguiente mes, o una devolución. Este esquema no es viable con la medición mensual tradicional porque no se puede monitorear en tiempo real ni garantizar trazabilidad por usuario.

También sería posible generar penalizaciones dinámicas en picos de consumo: en vez de cobrar más por “consumir más” de forma general, se puede diseñar una penalización solo si el usuario excede cierto umbral en horas específicas del día (por ejemplo, entre 6 p.m. y 9 p.m.). Esto podría aliviar la presión sobre la red en momentos críticos.

Por otro lado, con la implementación de la medición inteligente los usuarios podrían recibir una señal tipo: “usted consume más energía que el 90% de los hogares similares a usted”, lo cual podría motivar cambios sin necesidad de cambiar tarifas.

Con estos esquemas, aunque el impacto individual pueda ser reducido, a nivel agregado se presentaría una contribución importante a la eficiencia energética de todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

### **Integración de nuevas tecnologías y modelos de negocio**

La infraestructura de medición avanzada también crea condiciones habilitantes para la integración de nuevas tecnologías y modelos de negocio, como la generación distribuida, los autogeneradores a pequeña escala (AGPE), el almacenamiento de energía y las comunidades energéticas. Esto en cuanto que el AMI proporciona disponibilidad de datos de consumo en alta resolución temporal, lo que permite una red eléctrica más flexible, resiliente e inteligente. Esto permite:

- Medición neta y liquidación de excedentes de energía generada por AGPE, facilitando su participación en el mercado y el cálculo justo de compensaciones.
- Optimización de la autogestión energética en comunidades energéticas, al ofrecer visibilidad en tiempo real del consumo, generación y almacenamiento colectivo.
- Coordinación de recursos distribuidos (DERs) para brindar servicios complementarios a la red, como respuesta de la demanda, gestión de picos de carga y soporte de tensión.

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

Si bien estos beneficios son de naturaleza estructural y su materialización está sujeta a desarrollos regulatorios y tecnológicos adicionales, deben ser considerados en una evaluación de largo plazo sobre el valor del AMI en la transición energética, como bien los incorpora UPME en el análisis costo beneficio del PROURE.

### **Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>**

En la medida en que la medición inteligente pueda permitir una reducción real del consumo o un desplazamiento de la demanda hacia horas más limpias (por ejemplo, menos uso de térmicas en horas pico), se espera que tenga un impacto sobre la reducción de las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). También puede asociar con menos desplazamientos operativos (lecturas, reconexiones) y menos impresión de facturas.

En cuanto a la forma de monetizar este beneficio, se podría partir de la estimación del PROURE – UPME para aproximar la cantidad de toneladas de dióxido de carbono evitadas por medidor. Si se define este valor desde la normativa, podría evaluarse emisión de los bonos de carbono correspondientes a proyecto exitoso de despliegue de AMI, bonos que pueden ser objeto de transacción en mercados o representar deducciones en obligaciones fiscales como las relacionadas con el impuesto al carbono.

### **Reducción en costos de atención al cliente**

El AMI puede reducir la carga sobre los canales de atención (presenciales, call center, PQR) al permitir que el usuario acceda a información detallada de su consumo, pueda consultar su factura y resolver dudas sin intermediación. También disminuye conflictos relacionados con lecturas erróneas, estimaciones o cortes injustificados. Este beneficio fue reportado por varios actores en respuesta a la circular CREG 129 de 2025.

### **Mejora en la planificación eléctrica**

La disponibilidad de datos horarios, desagregados y confiables que ofrece el sistema de medición avanzada representa un insumo estratégico para la planificación eléctrica. A diferencia de los sistemas convencionales, que proporcionan lecturas mensuales y agregadas, el AMI permite conocer en detalle la evolución de la demanda a lo largo del día, identificar patrones de consumo diferenciados por usuario, zona o actividad económica, y caracterizar los perfiles de carga con alta granularidad. Esta información resulta clave para la toma de decisiones en cuanto a expansión, mantenimiento y modernización de las redes de

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

distribución, así como para la definición de políticas tarifarias más eficientes y adaptadas a la realidad del consumo

En particular, contar con mediciones precisas de la demanda en tiempo real puede evitar inversiones innecesarias en infraestructura, permitir un dimensionamiento más adecuado de transformadores y alimentadores, y anticipar zonas de congestión o de crecimiento acelerado. Asimismo, facilita la incorporación de fuentes de energía no convencional y de generación distribuida, al proveer visibilidad sobre las variaciones de carga en la red de baja tensión.

### **Mejora en la transparencia y trazabilidad de la información comercial y operativa**

En muchos contextos del sector eléctrico colombiano (particularmente en zonas con presencia de prestadores no integrados, conflictos de facturación, o situaciones especiales como áreas de difícil acceso o de normalización de redes), existen disputas sobre la lectura de medidores, la facturación del servicio o el reconocimiento de pérdidas y consumos. También es frecuente que entidades del Estado, usuarios o incluso prestadores enfrenten dificultades para acceder a información precisa y auditada sobre consumos, cortes o reconexiones.

El AMI permite generar una trazabilidad digital clara de cada evento comercial: desde cuándo un usuario fue reconectado, hasta cuánto consumió en un periodo exacto, pasando por qué tipo de anomalías registró el medidor o si hubo intentos de manipulación. Esto fortalece los mecanismos de supervisión, control y resolución de conflictos, y permite tanto a la Superintendencia como a la CREG y al Ministerio, tomar decisiones basadas en datos verificables, no en declaraciones unilaterales o reportes incompletos.

#### **1.3.2.2 Definición de beneficios adicionales**

En adición a los beneficios priorizados, durante la revisión se identificaron también algunos beneficios adicionales de la implementación de AMI que se presentan en esta subsección.

### **Mejora en la asignación de subsidios**

Si bien el análisis del PROURE – (UPME, 2022) presenta una estimación de ahorros en subsidios estatales, esta se atribuye únicamente a la reducción en el consumo de energía. De manera complementaria, la medición avanzada también puede contribuir a una mejora en la asignación de subsidios de energía eléctrica, en el marco de lo dispuesto por el artículo 108 del Plan Nacional de Desarrollo. Esta

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

disposición establece la posibilidad de reasignar los subsidios para garantizar el cubrimiento del nivel de consumo indispensable de los usuarios vulnerables de estratos 1 y 2, condicionando su implementación al uso de tecnologías digitales de medición y a metodologías de focalización más precisas. En este sentido, el AMI permitiría identificar con mayor detalle los patrones de consumo reales de los hogares, reducir errores de inclusión en la asignación de subsidios, y direccionar los recursos públicos hacia quienes realmente lo necesitan, maximizando su impacto social.

Desde una perspectiva fiscal y regulatoria, este beneficio adquiere especial relevancia en tanto una parte significativa del sistema de subsidios es financiada con recursos del Presupuesto General de la Nación. En contextos de restricción fiscal, una mejor focalización del subsidio puede liberar presión sobre las finanzas públicas y reducir los tiempos de pago a los actores privados del sistema, que en ocasiones se ven afectados por retrasos en el giro de los recursos. La infraestructura AMI, al habilitar estas mejoras, no solo fortalece la equidad del esquema tarifario, sino que también contribuye a la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico en su conjunto.

Para cuantificar este beneficio, se puede considerar la apropiación vigente del proyecto de inversión “Subsidio distribución de recursos para pagos por menores tarifas sector eléctrico nacional” (BPIN 202300000000248), que se registra en 3,16 billones de pesos para 2025. Sin embargo, esto corresponde solo al valor que se aporta desde el presupuesto general de la nación. De manera más general, se puede consultar desde la información de la Superintendencia de Servicios Públicos, que reporta 5,14 billones de pesos en subsidios entregados para 2024. (Puede consultarse a través del sistema de información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, s.f.). Otro insumo que sirve para este análisis es el considerar que se estima que solo en el estrato uno hay 540 mil hogares con errores de inclusión, es decir, que están recibiendo subsidios aunque no deberían (Caracol Radio, 2023), lo que corresponde al 14% de los 3,78 millones de suscriptores reportados por la Superintendencia de Servicios Públicos en el estrato 1 (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, s.f.). Así, es razonable suponer que este beneficio podría permitir ahorros en el 3% de los recursos destinados a subsidios, lo que representaría un ahorro aproximado de 154 mil millones de pesos por año.

### **Mejora en la gestión de la energía reactiva y del factor de potencia**

La implementación de medidores avanzados permite la medición precisa y continua de energía reactiva a nivel de usuario final, lo cual representa una

oportunidad significativa para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico. Actualmente, los cargos por energía reactiva se aplican principalmente a usuarios industriales y comerciales de media y alta tensión, sin embargo, con la incorporación de AMI, es posible extender la visibilidad y gestión de este tipo de consumo a todos los segmentos de usuarios. Esto habilita la implementación de esquemas tarifarios más justos, en los que quienes afectan negativamente el factor de potencia y las pérdidas técnicas del sistema asuman sus costos reales (lo cual constituye más a un traslado del costo que a un ahorro neto para el sistema).

A su vez, se generan incentivos para la corrección del consumo ineficiente mediante la instalación de equipos de compensación (como bancos de capacitores), lo que sí contribuye a la reducción de pérdidas, la optimización del uso de activos y una planeación más precisa de la expansión de la infraestructura eléctrica. En este sentido, la medición de energía reactiva a través de AMI constituye un beneficio económico directo tanto para el prestador como para el sistema en su conjunto. Cabe resaltar que este beneficio se puede integrar dentro de los ahorros de energía por consumo energético más eficiente e informado, por lo cual no se incorpora para evitar redundancias.

### **Menor exposición a riesgos de seguridad**

En áreas con altos niveles de conflicto o riesgo público, el personal que realiza lecturas, cortes o reconexiones puede estar expuesto a situaciones peligrosas. Con AMI se elimina o reduce dicha exposición. Si bien esto puede representar un beneficio social en zonas específicas, no se propone una cuantificación del mismo.

#### **1.3.2.3 Ajustes propuestos en la cuantificación de algunos beneficios**

Finalmente, en este apartado se proponen algunas variaciones a los beneficios y supuestos planteados por los análisis de costo-beneficio que anteceden a esta consultoría, a partir de su revisión detallada.

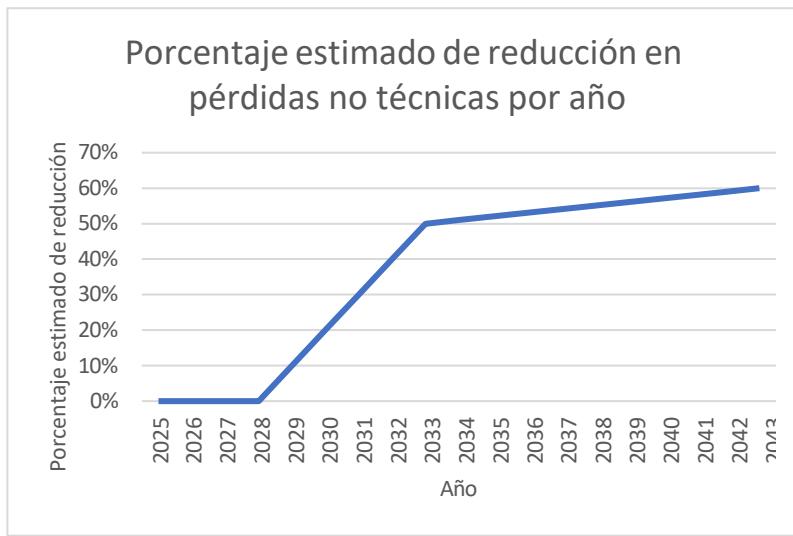
### **Reducción de pérdidas**

Para cuantificar este beneficio, de forma alternativa al enfoque usado por UPME, se puede optar por el utilizado por Carbon Trust, el cual se cita a continuación:

*"(...) se asume que gracias a las tecnologías de redes inteligentes al 2030 Colombia disminuirá sus pérdidas totales en un 50%. Antes de alcanzar la meta 2030, se asume que la reducción se hará de forma paulatina desde el 2025, una vez se halla sobrepasado el periodo asociado a la curva de*

*aprendizaje de la tecnología y a posibles retrasos en el despliegue. Lo anterior considerando un despliegue de AMI paulatino hasta alcanzar en el 2030 un despliegue del 75% (...). Después del 2030, se asume un crecimiento de los beneficios por reducción de pérdidas no técnicas paulatino, pero a una tasa mucho menor que en el periodo 2025-2030, esto con el fin de representar la dificultad de mejorar los índices de reducción de pérdidas al acercarse a niveles óptimos.”*

Cabe mencionar que este escenario se planteó en el año 2020, es decir, hace 5 años. Si bien la meta de despliegue del 75% sigue vigente, se podría plantear un escenario desfasado 4 años respecto al planteado por Carbon Trust y con un despliegue más acelerado que permite alcanzar la meta en 2 años menos, como se muestra en la ilustración 14. Esto en consideración de los avances tanto técnicos como regulatorios que pueden facilitar la implementación de la medición inteligente.



**Ilustración 14 Porcentaje estimado de reducción en pérdidas no técnicas por año**

Fuente: Adaptado de UPME (Unidad de Planeación Minero-Energética). (2020). Reporte Final del Proyecto Apoyo al despliegue de tecnologías de redes inteligentes en Colombia. [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Reporte\\_Final\\_Despliegue\\_Redes\\_Inteligentes.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Reporte_Final_Despliegue_Redes_Inteligentes.pdf)

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

En adición a los casos citados por Carbon Trust con base en los cuales se construyó este porcentaje, se identifica que también es consistente con el estimado en el análisis costo-beneficio de medición avanzada en Eslovenia, mapeado y referenciado en el documento CREG D-002-2022, en el que se supone una reducción del 50% en las pérdidas totales, explicadas principalmente por las pérdidas no técnicas.

Si bien este modelamiento es relevante en la conceptualización de cómo se prevé el comportamiento de este beneficio en el tiempo, para el análisis de impacto tarifario se preferirá la aproximación metodológica de UPME, en la cual se estima una tasa de reducción en las pérdidas no técnicas cuyo valor es constante en el tiempo. Esto permitirá contar con una aproximación más clara, comprensible y fácil de comunicar, sin impactar notablemente el valor estimado del beneficio. En cuanto a la magnitud de esta tasa, el valor propuesto por UPME es del 60%, sin embargo, puede ser optimista a la luz de las consideraciones expuestas por Carbon Trust sobre la complejidad técnica de materializar estos beneficios, especialmente en el corto plazo. Así, desde el equipo consultor se propone un punto medio del 50% en reducción de pérdidas no técnicas para el análisis que se realizará en el capítulo de impacto tarifario.

Otro elemento importante para considerar es que este beneficio ya se encuentra incorporado dentro de las ventajas en la actividad de distribución en el documento CREG D-002-2022.

### **Ahorros de energía por consumo energético más eficiente e informado**

En el estudio de UPME – PROURE se estima una reducción de la demanda de energía de entre 25% y 35% en los estratos 1, 2 y 3, y de 0,3% y 9% en los estratos 4, 5 y 6. Revisando otros estudios, se estima que estos ahorros son de entre 7% y 20% de eficiencia según la International Energy Agency (IEA, 2024), citada por Colombia Inteligente (2025). En Perú, sin embargo, la reducción estimada en este consumo de energía fue del 1.5% (Universidad ESAN, 2019). Así pues, se propone ajustar este supuesto y estimar que los ahorros de energía pueden ser de entre 3% y 10% para el caso colombiano.

### **Costo evitado de medidores**

En algunos análisis internacionales, se ha considerado como beneficio el costo evitado de reemplazo de medidores convencionales. Sin embargo, en el contexto colombiano actual, donde los medidores son generalmente propiedad del usuario final y no existe una obligación regulatoria de reemplazo en el corto plazo, este beneficio no se considera representativo ni metodológicamente sólido para ser

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

incluido en la cuantificación. Aun cuando algunos actores argumentan obsolescencia tecnológica del parque de medidores, su inclusión podría inducir costos no justificados para los usuarios o generar distorsiones en el análisis económico. Este beneficio podría ser válido bajo el supuesto de que efectivamente algunos usuarios deben inminentemente incurrir en el costo de reemplazo de sus medidores en el corto plazo (ej. Un usuario cuyo medidor se encuentre dañado), pero sería un beneficio muy difícil de internalizar en cuanto que requeriría medidas como, por ejemplo, cobrar al usuario el medidor AMI a precio de un medidor tradicional.

## **1.4 ALTERNATIVAS REGULATORIAS A LA RESOLUCIÓN CREG 101 001 DE 2022 Y LA CREG 701 011 DE 2022.**

En este apartado se presentan alternativas de propuestas a las resoluciones CREG 101 001 de 2022 y CREG 701 011 de 2022, con el objetivo de facilitar y fortalecer la implementación de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en Colombia. Estas propuestas se construyen a partir del análisis de referentes internacionales y de las respuestas presentadas por los operadores de red en el marco de la circular CREG 129 de 2025. El enfoque parte de tres pilares clave:

- **Financiación y propiedad**, explorando modelos que permitan una distribución adecuada del riesgo y una recuperación eficiente de las inversiones;
- **Beneficios esperados**, tanto para los usuarios como para el sistema eléctrico en términos de eficiencia, reducción de pérdidas y calidad del servicio;
- **Incentivos regulatorios**, necesarios para fomentar una adopción oportuna y sostenible por parte de los agentes.

El objetivo es contribuir a un marco regulatorio más eficaz y adaptable, que promueva la masificación de AMI en el país. Por tal motivo a continuación se presenta el resumen de los comentarios hechos por los operadores de red en la circular 129 de 2025 y las alternativas de propuestas detalladas para cada uno de los artículos de las resoluciones 101 001 de 2022 y la 701 011 de 2022.

## 1.4.1 RESUMEN DE LAS RESPUESTAS A LA CIRCULAR 129 DE 2025

### 1.4.1.1 FINANCIACIÓN

#### 1.4.1.1.1 Remuneración vía Tarifa / Inclusión de Costos en la Tarifa como Activos Regulados

Esta es una de las alternativas más recurrentes y se basa en la idea de que los costos asociados a la implementación de AMI sean reconocidos como activos regulados y, por lo tanto, se incluyan en la tarifa final de energía que pagan los usuarios. La experiencia internacional exitosa en la masificación de AMI a menudo ha dependido de este mecanismo.

- **Landis+Gyr** recomienda que las inversiones totales para la implementación de AMI, buscando una cobertura de al menos el 75% de los usuarios para 2030, sean remuneradas a través de la tarifa. También sugiere que los medidores avanzados y equipos asociados formen parte de la base de activos del OR, con la posibilidad de un reconocimiento anticipado para evitar la remuneración sobre valores ya depreciados.
- **EEBP** propone que se evalúe una "tarifa estatal" que permita la remuneración de todo el sistema AMI.
- **Enel** recomienda integrar la totalidad de los costos como "activos de uso" dentro de la siguiente metodología de distribución, como parte de los planes de inversión y modernización de la red eléctrica. También menciona que esta alternativa podría implicar incrementos tarifarios de 10-15 COP/kWh, considerados inferiores a otros costos. Adicionalmente, sugiere un "apalancamiento a través del reconocimiento de Unidades Constructivas" en la actividad de distribución.
- **EPM** y sus filiales **ESSA** y **CENS** proponen implementar un esquema de remuneración vía tarifa. EPM detalla que la infraestructura AMI podría ser reconocida como un activo regulado e incluirse en la base de activos, repercutiendo en la factura final, o mediante un parámetro adicional en la factura.
- **ASOCODIS** señala que los países que han masificado AMI lo han hecho al incluir estos costos en la tarifa.
- **Celsia** concluye de las experiencias internacionales que el traslado de los costos de implementación a la tarifa ha sido clave para la viabilidad financiera de AMI.

- **Nansen** propone incorporar un costo adicional en la tarifa eléctrica destinado a la operación y mantenimiento de la red de medidores avanzados (costo de conectividad), ajustándose progresivamente con base en los beneficios tangibles.

#### 1.4.1.1.2 Financiamiento Público / Gubernamental

Esta alternativa implica que el gobierno, a través de subsidios, incentivos fiscales o fondos públicos, contribuya directamente a la financiación de la infraestructura AMI.

- **Colombia Inteligente** destaca la importancia de fomentar el acceso a incentivos tributarios para la adquisición de la medición avanzada.
- **EEBP** propone la implementación de un "subsidio gubernamental" que cubra un porcentaje del costo de los medidores avanzados. También busca que la carga económica se distribuya equitativamente, incluyendo "líneas de subsidio".
- **Enel** plantea la posibilidad de utilizar los recursos que el Gobierno Nacional podría ahorrar al mejorar la focalización de subsidios de energía eléctrica para contribuir a la financiación de AMI.
- **EPM (filial ESSA)** propone inyectar financiación del Gobierno para desarrollar proyectos AMI enfocados en la investigación. EPM también menciona que la financiación pública (nacional o internacional) ha sido un modelo de retribución en otros países para asumir el valor incremental de la inversión.
- **Celsia** destaca que su proyecto piloto obtuvo la aprobación de un presupuesto de Colciencias (actual MinCiencias) a través de un beneficio tributario, que apalancó la adquisición de equipos.
- **CEO** propone que sea el gobierno quien asuma el costo del equipo de medición, dados los beneficios que esta tecnología ofrece.
- **Nansen** contempla la "posibilidad de subsidios gubernamentales o incentivos fiscales para fomentar la adopción de la tecnología AMI".

#### 1.4.1.1.3 Modelos Basados en Compartición de Costos y Beneficios / Retención de Eficiencias

Estos modelos buscan alinear la responsabilidad de los costos con la obtención de beneficios, asegurando que quien invierte pueda recuperar su inversión a partir de las eficiencias generadas o que los beneficios obtenidos por otros actores se trasladen al OR.

- **Landis+Gyr** sugiere que los beneficios económicos de la reducción de los costos de suspensión y reconexión sean contabilizados por el

operador de red, permitiendo que los consumidores continúen pagando las tarifas relativas a estos costos durante un período definido.

- **EEBP** solicita que la carga económica se distribuya "de manera más equitativa entre todos los agentes involucrados y beneficiados".
- **Andesco** enfatiza que "quien recibe los beneficios debe ser quien asuma los costos del despliegue y operación del sistema". Propone que se garantice un equilibrio en la distribución de beneficios entre los diferentes actores del sector y que los beneficios de los agentes y usuarios se orienten al cubrimiento de los costos.
- **Enel** recomienda un "financiamiento mixto" que incluye destinar las eficiencias de las metodologías de comercialización y distribución (CPROG) al proyecto de despliegue, incluir el costo de sistemas de telecomunicación y software como activos de uso, y disponer de los descuentos y compensaciones entregados a los usuarios (como por calidad de servicio o ingresos por explotación de activos de uso).
- **EPM** propone la remuneración de los costos en función de los beneficios obtenidos por los diferentes agentes (usuarios y gobierno). También indica la necesidad de formalizar cómo los beneficios que otros agentes o usuarios derivan de la implementación de AMI se trasladan a los ORs. Además, se menciona un modelo de "retribución vía eficiencias" donde la inversión es repagada por las eficiencias materializadas (ej. menores pérdidas, mejoras en el ciclo de facturación).
- **Celsia** coincide en que el marco regulatorio debería redistribuir equitativamente los costos en función de la proporción de beneficios obtenidos por cada actor del mercado. También, **Nansen** propone un "Modelo Basado en Beneficios Compartidos" que distribuye los ahorros generados (por reducción de pérdidas) entre distribuidoras y usuarios finales.

#### **1.4.1.1.4 Financiamiento Directo por el Usuario**

Esta opción implica que los usuarios finales asuman una parte o la totalidad del costo del medidor avanzado.

- **EEBP** propone que el usuario tenga la obligación de adquirir su propio medidor avanzado. En caso de no desecharlo, el Operador de Red podría ofrecer un plan de financiamiento a largo plazo para que el usuario pague el costo del medidor de manera fraccionada.

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	<b>GCG – CR - 01</b>
		<b>REVISIÓN: 0</b>
		<b>FECHA: 25/05/2025</b>

- **EPM (filial ESSA)** sugiere la participación de los usuarios en la remuneración para que puedan acceder a ofertas comerciales derivadas de AMI.
- **Nansen** propone la distribución del costo inicial entre todos los actores de la cadena de valor mediante pagos progresivos en la facturación de energía.

#### **1.4.1.2 PROPIEDAD**

Los actores en Colombia han propuesto y considerado diversas alternativas respecto a la **propiedad de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)**, incluyendo tanto los medidores avanzados como la infraestructura de telecomunicaciones y sistemas de gestión. Estas alternativas generalmente se vinculan con los mecanismos de financiamiento y recuperación de la inversión.

A continuación, se homologan y agrupan las principales alternativas de propiedad propuestas por los actores:

##### **1.4.1.2.1 Operador de Red (OR) como Propietario / Principal Inversor**

Esta es la alternativa más recurrentemente propuesta y respaldada por la mayoría de los Operadores de Red y proveedores de tecnología, donde el OR asume la inversión y la propiedad de la totalidad de la infraestructura AMI. La recuperación de esta inversión se plantea predominantemente a través de la tarifa del servicio de energía eléctrica.

- **Landis+Gyr** recomienda explícitamente que "**los medidores avanzados y otros equipos y sistemas asociados con la Infraestructura de Medición Avanzada deben formar parte de la base de activos del operador de red**". Sugieren que el reconocimiento de esta infraestructura en la base de activos del OR se produzca de forma anticipada para evitar que se remunere sobre valores ya depreciados.
- **Enel** propone integrar "**la totalidad de los costos como activos de uso dentro de la siguiente metodología de distribución**", como parte de los planes de inversión y modernización de la red eléctrica, lo que implica que estos activos pertenecerían al OR. Enel también sugiere incluir el costo de sistemas de telecomunicación y software como activos de uso. Destaca que las experiencias internacionales exitosas de masificación de AMI han dependido de garantizar al responsable del despliegue (generalmente el OR) el retorno de las inversiones a través de la inclusión de los costos en las tarifas. Enel cuantifica los costos de

AMI incluyendo hardware y software para el Operador de Red, señalando que estos no son cubiertos por los beneficios actuales.

- **EPM** y sus filiales **ESSA** y **CENS** proponen un modelo de **remuneración basado en tarifas para los operadores de red**. EPM detalla que la infraestructura AMI podría ser reconocida como un "**activo regulado, incluyéndose en la base de activos y por ende en la factura final**". CENS busca un marco regulatorio flexible que promueva la innovación y la adopción de nuevas tecnologías en AMI, asegurando la certeza jurídica en torno a su financiación. EPM también ha analizado modelos internacionales donde el despliegue es financiado por incrementos en la tarifa de distribución, lo que implica la propiedad del OR.
- **ANDESCO** enfatiza que la regulación actual no incorpora instrumentos que permitan el cierre financiero de los proyectos de AMI, lo que implica la necesidad de mecanismos de financiación para los Operadores de Red. Reitera que la infraestructura AMI debe ser considerada un activo esencial y que se deben garantizar mecanismos adecuados de recuperación de costos. Argumenta que, si los OR incurren en costos, deben tener la capacidad de recuperarlos, lo que implica que sean los propietarios de la infraestructura.
- **Celsia** señala que la regulación actual "**concentra los costos en los Operadores de Red (OR)**" y que, sin una redistribución equitativa de los costos en función de los beneficios, la inversión en AMI podría no ser viable para los OR. Al igual que otros, Celsia destaca que los despliegues internacionales exitosos han permitido el traslado de los costos de implementación a la tarifa, asegurando la recuperación de la inversión por parte de los Operadores. Celsia ha asumido directamente los costos de instalación, software y otros elementos necesarios para el funcionamiento de la tecnología en sus proyectos piloto.
- **ASOCODIS** subraya que "**los países que han masificado AMI lo han hecho porque han incluido estos costos en tarifa**", lo que respalda el modelo de propiedad del OR que recupera la inversión vía tarifa. También defiende el principio de que "quien recibe los beneficios debe ser quien asuma los costos del despliegue y operación del sistema".

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

#### **1.4.1.2.2 Usuario como Propietario**

Esta alternativa propone que el usuario final sea el propietario directo del medidor avanzado, asumiendo su adquisición, aunque con posibles mecanismos de financiamiento ofrecidos por el OR.

- **EEBP** reporta que, en su plan piloto, si bien el Operador de Red (EEBP) asumió la inversión, "**el usuario tiene la opción de adquirir su propio medidor avanzado**" según la Resolución CREG 101 001 de 2022. EEBP **propone que "el usuario tenga la obligación de adquirir su propio medidor avanzado"**. Para facilitar esto, sugieren que el Operador de Red pueda ofrecer un plan de financiamiento a largo plazo para que el usuario pague el costo del medidor de manera fraccionada.
- **Enel** en su anexo, al describir los costos considerados por la UPME, menciona que el "Medidor avanzado" y la "Infraestructura medidor" podrían ser asignados al "[Usuario o Distribuidor]". También referencia el caso de Chile, donde recientemente se ha definido que los usuarios que eligen un medidor avanzado deben comprarlo o alquilarlo.

#### **1.4.1.2.3 Gobierno como Propietario / Financiador Directo del Equipo**

Esta alternativa sugiere que el gobierno asuma directamente el costo o la propiedad de los equipos de medición.

- **CEO** plantea "**que sea el gobierno quien asuma este costo**" del equipo de medición, dados los amplios beneficios sociales y ambientales que ofrece esta tecnología.
- **EEBP** propone un "**subsidio gubernamental**" que cubra un porcentaje del costo de los medidores avanzados para incentivar su adopción y reducir la carga financiera del OR.
- **EPM (filial ESSA)** sugiere "**inyectar financiación del Gobierno para desarrollo de proyectos AMI enfocados a la investigación**". EPM también menciona que en otros países (Nigeria, Nepal, Estados Unidos) se han utilizado fondos públicos o subvenciones gubernamentales para financiar el despliegue de AMI.

En resumen, la tendencia principal en las propuestas de los actores del sector en Colombia es que la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), incluyendo medidores avanzados y la red de comunicaciones, sea propiedad del Operador

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

de Red (OR), y que los costos asociados sean recuperados a través de la tarifa de energía, tal como ha ocurrido en muchos despliegues exitosos a nivel internacional. Sin embargo, también se contemplan modelos donde el usuario podría adquirir el medidor directamente, o donde el gobierno asuma una parte de los costos, o incluso esquemas de servicio donde terceros asumen la inversión inicial.

#### **1.4.1.3 *Beneficios***

Para el despliegue efectivo de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), la regulación debería definir una serie de beneficios e incentivos, principalmente enfocados en garantizar la **viabilidad financiera de los Operadores de Red (OR)**, que son los principales responsables de la implementación, así como en clarificar el marco para la gestión de datos y asegurar la interoperabilidad.

A continuación, se detallan los beneficios e incentivos que, según los estudios y análisis presentados por los actores del sector, se deberían definir:

##### **1.4.1.3.1      Beneficios para los Operadores de Red (OR) / Distribuidores**

- **Reducción de Costos Operacionales y Mayor Eficiencia:**

- **Disminución de los costos de lectura de medidores** mediante la lectura remota (se estima una reducción del 85% en zonas sin multiservicio).
- **Reducción significativa de los costos de suspensión y reconexión del servicio** al realizarse de forma remota y rápida (en cuestión de segundos), lo cual es uno de los beneficios más relevantes y un impulsor importante de la viabilidad económica.
- Menores costos de atención al usuario y de facturación.
- Reducción de viajes innecesarios del personal de campo al poder resolver problemas de forma remota o verificar el estado de la red a distancia.
- Optimización de la operación y planificación de la red, mejorando la gestión de activos (ej. transformadores), lo que

puede diferir inversiones en infraestructura y reducir costos de mantenimiento y averías.

- **Reducción de Pérdidas y Mejora en Recaudo:**

- **Disminución de pérdidas técnicas y no técnicas** (como fraudes y manipulaciones de medidores), lo que incrementa la facturación y reduce los requerimientos de compra de energía. Este beneficio puede ser muy significativo, especialmente en áreas con altos índices de pérdidas.
- **Mejora en el recaudo de cartera** al facilitar acciones de cobro y detección de conexiones fraudulentas.

- **Monitoreo y Control:**

- Gestión de datos en tiempo real, facilitando la detección temprana de anomalías y fallas en la red y mejorando los tiempos de respuesta.
- Mayor precisión en la facturación y optimización de la gestión de la energía.
- Posibilidad de facturar energía reactiva de manera más precisa.

**1.4.1.3.2 Para los Usuarios / Consumidores:**

- **Empoderamiento y Control:** Acceso en tiempo real a su información de consumo y facturación a través de plataformas web o aplicaciones móviles, lo que facilita una gestión más eficiente de la energía y la toma de decisiones informadas.

- **Ahorros Económicos:**

- Potencial reducción del consumo de energía (entre 3% y 5% según estudios) al aumentar la conciencia sobre el uso.
- Acceso a nuevos modelos tarifarios (ej. tarifas horarias y/o canastas de tarifas, prepago), permitiendo flexibilidad en el consumo y en las fechas de pago, lo que se traduce en ahorros y mejor organización de los gastos familiares.

	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
---	---	---

- Evitar el costo de adquisición de medidores convencionales (si el OR lo asume).
- **Mejora de la Calidad del Servicio:** Atención más rápida y eficiente ante incidencias, reducción de los tiempos de interrupción y reconexión del servicio.
- **1.4.1.3.3 Para la Sociedad / Gobierno / Sistema Eléctrico:**
- **Sostenibilidad y Transición Energética:**
  - **Facilitar la incorporación de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos.**
  - Reducción de emisiones de CO2 y contaminantes al promover un uso más eficiente de la energía y la integración de energías renovables.
- **Eficiencia en el Uso de Recursos Públicos:**
  - **Mejora en la focalización de los subsidios y contribuciones del Gobierno Nacional,** al permitir una identificación más precisa de los consumos y perfiles de los usuarios. Esto podría generar ahorros significativos para el erario (se estima hasta 1 billón de pesos anuales solo en el mercado de Air-e).
- **Desarrollo del Mercado y Competencia:** Dinamizar la competencia en la comercialización minorista, generar nuevos modelos de negocio y servicios, y fortalecer el mercado eléctrico en general.
- **Avance Tecnológico y Digitalización:** Modernización y digitalización del sistema eléctrico colombiano, impulsando la innovación.

#### **1.4.1.4 *Incentivos y Acciones Regulatorias Propuestas para el Despliegue Efectivo***

Para materializar los beneficios de AMI y asegurar su despliegue masivo y efectivo, los actores del sector proponen las siguientes acciones y esquemas de incentivos desde la regulación:

##### **1.4.1.4.1 *Mecanismos de Financiación para el Operador de Red (OR):***

- **Remuneración vía Tarifa:** Es la alternativa más recomendada y aplicada en experiencias internacionales exitosas. Implica que **la totalidad de los costos eficientes de las inversiones y el funcionamiento asociados a AMI sean incluidos en la tarifa del servicio de energía eléctrica**, ya sea como activos regulados en la base de activos del OR o como un parámetro adicional en la factura.
  - Se propone el **reconocimiento anticipado de la infraestructura AMI en la base de activos del OR** para evitar la remuneración sobre valores ya depreciados.
  - Se sugiere la posibilidad de aplicar un **WACC regulatorio diferente** para incentivar la adopción de medidores avanzados.
- **Financiamiento Mixto:** Combinar diferentes fuentes de financiación:
  - **Destinar las eficiencias de las metodologías de comercialización y distribución (CPROG)** al proyecto de despliegue de AMI. Esto permitiría cumplir el principio de ley de compartir eficiencias, pero en especie, a través de la inversión en AMI.
  - **Incluir el costo de sistemas de telecomunicación y software como activos de uso** dentro de la base remunerable del OR. Esto es crucial ya que el software y las comunicaciones son componentes importantes y costosos de la infraestructura AMI.
  - **Disponer de los descuentos y compensaciones que actualmente se transfieren a los usuarios** (ej. compensaciones por calidad del servicio, ingresos por explotación de activos de uso como cargos de respaldo, alquiler de infraestructura o la variable OI), para que sean utilizados por el OR en la inversión de AMI. Se argumenta que esto podría traducirse en mayores beneficios a largo plazo para los usuarios.
- **Participación Gubernamental:**
  - **Que el gobierno asuma el costo del equipo de medición**, dados los amplios beneficios sociales y ambientales que ofrece esta tecnología.

- **Subsidios gubernamentales** para cubrir un porcentaje del costo de los medidores avanzados e incentivar su adopción.
- Inyectar financiación del Gobierno para proyectos de AMI enfocados en investigación y desarrollo.
- **Modelos Basados en Beneficios Compartidos y Contratos de Desempeño:** Distribuir los ahorros generados por la reducción de pérdidas entre las empresas y los usuarios finales, o establecer contratos donde los proveedores de tecnología reciban un porcentaje del ahorro generado.

#### **1.4.1.4.2 Marco Regulatorio y Aspectos Técnicos:**

- **Ajustar las señales económicas** para garantizar un balance adecuado de beneficios entre todos los actores del sector, ya que actualmente el OR asume la mayoría de los costos mientras que otros agentes y usuarios se benefician sin contribuir directamente a la inversión.
- **Garantizar la materialidad de los ingresos para el OR**, para que el sector financiero esté dispuesto a aportar recursos. Es necesario formalizar cómo los beneficios obtenidos por otros agentes se trasladan al OR como responsable de la implementación.
- **Definir y exigir protocolos técnicos unificados que garanticen la interoperabilidad de equipos y sistemas** (semántica y sintáctica), eliminando costos adicionales por integración y permitiendo la libertad del usuario para elegir su medidor. Esto incluye adoptar un perfil de interoperabilidad referencial de datos AMI y requerir el uso de estándares abiertos.
- **Homologación técnica de especificaciones de equipos AMI y sistemas de comunicaciones** para promover economías de escala y pluralidad de oferentes.
- **Revisar los costos asociados al acceso a las telecomunicaciones**, asegurando que los OR puedan acceder a soluciones eficientes y

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

viables (no depender exclusivamente de esquemas comerciales tradicionales).

- **Establecer un marco regulatorio flexible y adaptable** que promueva la innovación y la adopción de nuevas tecnologías, garantizando la certeza jurídica en torno a la financiación de AMI.
- **Analizar los impactos de la transición tecnológica**, incluyendo la posible reducción de economías de escala para medidores convencionales, los costos de estabilización de la tecnología AMI y la asimetría en la competencia.

#### **1.4.1.4.3 Coordinación y Socialización:**

- **Reactivar la coordinación entre el Gobierno Nacional y el sector eléctrico** para establecer un canal claro de comunicación sobre AMI, incluyendo la definición de mesas de trabajo con gremios y agentes.
- **Socializar activamente los beneficios de la medición avanzada** a los usuarios y demás actores para fomentar la aceptación y adopción de la tecnología.

## **1.4.2 ALTERNATIVAS Y PROPUESTAS COMPLEMENTARIAS**

### Artículo 1: Objeto

- **Propuesta:** Complementar el objeto con la priorización de beneficios tangibles para el usuario final desde el inicio. Esto significa que, además de los beneficios para el sistema, se debe enfatizar cómo la AMI mejorará el control del consumo, la detección de anomalías y la calidad del servicio para los ciudadanos. Esto facilita la aceptación y reduce la resistencia.
- **Fuente de la idea:** Conceptos de centrismo en el cliente (customer-centricity) en proyectos de tecnología y energía. Visto en informes de agencias reguladoras (ej. Ofgem en Reino Unido, California Public Utilities Commission en EE. UU.) y consultoras como Accenture o Deloitte, que enfatizan la importancia de la aceptación del usuario para el éxito de despliegues masivos de AMI.

### Artículo 2: Ámbito de aplicación

- **Propuesta:** Aunque aplica a todos los agentes, se sugiere establecer criterios de gradualidad explícitos para los Operadores de Red (OR) de menor tamaño o con menor capacidad financiera. Esto podría incluir plazos extendidos o acceso a fondos específicos, evitando que la carga regulatoria sea desproporcionada.

#### Artículo 4: Criterios generales para la implementación de AMI

- **Propuesta:** Establecer que la evaluación de la viabilidad técnica y económica de la AMI debe incluir no solo los beneficios para el OR, sino también el valor creado para los usuarios (ej. ahorro por gestión de la demanda) y para la red como la reducción de pérdidas no técnicas y técnicas.

#### Artículo 11: Deberes y Obligaciones de los Comercializadores

- **Propuesta:** Obligación de Ofrecer Programas de Respuesta a la Demanda y Servicios de Valor Agregado: Más allá de solo ofrecer tarifas horarias, los comercializadores podrían tener la obligación de diseñar y ofrecer activamente programas de respuesta a la demanda que permitan a los usuarios monetizar su flexibilidad de consumo. Además, se les podría exigir la oferta de un mínimo de servicios de valor agregado basados en datos de AMI como consejos personalizados de eficiencia energética, plataformas de gestión de consumo detallada. La respuesta a la demanda es un pilar fundamental para la estabilidad de la red y la integración de renovables. En Europa y Estados Unidos, los mercados de respuesta a la demanda son cada vez más sofisticados, y los comercializadores juegan un rol crucial en la agregación de la flexibilidad de los usuarios (European Commission, 2018).

#### Artículo 15: Requisitos del medidor avanzado

- **Propuesta:** Establecimiento de un Marco de Estándares de Interoperabilidad Abiertos y Obligatorios: Además de los requisitos metrológicos y de registro, la CREG podría especificar un conjunto de estándares de comunicación y protocolos abiertos como DLMS/COSEM, Zigbee, G3-PLC, LoRaWAN que sean obligatorios para todos los equipos AMI y sistemas de gestión de datos. Esto evitaría el "vendor lock-in", promovería la competencia entre

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

proveedores de tecnología y facilitaría la integración de nuevas tecnologías y aplicaciones futuras. La Unión Europea ha enfatizado la importancia de la interoperabilidad y los estándares armonizados para los medidores avanzados, buscando una capacidad de "plug-and-play" y arquitecturas abiertas basadas en estándares globales (Interoperable Europe Portal, n.d.).

#### Artículo 22: Lineamientos Generales del Plan de Despliegue

- **Propuesta:** Inclusión de Evaluación Continua técnica, de Costo-Beneficio y Flexibilidad para Ajustes del Plan: El análisis de eficiencia económica y técnica debe ser un proceso continuo, no solo inicial. Los planes de despliegue deberían permitir ajustes basados en la experiencia y los datos reales obtenidos durante la implementación incluyendo mediciones de aceptación del usuario, efectividad de las campañas de comunicación, atención al cliente, incluyendo la posibilidad de reevaluar y modificar las metas si los beneficios esperados no se materializan o si surgen nuevas tecnologías. Una evaluación continua y la flexibilidad en los planes de despliegue son cruciales en un entorno tecnológico en rápida evolución. La regulación basada en el desempeño ("Performance-Based Regulation") en la UE y Norteamérica vincula los incentivos a KPIs y beneficios demostrados, permitiendo ajustes si no se cumplen los objetivos (IEA, n.d.).

#### Artículo 24: Requisitos del Análisis Beneficio Costo

- **Propuesta:** Inclusión de Beneficios No Cuantificables Directamente, pero Estratégicos: Además de los beneficios cuantificables, el análisis debería considerar y valorar explícitamente beneficios estratégicos a largo plazo que pueden ser difíciles de monetizar de inmediato, como la habilitación de mercados locales de energía, reducción de accidentes laborales, mejor planeación para inversiones en las expansiones de la red, reducción de costos por solución de controversias o trámites de litigio por errores de facturación o lecturas estimadas.

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

Generales: Alcance del Plan de Despliegue de AMI

**Propuesta complementaria:** Los planes de despliegue podrían exigir la inclusión de proyectos con Autogeneradores, generación distribuida y sistemas de Almacenamiento. AMI es un habilitador clave para la "grid edge". Al incluir estos requisitos en los planes, se asegura que la infraestructura no solo mida, sino que también soporte la evolución del sistema hacia una red más descentralizada (IRENA, 2019).

## 1.5 IMPACTO TARIFARIO

En esta sección se presenta el análisis del impacto tarifario de un subconjunto de alternativas propuestas. Es importante considerar que estas fueron priorizadas en función de un criterio orientador, consistente en procurar que la implementación no significara un aumento en la tarifa de energía desde el punto de vista del usuario. Así, se priorizó el análisis de tres escenarios:

- Financiación por los Operadores de Red (OR), con recuperación vía beneficios.
- Financiación por compra directa del medidor por parte de los usuarios.
- Modelo de leasing con opción de compra bajo el cual el OR compra el medidor y el usuario lo financia a través del tiempo hasta obtener la propiedad del medidor.

Bajo este marco, se acotó el sistema de análisis a usuarios y operadores de red, de manera que se pudiera modelar y comprender a mayor profundidad la microeconomía de un único usuario, los beneficios unitarios de la implementación y la viabilidad de que dichos beneficios fueran percibidos por uno u otro actor, desde el punto de vista regulatorio.

Para realizar dicho análisis, se partió entonces de identificar los beneficios que impactan directamente a los usuarios y a los operadores de red, entendiendo que estos serían los que más podrían apalancar la financiación de AMI. Estos se analizaron teniendo en cuenta el componente de la tarifa que impactarían, como se resume en la Tabla 16. Los beneficios se explican a lo largo de la sección.

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	<b>GCG – CR - 01</b>
		<b>REVISIÓN: 0</b>
		<b>FECHA: 25/05/2025</b>

Tabla 16: Beneficios a usuarios y OR y su asociación con la tarifa.

Beneficio	¿En qué componente del CU se ve reflejado?	¿Puede ser recibido por el usuario?	¿En qué caso puede ser percibido por el usuario?	¿Puede ser recibido por el OR?	¿En qué caso puede ser percibido por el OR?	Comentario
Ahorro de energía	Ninguno. El ahorro por consumo informado y consciente genera ahorros para el usuario, pero no impacta la tarifa.	Sí	Cuando el usuario efectivamente reduce su consumo por contar con AMI.	No		
Ahorro por menores pérdidas de energía - menores pérdidas	Pr	Sí	En caso de que se reduzca el cargo de pérdidas reconocidas, sujeto a revisión tarifaria.	Sí	En el caso en que haya integración entre OR y comercializador, en cuanto que la diferencia entre las pérdidas reconocidas y las reales se convertiría en un beneficio para el comercializador, por lo menos, durante el periodo tarifario. Otra alternativa sería trasladar parte de este beneficio al OR vía regulación o mediante acuerdos comerciales entre OR y comercializador.	

Beneficio	¿En qué componente del CU se ve reflejado?	¿Puede ser recibido por el usuario?	¿En qué caso puede ser percibido por el usuario?	¿Puede ser recibido por el OR?	¿En qué caso puede ser percibido por el OR?	Comentario
Ahorro por menores pérdidas de energía - menor cargo por distribución (STR/SDL)	D	Sí	En caso de que se disminuya el cargo de distribución en la siguiente revisión tarifaria. Esta reducción debería estar explicada por menores costos operativos en la gestión de pérdidas, siempre y cuando se pueda atribuir la reducción de pérdidas (al menos parcialmente) a la implementación de AMI.	Sí	En caso de que se incorpore un "cargo por eficiencia en costos operativos para la gestión de pérdidas" que compense la reducción en el cargo de distribución y que se traslade así al OR.	Esta distribución de beneficios también puede ser compartida, según el valor que se reconozca para el "cargo por eficiencia en costos operativos para la gestión de pérdidas".
Ahorro por suspensión y reconexión	Ninguno. Se cobra solo cuando se presta el servicio de suspensión y reconexión	Sí	En caso de que se defina un cargo diferenciado para suspensión y reconexión, uno para medidor mecánico y uno (menor) para medidor avanzado.	Sí	En caso de que se mantenga el mismo valor para el cobro al usuario de suspensión y reconexión. El OR obtendría un beneficio en cuanto que el costo real de suspensión y reconexión sería menor.	Esta distribución de beneficios también puede ser compartida, según el valor del cobro de suspensión y reconexión que se defina para los usuarios con medidores avanzados.
Ahorro por mejoras en la competencia - precio de generación	G	Sí	Directamente, pero solo se pudo materializar si el AMI se acompaña de esquemas de respuesta a la demanda y se posibilita al usuario la libre elección de comercializador.	No		Requiere respuesta a la demanda y ajustes regulatorios para posibilitar al usuario la libre elección de comercializador.

Beneficio	¿En qué componente del CU se ve reflejado?	¿Puede ser recibido por el usuario?	¿En qué caso puede ser percibido por el usuario?	¿Puede ser recibido por el OR?	¿En qué caso puede ser percibido por el OR?	Comentario
Ahorro en lectura	C (sería trasladado a D)	Sí	Directamente, si se define un cargo por lectura remota menor al cargo por lectura manual.	Sí	En el caso que se incorpore un "cargo por eficiencia en lectura remota".	Esta distribución de beneficios también puede ser compartida, según el valor que se reconozca para el "cargo por eficiencia en lectura remota".
Mejora en indicadores SAIDI y SAIFI (sobre todo SAIDI)	D	No	Si bien no monetiza el beneficio, el usuario se ve beneficiado por mejoras en el servicio.	Sí	Directamente, en incentivos por calidad.	

### 1.5.1 AHORRO DE ENERGÍA

El ahorro de energía generado directamente por las acciones del usuario —como resultado de un uso más informado y consciente del servicio— no impacta ninguno de los componentes del Costo Unitario (CU) establecidos en la estructura tarifaria. Sin embargo, si se refleja directamente en el valor total a pagar por el usuario en su factura, ya que, al consumir menos energía, el valor del consumo facturado disminuye.

En el caso de los estratos 1, 2 y 3, este efecto se ve incentivado por los subsidios otorgados por el Gobierno Nacional, los cuales aplican sobre el cargo por consumo y reducen aún más el valor que el usuario debe pagar. Aunque el porcentaje de subsidio no cambia, el menor consumo reduce la base sobre la cual se calcula, generando un ahorro económico adicional para el usuario. En particular, un consumo informado puede permitir al usuario acercar su consumo al de subsistencia, que es subsidiado por ley, con lo cual un usuario podría encontrar incentivos para reducir los consumos por encima del de subsistencia, lo que derivaría en un menor valor de la factura.

Así pues, este consumo informado sienta las bases para un empoderamiento por parte del usuario con infraestructura AMI, en cuanto le permite al tener un control de sus consumos mediante un monitoreo hora a hora, lo que le permite

diagnosticar y corregir sus propios comportamientos de consumo. De esta manera, el usuario fortalece su capacidad de gestión y control, facilitando decisiones informadas que pueden derivar en mayores ahorros en el largo plazo.

Si bien el principal beneficiario de este ahorro en el consumo es el usuario final, el Operador de Red (OR) puede percibir este beneficio mediante la disminución de recursos requeridos para atender la demanda, e incluso mediante la disminución de restricciones. De igual manera, este beneficio puede generar un alivio fiscal para el Estado, quien tendría que aportar menos recursos para aquellos hogares que presenten un ahorro en su consumo por debajo del consumo de subsistencia. Cabe mencionar también que el ahorro por consumo informado no genera impactos tarifarios reconocidos para el OR ni forma parte de los mecanismos de eficiencia contemplados en el marco tarifario actual.

### **1.5.2 AHORRO POR SUSPENSIÓN Y RECONEXIÓN**

La implementación de infraestructura de medición avanzada (AMI) representa una mejora sustancial en los procesos de suspensión y reconexión del servicio, tanto para el usuario final como para los agentes del mercado.

Cuando se habla de ahorros generados por el ahorro por suspensión y reconexión desde la consultoría se establecen los siguientes escenarios:

**a)** Escenario 1: Cuando el beneficio es directo e inmediato para el usuario.

De acuerdo con la Resolución CREG 101-001 de 2022, en su artículo 45, se establece expresamente que:

*"En el caso de usuarios que dispongan de un medidor avanzado en conexión directa, ni el prestador del servicio ni el Operador de Red podrán cobrar la suspensión o reconexión del servicio"* (CREG 101-001, 2022, art. 45).

Esto implica que los usuarios con infraestructura AMI estarán exentos de pagar cargos por suspensión y reconexión, lo que constituye un costo evitado y una mejora en la calidad del servicio, de igual manera el mismo artículo señala que el Operador de Red deberá reconectar el servicio en un tiempo máximo de dos (2) horas desde el momento en que se habiliten las condiciones contractuales para hacerlo. Esto representa un avance significativo frente a los tiempos tradicionales de reconexión manual.

Desde la perspectiva del comercializador o del Operador de Red, el beneficio se materializa en términos de eficiencia operativa. Bajo un escenario de referencia, se puede estimar el ahorro utilizando un enfoque de costos evitados. Por ejemplo:

- A partir de los valores publicados por ENEL Colombia (2025), se estimó un valor promedio de \$92,800 por usuario en el costo promedio de reconexión de energía.
- Aunque el PROURE estima 1 evento de suspensión/reconexión por usuario al año, el equipo consultor considera que este valor puede ser alto en la mayoría de los mercados. Por ello, se adopta una base conservadora de 0,3 eventos por usuario por año para efectos del análisis.
- Para el ejercicio se toma el mercado de la empresa ENEL Colombia en el año 2025 con una cantidad aproximada de usuarios de 3.875.305 de acuerdo con las cifras del SUI (Sistema Único de Información de servicios públicos domiciliarios).

Suponiendo que se reduzcan los costos evitados por la suspensión y reconexión de manera remota, el valor total del costo evitado para el operador de red sería:

$$\$92,800 \times 0,3 \times 3.875.305 = \$107.888.491.200 \frac{COP}{año}$$

Este costo evitado se refleja directamente en el uso de la infraestructura AMI, al eliminar la necesidad de desplazamientos físicos para ejecutar la suspensión o reconexión.

**b) Escenario 2: Cuando el beneficio lo internaliza el OR.**

Suponiendo que en el marco regulatorio se mantenga el cobro de la reconexión del servicio al usuario final, independientemente de si cuenta o no con infraestructura de medición avanzada (AMI). En este caso, el beneficio lo recibiría el Operador de Red, pues el costo real del servicio será mucho menor, y la diferencia entre el valor del cobro y el costo real de suspensión y reconexión se convertirían en un beneficio económico para el OR.

Bajo este supuesto, el Operador de Red recibiría directamente el beneficio derivado de la automatización de procesos como la suspensión y reconexión remota del servicio, lo que reduce significativamente los costos operativos frente al esquema tradicional.

Este escenario, aunque hipotético, ilustra una de las posibles rutas de sostenibilidad económica del despliegue de AMI, sin requerir necesariamente subsidios o sobrecargos adicionales a la tarifa base.

	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCg – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

### 1.5.3 AHORRO POR MEJORAS EN LA COMPETENCIA – PRECIO DE GENERACIÓN

La implementación de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), suponiendo que se acompañe de esquemas que permitan al usuario final elegir libremente su comercializador, puede generar un impacto en el componente G de la tarifa eléctrica, correspondiente exclusivamente al costo de generación de energía eléctrica.

Cuando existe libertad de elección, los comercializadores compiten por atraer usuarios ofreciendo mejores condiciones, lo que los lleva a negociar con los generadores precios más bajos de energía, generando presión descendente sobre el valor del componente G. Este efecto competitivo es indirecto, pero puede trasladarse al usuario final en forma de reducción tarifaria real.

Esto de acuerdo con la resolución 119 de 2007, capítulo II, artículo 4 donde se establece los componentes que integran el cobro (CREG, 2007):

$$CU = G + T + D + PR + C + R$$

CU= Costo unitario

G= Generación

T= Trasmisión

D= Distribución

PR= Pérdidas

C= Comercialización

R= Restricciones

El componente G (Generación) refleja los costos directamente asociados a la producción de energía eléctrica, incluyendo:

- Precio de la energía negociada en contratos, bolsa (kWh) o por otros mecanismos de compra de energía autorizados por la CREG.
- Cargo por confiabilidad,
- Costos de acceso al SIN.
- Entre otros. (CREG, 2007).

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

Así, por ejemplo, suponiendo un escenario de mayor competencia en el que se logra una reducción del 10 % del valor de generación, el nuevo valor del componente G sería:

- Valor promedio del componente G en 2025: COP 272,05/kWh (superservicios, 2025)
- Valor promedio del kWh total: COP 836,27/kWh (superservicios, 2025)
- Supuesto de reducción del 10 % en G:

$$G \text{ AJUSTADO} = COP 272.05 - (272.05 \times 10 \%)$$

$$G \text{ AJUSTADO} = COP 244,845$$

El nuevo costo unitario ajustado sería:

$$G \text{ AJUSTADO} = COP 836,27 - (272.05 - 244,84) = 809,06 COP$$

Ahora, suponiendo que un usuario consume 250 kWh al mes, esto representaría un gasto anual de:

$$836,27 \frac{\$ (COP)}{kWh} \times 250 \frac{kWh}{mes} \times 12 \text{ meses} = \$ 2.508.810 COP$$

Así, el valor del mismo consumo con la reducción del 10% en G sería de:

$$809,06 \frac{\$ (COP)}{kWh} \times 250 \frac{kWh}{mes} \times 12 \text{ meses} = \$ 2.427.180 COP$$

El ahorro estimado por usuario por año es entonces de:

$$COP 2.508.810 - COP 2.427.180 = COP 81.630$$

Este ahorro se vería reflejado directamente en la factura del usuario, como resultado de un menor valor del componente de generación.

Ahora pues suponiendo que se genere de esta forma, el comercializador abre la posibilidad a poder realizar compras de energía a un precio más cercano al costo promedio del mercado, así como facilitar esquemas comerciales con mejores

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

condiciones de precio y eficiencia, sin perjuicio de que el principal beneficiario seguiría siendo el usuario final.

Por otro lado, con una red inteligente y usuarios más informados, el comercializador tendría acceso a información granular del comportamiento de la demanda, lo que permitiría:

- Anticipar necesidades de abastecimiento con mayor precisión.
- Participar en acuerdos de compra de energía más ajustados al perfil real de consumo.
- Reducir riesgos de desbalances y sobrecostos.
- Generar, en algunos casos, espacios de margen operativo o ganancia comercial si se permite su participación directa en esquemas bilaterales o integrados.

En consecuencia, suponiendo que el marco regulatorio evolucione hacia una mayor flexibilidad para los comercializadores en sus relaciones contractuales con agentes generadores y comercializadores, podrían generarse ingresos complementarios o reducciones significativas de costos, lo cual mejoraría la sostenibilidad financiera de los OR y, potencialmente, impactaría favorablemente los componentes tarifarios regulados, como el de distribución (D) o pérdidas (Pr).

#### **1.5.4 AHORRO EN LA LECTURA**

Con la incorporación de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), se transforma el proceso tradicional de lectura del consumo eléctrico, automatizándolo por completo. Se plantean a continuación una serie de supuestos de ahorro estimados desde la consultoría, teniendo en cuenta también experiencias piloto desarrolladas por distintos Operadores de Red.

- a)** Suponiendo que la lectura de consumos se realice de manera remota mediante infraestructura AMI, esta función pasaría a ser responsabilidad directa del Operador de Red, desplazando al comercializador, quien anteriormente era el encargado de realizar las lecturas manuales y gestionar la entrega física de facturas.

Si bien la lectura de consumos pasaría a realizarse de forma remota, es importante tener en cuenta que se seguirán necesitando cuadrillas especializadas para realizar mantenimientos, brindar soporte técnico y atender posibles fallas del sistema AMI. Suponiendo que el comercializador asuma la coordinación de estas

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

cuadrillas, esto justificado en su experiencia en la operación directa con usuarios, su infraestructura ya desplegada en las zonas de atención y su capacidad para gestionar equipos en campo. En ese sentido, su rol operativo seguiría siendo relevante dentro del nuevo esquema tecnológico.

En ese sentido, y suponiendo que la regulación contemple un cargo reconocido por eficiencia en lectura remota, se podría establecer un mecanismo de distribución del beneficio económico entre el Operador de Red y el comercializador. Esta distribución podría plantearse bajo un esquema equitativo o proporcional, en función de las responsabilidades y costos asumidos por cada agente.

- b)** Con la implementación de infraestructura AMI, la lectura del consumo de energía se realiza de forma automatizada, eliminando los costos operativos asociados a las visitas físicas del personal del comercializador para la toma de lecturas.

Suponiendo que esta automatización genere una reducción efectiva de costos, y con base en los resultados obtenidos en pilotos implementados por diversos Operadores de Red, se estima que la lectura remota mediante infraestructura AMI podría reducir hasta en un 90 % los costos actualmente asociados a la lectura manual del consumo de energía.

En cuanto al cálculo base de los costos, se parte de información compartida por la CREG correspondiente al “valor aproximado de la reducción en el componente de Comercialización ( $Cv$ ) del CU por cada mercado de comercialización a precios de diciembre de 2024 cuando se retiran los costos y gastos de lectura del costo base de comercialización”. Así pues, el cálculo de este beneficio ( $B_{lectura}$ ) se realiza como:

$$B_{lectura} = \Delta Cv = Cv_0 - Cv_1 = Cv_0 \frac{(Cv_0 - Cv_1)}{Cv_0} = Cv_0 * \lambda_{Cv}$$

Donde  $Cv$  corresponde al costo de comercialización, con el subíndice cero ( $Cv_0$ ) cuando incluye los costos y gastos de lectura y con el subíndice uno ( $Cv_1$ ) cuando no los incluye (es decir, antes y después de implementar medición avanzada). Por su parte,  $\lambda_{Cv}$  corresponde al porcentaje de reducción del  $Cv$  cuando se retiran los costos y gastos de lectura, que es como se interpretó la información compartida por la CREG.

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

### 1.5.5 MEJORA EN INDICADORES DE CALIDAD - SAIDI

Uno de los beneficios indirectos más relevantes de la implementación de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) es la mejora en los indicadores de continuidad del servicio, especialmente el SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*). Este indicador representa la duración total en horas de los eventos de interrupción que, en promedio, experimenta cada usuario del Sistema de Distribución Local (SDL) de un Operador de Red, hayan sido o no afectados por un evento, durante un período anual (CREG, 2018).

Suponiendo que con la masificación del sistema AMI se habiliten mecanismos de detección remota y en tiempo real de interrupciones en la red, se generaría una capacidad de respuesta más ágil y precisa por parte del Operador de Red, siendo particularmente valiosa para este fin la funcionalidad técnica del último suspiro de los medidores avanzados. Esta capacidad permitiría reducir los tiempos de diagnóstico, localización y atención de fallas, impactando directamente en la disminución de la duración de los cortes de energía.

Como resultado, el usuario final se beneficiaría de una mayor continuidad en el servicio eléctrico, mientras que el Operador de Red obtendría ventajas regulatorias y económicas al mejorar su desempeño frente a los estándares establecidos por la CREG.

Simulación de mejora en indicadores de calidad para CELSIA (Valle):

De acuerdo con el informe de evaluación de gestión de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) para el año 2023, la empresa CELSIA Colombia S.A. E.S.P. (Valle) presentó un valor del indicador SAIDI de 1,230, mientras que el referente regulatorio de cumplimiento se establece en  $\leq 1,005$  horas. (SSPD,2024)

Suponiendo una mejora del 20 % en el valor de SAIDI como resultado de la implementación de AMI, se tendría:

- Mejora proyectada:  $1,23 \times 20\% = 0,246$
- SAIDI ajustado:  $1,23 - 0,246 = 0,984$

Este nuevo valor estaría por debajo del umbral regulatorio, lo que permitiría a la empresa cumplir con los estándares de calidad del servicio establecidos por la CREG. Incentivando la obtención de beneficios por desempeño y calidad y así mismo evitando sanciones regulatorias.

## **1.5.6 AHORRO POR MENORES PÉRDIDAS Y GESTIÓN DE PÉRDIDAS**

Como se expuso previamente, la implementación de la Medición Avanzada de Infraestructura (AMI) o medición inteligente representa un beneficio significativo en la gestión de pérdidas de energía para los operadores de red (OR). Los sistemas AMI proporcionan datos de consumo en tiempo real y bidireccionales, lo que permite a los OR identificar con precisión las ubicaciones y los momentos en que se producen pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas se refieren a las pérdidas inherentes al sistema de distribución (resistencia en cables, transformadores, etc.), mientras que las pérdidas no técnicas incluyen el robo de energía, errores de medición o fallos administrativos. Con la AMI, los OR pueden detectar anomalías en los patrones de consumo, identificar conexiones ilegales o medidores manipulados, y optimizar la operación de la red para minimizar las pérdidas inherentes. Esta visibilidad en tiempo real no solo facilita una respuesta rápida ante incidentes de pérdidas, sino que también permite la implementación de estrategias preventivas y la mejora continua en la eficiencia de la red.

El costo unitario de la tarifa de energía (CU) incluye un componente que compensa a los comercializadores por las pérdidas de energía reconocidas, valor que les permite comprar la energía adicional necesaria que debe comprar en el mercado para atender la demanda. Cuando los sistemas AMI logran una reducción efectiva de las pérdidas reales, el impacto en este componente puede manifestarse de dos maneras principales, dependiendo de la regulación. Primero, si la diferencia entre las pérdidas reconocidas (un valor fijo establecido en la regulación tarifaria) y las pérdidas reales (las efectivamente ocurridas en el sistema) se convierte en un beneficio directo para el comercializador, caso en que este último tiene un incentivo claro para invertir en AMI. En este escenario, el comercializador se beneficia al superar las expectativas de reducción de pérdidas establecidas por la regulación. Segundo, en el caso de una revisión tarifaria, la reducción de las pérdidas reales podría llevar a una disminución del cargo por pérdidas reconocidas en el futuro. Esto se traduciría en una reducción del CU, lo que, en última instancia, beneficiaría al usuario final con tarifas de energía más bajas.

El actor que percibiría el beneficio derivado de la reducción de pérdidas mediante AMI dependerá en gran medida de cómo se defina la regulación tarifaria en cada jurisdicción. En el primer caso, si la regulación establece que la diferencia entre las pérdidas reconocidas y las pérdidas reales se convierte en un beneficio para el OR, el operador de red (OR) es el principal beneficiario. Este incentivo promueve la inversión en tecnologías como AMI, ya que una mayor eficiencia operativa se traduce directamente en mayores ingresos o menores costos para el OR. En el

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

segundo caso, si la reducción de pérdidas reales se traduce en una disminución del cargo por pérdidas reconocidas durante las revisiones tarifarias, el usuario final es el que percibe el beneficio. Al reducirse el componente de pérdidas en el costo unitario de la energía, las tarifas para los consumidores disminuyen. Ambos enfoques tienen como objetivo fomentar la eficiencia, pero difieren en cómo se distribuyen los beneficios de esa eficiencia entre los participantes del mercado.

### 1.5.7 APlicativo para el análisis

A partir de lo anterior, se desarrolló un aplicativo que permite, en función de un conjunto de parámetros, analizar el impacto tarifario de la implementación de AMI. Considerando que hay escenarios en los que los costos no se trasladan vía tarifa, el aplicativo permite evaluar también el cierre financiero de las distintas propuestas. Este aplicativo incorpora los supuestos descritos sobre qué actor puede percibir cada beneficio y en qué caso, en consideración de las alternativas regulatorias existentes. En este aplicativo se realiza una microsimulación a nivel de usuario para la financiación de AMI y luego se extrae para realizar la estimación a nivel de un mercado total. El aplicativo puede ser consultado en el siguiente enlace:

[https://jnumpaque.shinyapps.io/AMI\\_App/](https://jnumpaque.shinyapps.io/AMI_App/)

El código desarrollado para la construcción del aplicativo es abierto y puede ser consultado en el siguiente enlace:

[https://github.com/Numpaque/SimuladorAMI/blob/main/App\\_CREG\\_V6.R](https://github.com/Numpaque/SimuladorAMI/blob/main/App_CREG_V6.R)

### 1.5.8 Análisis de escenarios

Con base en el aplicativo, es posible pasar a modelar cada uno de los mercados para aproximar, de forma *ex ante*, algunos efectos de la implementación de AMI a cargo de los OR. Para ilustrar esta funcionalidad, se documentan aquí dos escenarios hipotéticos en mercados con diferentes características:

- **Escenario 1**, que representa un mercado con altas pérdidas. Este se modela con los parámetros indicados en la Ilustración 15.

*Ilustración 15: Parámetros para el modelado de un mercado con altas pérdidas.*

**Simulador Tarifario**

**Escenario de Implementación**

Vida útil regulatoria (años): 10

Tasa de descuento anual (%): 12

**Parámetros del Medidor**

CAPEX (COP) sin MDMS, sin IVA ni aranceles: 486145

OPEX anual (COP): 16829

Incluir MDMS en CAPEX?

Costo MDMS por usuario (COP): 7213

**Condiciones del Usuario**

Consumo mensual (kWh): 200

Costo unitario (\$/kWh): 950

Área: Urbano

**Beneficios estimables (mensuales por usuario)**

Incluir beneficios de pérdidas evitadas

Porcentaje de pérdidas antes de AMI (%): 25      Porcentaje de pérdidas después de AMI (%): 21      ¿Quién recibe el beneficio? Operador de Red

Incluir beneficio de suspensión/reconexión remota

Ahorro por suspensión/reconexión remota (COP): 82000      Reconexiones por usuario, por año: 0,03      ¿Quién recibe el beneficio? Operador de Red

Incluir beneficio de lectura remota

Participación de Cv en el CU (%): 16,4      Reducción en Cv por lectura (%): 2,58      ¿Quién recibe el beneficio? Operador de Red

Incluir ahorro por mayor competencia

Porcentaje del CU correspondiente a G (%): 40      Reducción del precio de generación (G) (%): 9      ¿Quién recibe el beneficio? Usuario

Incluir beneficio de ahorro de energía

Porcentaje de reducción en consumo de energía (%): 7      ¿Quién recibe el beneficio? Usuario

Incluir beneficios tributarios

IVA (%) 19      Tasa efectiva de tributación (%) 25,5      Años a deducir renta 3      Tasa de arancel (%) 10

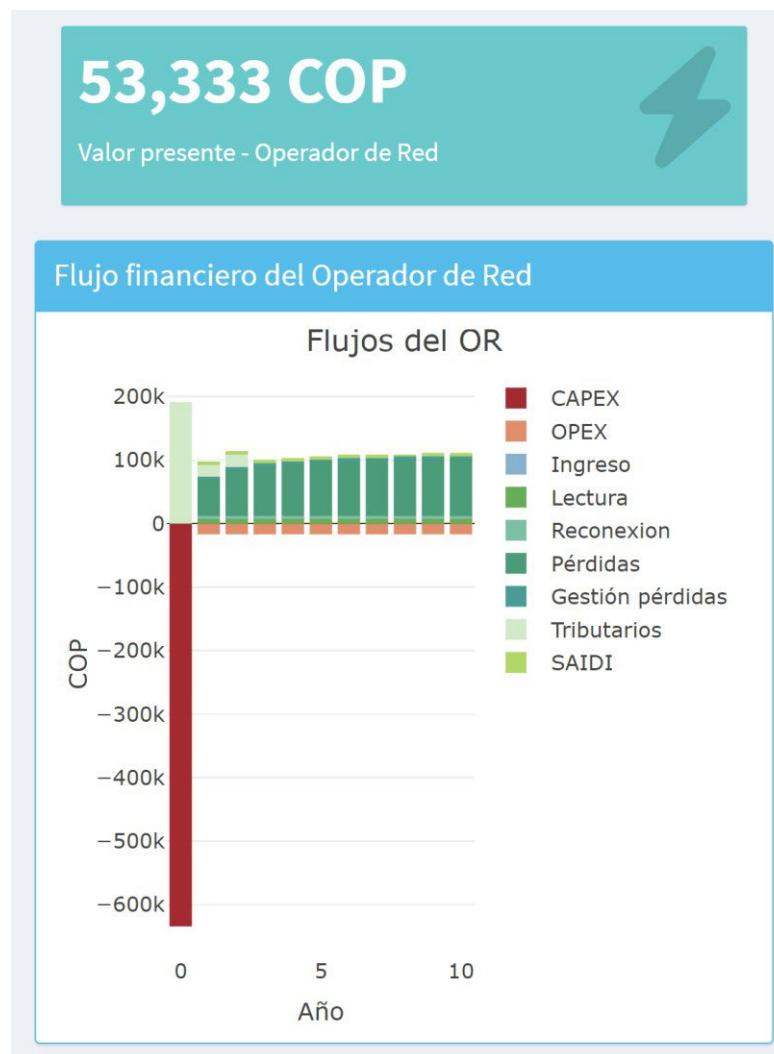
Incluir beneficios por calidad - SAIDI

Mejora en incentivos por calidad (SAIDI), por usuario (anual) 2000      ¿Quién recibe el beneficio? Operador de Red

**Fuente: Elaboración propia.**

Como resultado de este escenario, con una tasa de retorno del 12%, se observa un valor presente positivo para la inversión en AMI en un usuario representativo (promedio) del mercado hipotético analizado. Esto indica que se presentaría un cierre financiero, es decir, existirían suficientes incentivos económicos para que los operadores de red pudiesen realizar un despliegue masivo en dicho mercado. Lo anterior se presenta en la Ilustración 16, donde también se puede observar que son los beneficios tributarios y en ahorro de pérdidas los que apalancan la recuperación de la inversión.

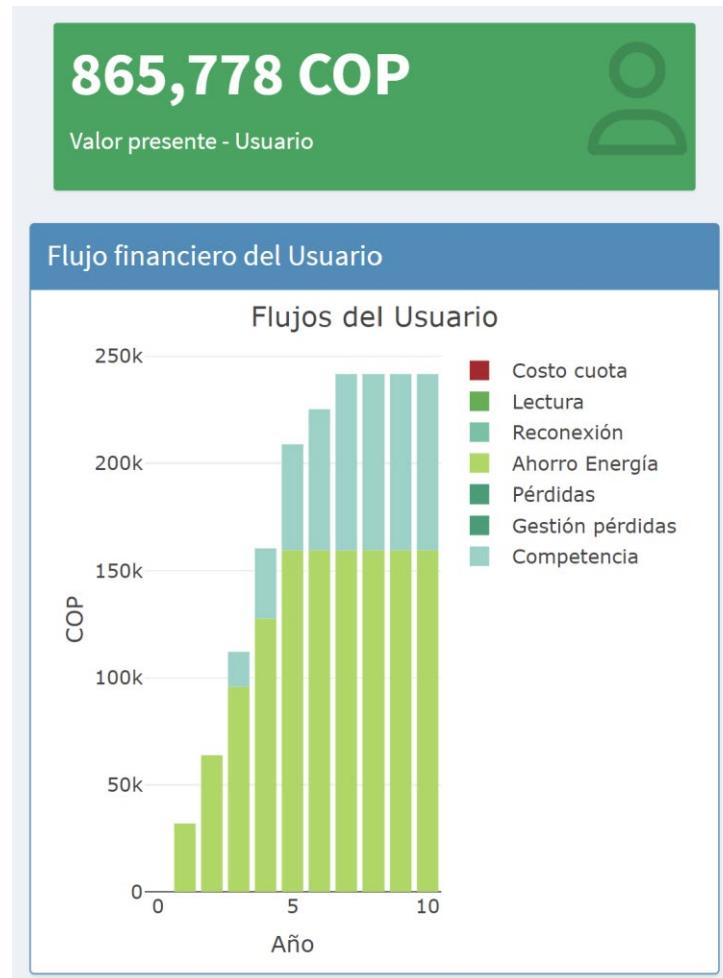
*Ilustración 16: Análisis unitario (micro) por medidor avanzado desde el punto de vista del OR en un mercado con altas pérdidas.*



Fuente: Elaboración propia.

En este escenario el usuario no realiza una inversión, sin embargo, percibe los beneficios asociados a ahorro de energía y al potencial acceso a un precio de generación más económico, como se presenta en la Ilustración 17.

*Ilustración 17: Análisis unitario (micro) por medidor avanzado desde el punto de vista del usuario en un mercado con altas pérdidas.*



Fuente: Elaboración propia.

- **Escenario 2**, que representa un mercado con bajas pérdidas. Este se modela con los parámetros indicados en la Ilustración 18.

*Ilustración 18: Parámetros para el modelado de un mercado con bajas pérdidas.*

**Simulador Tarifario**

**Parámetros Generales**

Microsimulación

Simulación Total Mercado

**Escenario de Implementación**

Vida útil regulatoria (años):

Tasa de descuento anual (%):

**Parámetros del Medidor**

CAPEX (COP) sin MDMS, sin IVA ni aranceles:

OPEX anual (COP):

¿Incluir MDMS en CAPEX?

Costo MDMS por usuario (COP):

**Condiciones del Usuario**

Consumo mensual (kWh):

Costo unitario (\$/kWh):

Área:

**Beneficios estimables (mensuales por usuario)**

Incluir beneficios de pérdidas evitadas

Porcentaje de pérdidas antes de AMI (%):

Porcentaje de pérdidas después de AMI (%):

¿Quién recibe el beneficio?

Operador de Red

Incluir beneficio de suspensión/reconexión remota

Ahorro por suspensión/reconexión remota (COP):

Reconexiones por usuario, por año:

¿Quién recibe el beneficio?

Operador de Red

Incluir beneficio de lectura remota

Participación de Cv en el CU (%):

Reducción en Cv por lectura (%):

¿Quién recibe el beneficio?

Operador de Red

Incluir ahorro por mayor competencia

Porcentaje del CU correspondiente a G (%):

Reducción del precio de generación (G) (%):

¿Quién recibe el beneficio?

Usuario

Incluir beneficio de ahorro de energía

Porcentaje de reducción en consumo de energía (%):

¿Quién recibe el beneficio?

Usuario

Incluir beneficios tributarios

IVA (%)

Tasa efectiva de tributación (%)

Años a deducir renta

Tasa de arancel (%)

Incluir beneficios por calidad - SAIDI

Mejora en incentivos por calidad (SAIDI), por usuario (anual)

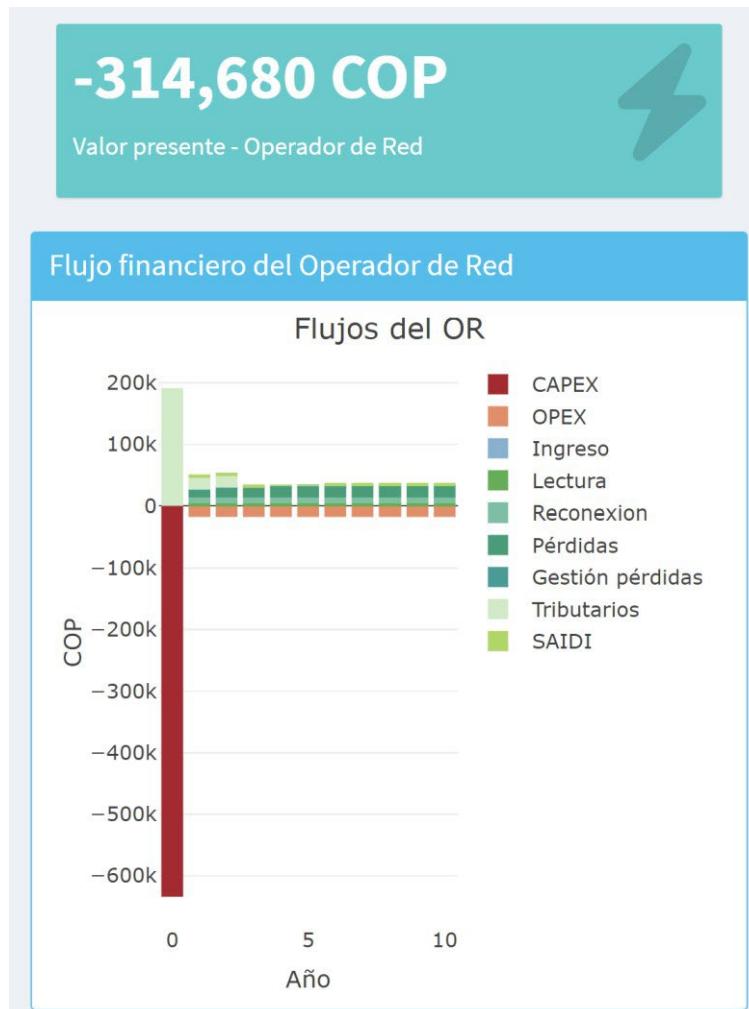
¿Quién recibe el beneficio?

Operador de Red

**Fuente: Elaboración propia.**

Como resultado de este escenario, con una tasa de retorno del 12%, se observa un valor presente negativo para la inversión en AMI en un usuario representativo (promedio) del mercado hipotético analizado. Esto indica que no se presentaría un cierre financiero, es decir, no existirían suficientes incentivos económicos para que los operadores de red pudiesen realizar un despliegue masivo en dicho mercado. Lo anterior se presenta en la Ilustración 19, donde también se puede observar que son los beneficios tributarios el mayor inventivo existente para apalancar la recuperación de la inversión, sin ser suficiente para un mercado con bajo margen en reducción de pérdidas.

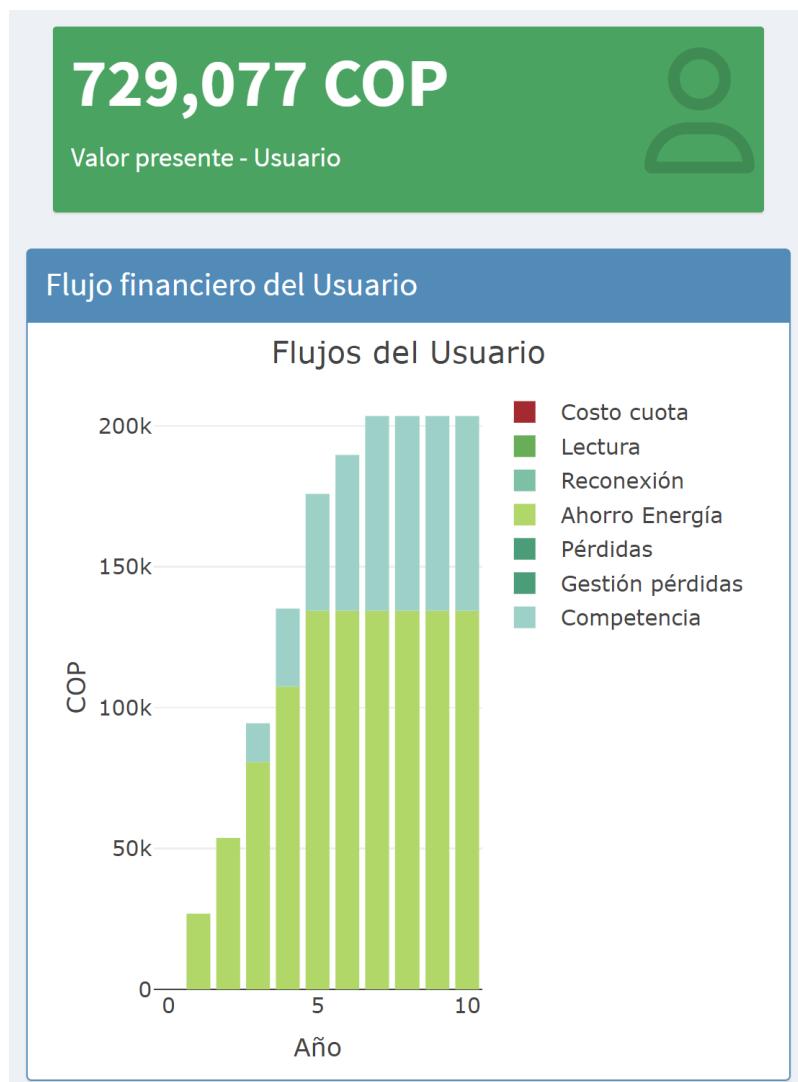
*Ilustración 19: Análisis unitario (micro) por medidor avanzado desde el punto de vista del OR en un mercado con bajas pérdidas.*



Fuente: Elaboración propia.

En este escenario el usuario tampoco realizaría ninguna inversión y percibiría los beneficios asociados a ahorro de energía y al potencial acceso a un precio de generación más económico, como se presenta en la Ilustración 20. Esto, claro está, condicionado a la implementación de la medición avanzada, la cual sería menos probable sin el cierre financiero del OR. En otras palabras, el usuario dejaría de percibir los beneficios de la implementación de AMI debido a la dificultad de que el OR tome la decisión de realizar el despliegue en su mercado.

*Ilustración 20: Análisis unitario (micro) por medidor avanzado desde el punto de vista del usuario en un mercado con bajas pérdidas.*



Fuente: Elaboración propia.

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCg – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

## 1.5.9 Evaluación de Beneficios y Escenarios de Implementación

Con base en la información reportada por las empresas al Sistema Único de Información – SUI, a la superintendencia de servicios públicos, y la CREG se estructuró el modelo técnico-económico para la evaluación del proyecto AMI. Para su construcción se utilizó el aplicativo plasmado dentro del ítem 1.5.8. “Análisis de escenarios”.

A partir de esta información se definieron los escenarios de despliegue, los niveles de inversión requeridos y los beneficios esperados considerando únicamente aquellos beneficios que se pueden cuantificar de manera certa y comprobable (En total se incorporaron cinco beneficios, descritos más adelante; los demás, por ser de naturaleza teórica, no fueron incluidos en el modelo, aunque podrían representar un incentivo adicional para la implementación del proyecto.)

El ejercicio considera tres escenarios de implementación:

- Escenario Acelerado (5 años)
- Escenario Esperado (10 años)
- Escenario Moderado (15 años)

Para el cálculo de los beneficios se simularon todos los mercados existentes en Colombia de manera separada y luego se sumaron para obtener la visión general del sistema.

Estos escenarios permiten observar la sensibilidad del proyecto frente a diferentes ritmos de instalación y su impacto sobre los costos de implementación y la materialización de beneficios.

El análisis económico incorpora cinco categorías de beneficios directamente asociadas a la operación mejorada del sistema de medición avanzada. Estos beneficios se derivan del uso operativo de AMI y de los cambios en eficiencia que el sistema introduce en los procesos de medición, gestión de pérdidas y operación comercial:

1. Beneficio por reducción de pérdidas
2. Beneficio tributario
3. Beneficio por mejoras en lectura y facturación
4. Beneficio por gestión operativa de pérdidas
5. Beneficio asociado al proceso de reconexión remota

Estas cinco líneas de beneficio corresponden a las salidas generadas por el modelo económico construido con las cifras del SUI.

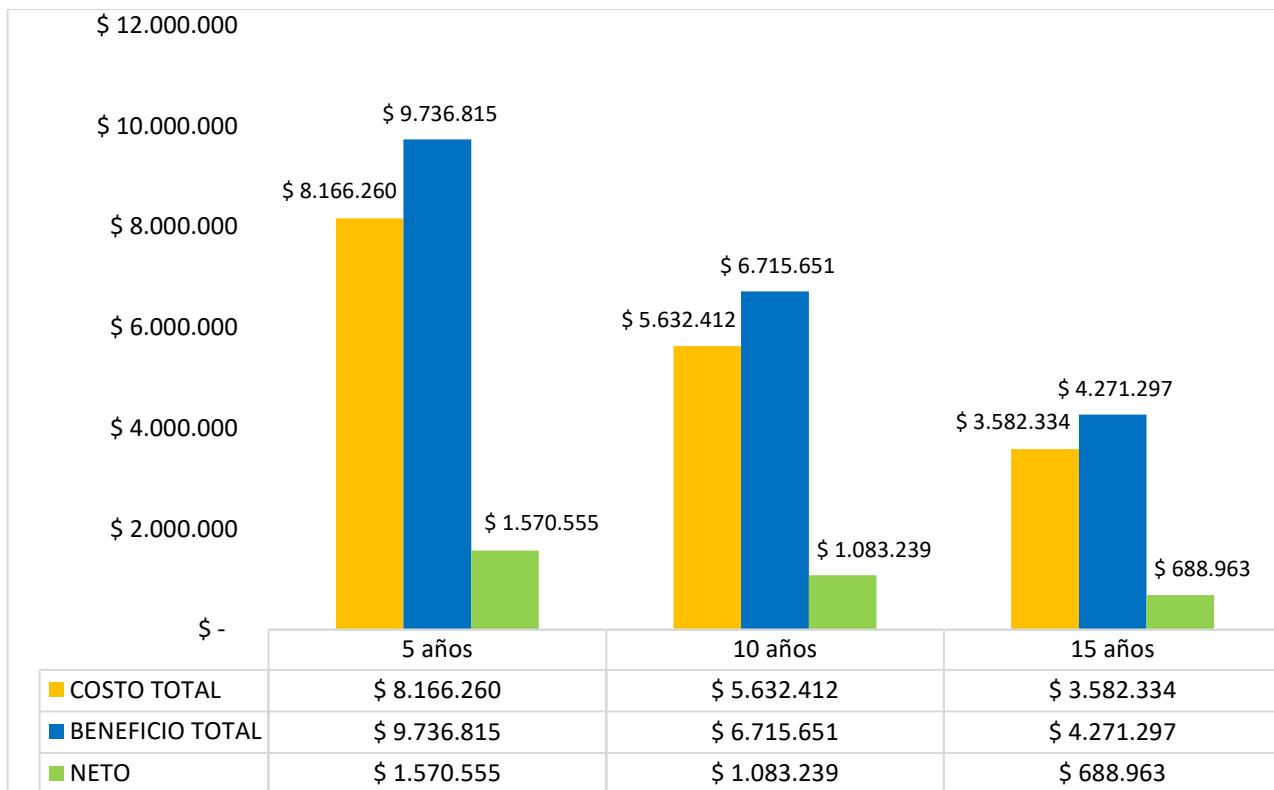
*Ilustración 21 Beneficios de implementación del Proyecto AMI a 5,10 Y 15 Años (Cifra en miles de Millones COP)*



Fuente: Elaboración propia.

Los resultados integran el costo total de implementación estimado para cada horizonte y el valor presente de los beneficios acumulados. A partir de estas cifras se identifica la diferencia neta entre costos y beneficios para cada escenario.

Ilustración 22: Comparativo de Costos y Beneficios por Escenario (Cifra en miles de millones COP)



Fuente: Elaboración propia.

En el escenario acelerado (5 años), el proyecto refleja el desempeño más favorable. La recuperación de la inversión se logra en un periodo más corto y los beneficios obtenidos superan de manera eficiente los costos, generando el mejor resultado neto entre los tres horizontes evaluados.

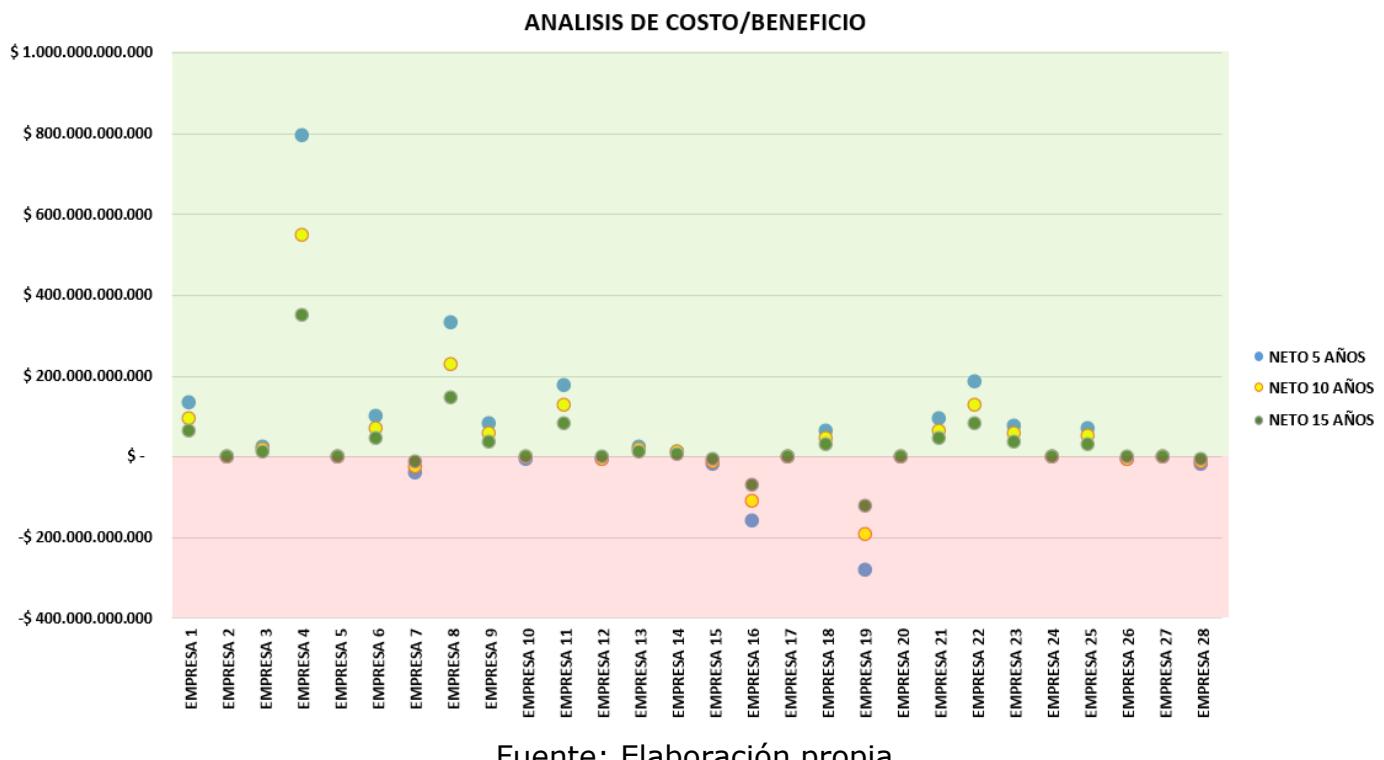
En el escenario esperado (10 años), el proyecto mantiene un comportamiento positivo y estable. Si bien el retorno se alcanza en un plazo mayor, la relación costo-beneficio se consolida de forma progresiva, permitiendo una valorización sostenida del proyecto.

En el escenario moderado (15 años), los beneficios continúan superando los costos; sin embargo, la extensión del horizonte reduce la eficiencia financiera frente a los escenarios anteriores. Aunque el proyecto sigue siendo viable, su desempeño es el menos competitivo en términos de retorno y valorización.

## 1.5.10 ANALISIS POR MERCADO

A continuación, se muestra la gráfica teniendo en cuenta ejemplos particulares de mercados parecidos a los 28 mercados colombianos,

*Ilustración 23: Beneficio Neto (Beneficio-Costos) evaluado en 3 escenarios de despliegue*



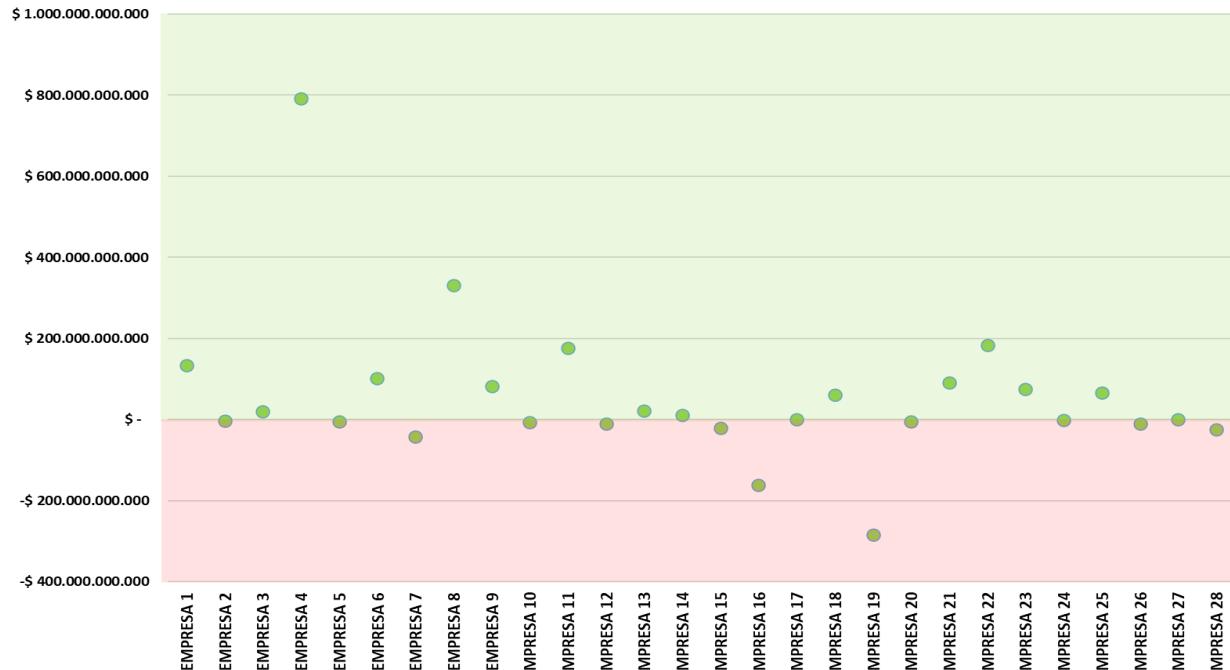
Fuente: Elaboración propia.

Tal como se evidencia en la gráfica, la implementación de AMI genera beneficios para la mayoría de las empresas. El escenario acelerado a 5 años refleja el desempeño más favorable en términos de recuperación de la inversión, al presentar mayores beneficios económicos. Son pocas las empresas que requerirían realizar una inversión adicional; no obstante, este comportamiento depende directamente de la velocidad de implementación del sistema.

Adicionalmente, se presenta un análisis individual para cada empresa bajo los tres escenarios de despliegue: 5, 10 y 15 años.

*Ilustración 24: Beneficio Neto (Beneficio-Costos) escenario de despliegue 5 AÑOS*

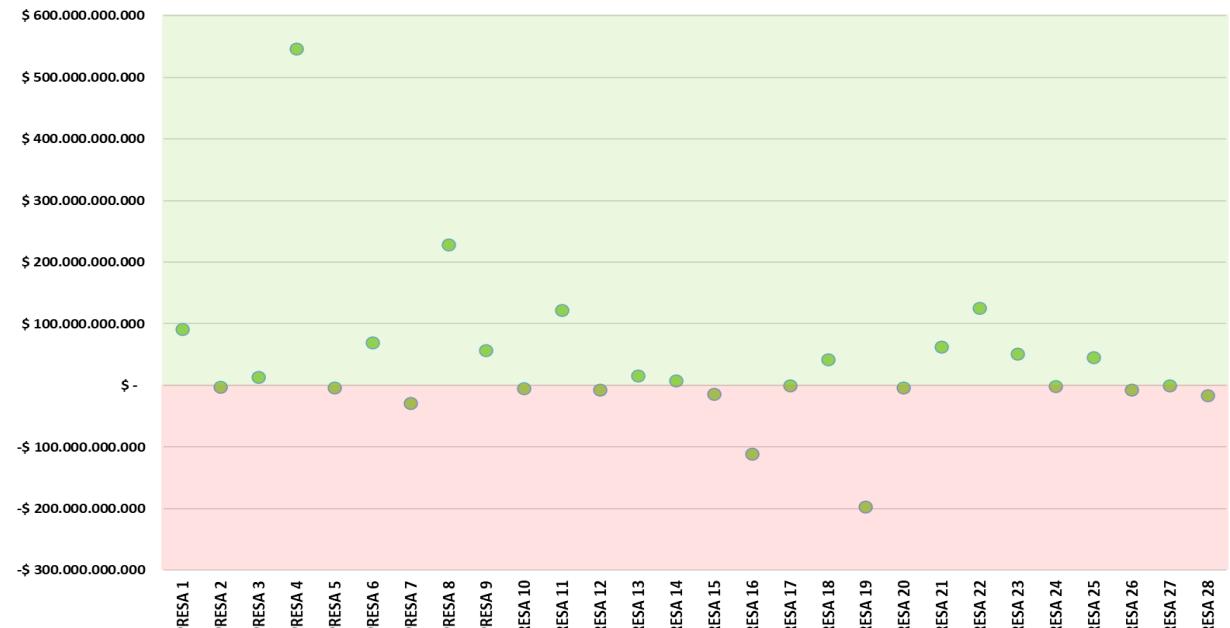
**PROYECCIÓN A 5 AÑOS**



Fuente: Elaboración propia

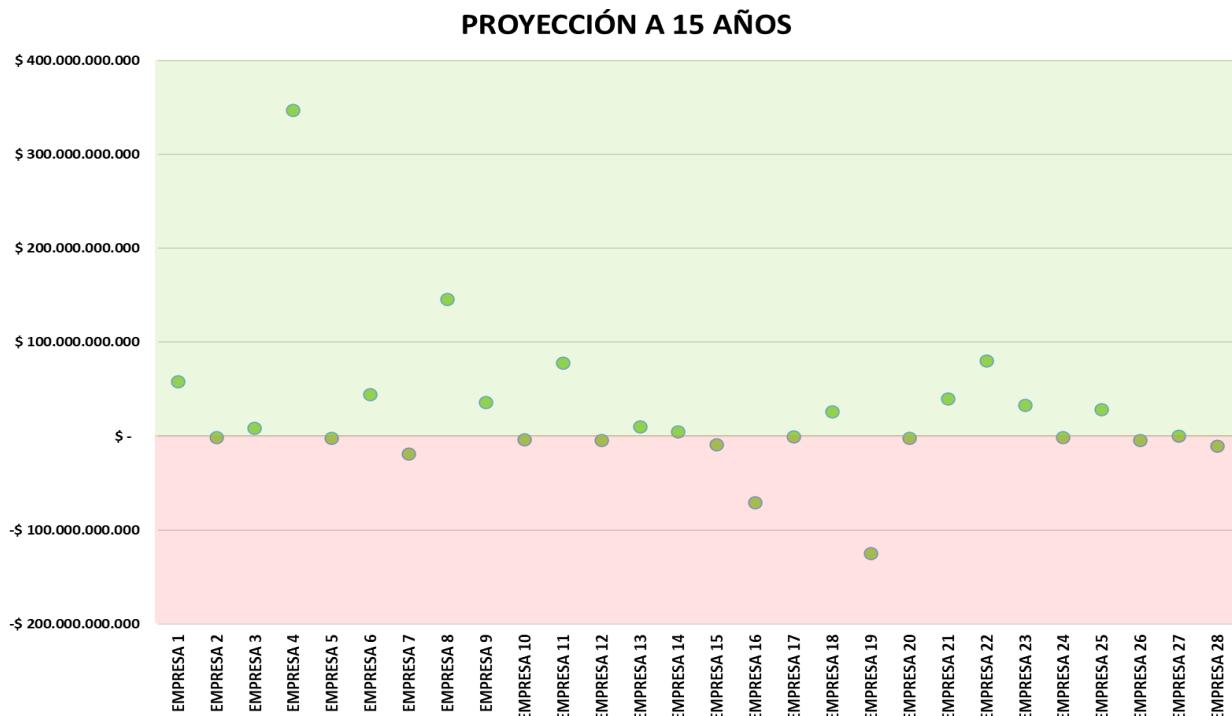
*Ilustración 25: Beneficio Neto (Beneficio-Costos) escenario de despliegue 10 AÑOS*

**PROYECCIÓN A 10 AÑOS**



Fuente: Elaboración propia

*Ilustración 26: Beneficio Neto (Beneficio-Costos) escenario de despliegue 15 AÑOS*



Fuente: Elaboración propia

	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

## 1.6 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. U.S. Energy Information Administration (EIA). (2023). *Electric power industry overview*. Recuperado de <https://www.eia.gov/electricity/>
2. U.S. Department of Energy. (2016). *Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems: Results from the Smart Grid Investment Grant Program*. Recuperado de [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/12/f34/AMI%20Summary%20Report\\_09-26-16.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/12/f34/AMI%20Summary%20Report_09-26-16.pdf)
3. California Public Utilities Commission. (2006, July 20). *Decision 06-07-027: Opinion Authorizing Pacific Gas and Electric Company to Deploy Advanced Metering Infrastructure*. Retrieved from [https://docs.cpuc.ca.gov/published/FINAL\\_DECISION/58362.htm](https://docs.cpuc.ca.gov/published/FINAL_DECISION/58362.htm)
4. California Independent System Operator. (s.f.). *What we do*. Recuperado el 13 de mayo de 2025 de <https://www.caiso.com/about/our-business>
5. California Public Utilities Commission. (2010). *Draft Comment Resolution E-4527: Approving Advice Letter filings related to AMI cost recovery under D.08-09-039*. Retrieved from [https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/PUBLISHED/COMMENT\\_RESOLUTION/172551.htm](https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/PUBLISHED/COMMENT_RESOLUTION/172551.htm)
6. California Public Utilities Commission. (2006, July 20). *Decision 06-07-027: Opinion Authorizing Pacific Gas and Electric Company to Deploy Advanced Metering Infrastructure*. Retrieved from [https://docs.cpuc.ca.gov/published/FINAL\\_DECISION/58362.htm](https://docs.cpuc.ca.gov/published/FINAL_DECISION/58362.htm)
7. Pacific Gas and Electric Company. (2007, June 22). *Advice Letter 2843-G/3072-E: Transfer of AMI pre-deployment costs to balancing accounts ([Cover letter])*. PG&E. Retrieved from CPUC Energy Division database
8. PJM Interconnection. (s.f.). *How markets work*. Recuperado el 13 de mayo de 2025 de <https://www.pjm.com/about-pjm>
9. California Department of Finance. (2025, mayo). *E-1 Population Estimates for Cities, Counties, and the State with Annual Percent Change – January 1, 2024 and 2025*. Recuperado de [https://dof.ca.gov/wp-content/uploads/sites/352/Forecasting/Demographics/Documents/E-1\\_2025\\_Press\\_Release.pdf](https://dof.ca.gov/wp-content/uploads/sites/352/Forecasting/Demographics/Documents/E-1_2025_Press_Release.pdf)
10. California Budget & Policy Center. (2024). *New Census Data Show California Poverty Soared to Alarmingly High Levels in 2023*. Recuperado de

<https://calbudgetcenter.org/news/new-census-data-show-california-poverty-soared-to-alarmingly-high-levels-in-2023/>

11. California Public Utilities Commission. (s.f.). *Historical Electric Cost Data*. Recuperado de <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/electric-costs/historical-electric-cost-data>
12. U.S. Energy Information Administration (EIA). (2024). *Average retail price of electricity to residential sector, by state*. Recuperado de <https://www.eia.gov/electricity/data.php>
13. California Public Utilities Commission. (2024). *Bundled System Average Rate (¢/kWh, January 1)* [Gráfico]. Recuperado el 14 de mayo de 2025 de <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/electric-costs/historical-electric-cost-data/bundled-system-average>
14. California Legislative Information. (2010, 25 de marzo). *SB 837 Senate Bill - AMENDED*. Recuperado de [http://www.leginfo.ca.gov/pub/09-10/bill/sen/sb\\_0801-0850/sb\\_837\\_bill\\_20100325\\_amended\\_sen\\_v98.html](http://www.leginfo.ca.gov/pub/09-10/bill/sen/sb_0801-0850/sb_837_bill_20100325_amended_sen_v98.html)
15. City of Palo Alto. (s.f.). *Advanced Metering Infrastructure*. Recuperado de <https://www.paloalto.gov/Departments/Utilities/Customer-Service/About-CPAU/Advanced-Metering-Infrastructure-and-Smart-Grid>
16. California Public Utilities Commission (CPUC). (s.f.a). *The Benefits of Smart Meters*. Recuperado de <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/infrastructure/the-benefits-of-smart-meters>
17. California Public Utilities Commission (CPUC). (s.f.b). *Overview*. Recuperado de <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/infrastructure/advanced-metering-infrastructure-ami-and-smart-grid>
18. Ministerio de Energía y Minas (Perú). (s.f.). *Medidores avanzados - Caso de estudio: California*. Recuperado de <https://distribucionelectrica4.minem.gob.pe/giz/wp-content/uploads/2020/07/Caso-de-estudio-California.pdf>
19. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN). (2019, 14 de marzo). *Instalación de medidores avanzados*. Recuperado de [https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27088/1/BCN\\_Experiencia\\_comparada\\_medidores\\_inteligentes\\_25Marzo\\_edPM.pdf](https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27088/1/BCN_Experiencia_comparada_medidores_inteligentes_25Marzo_edPM.pdf)
20. California Legislative Information. (2010, 25 de marzo). *SB 837 Senate Bill - AMENDED*. Recuperado de [http://www.leginfo.ca.gov/pub/09-10/bill/sen/sb\\_0801-0850/sb\\_837\\_bill\\_20100325\\_amended\\_sen\\_v98.html](http://www.leginfo.ca.gov/pub/09-10/bill/sen/sb_0801-0850/sb_837_bill_20100325_amended_sen_v98.html)
21. California Public Utilities Commission (CPUC). (s.f.a). *The Benefits of Smart Meters*. Recuperado de <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/infrastructure/the-benefits-of-smart-meters>

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

22. California Public Utilities Commission (CPUC) Online Documents. (2012, 30 de marzo). *Case Study of Smart Meter System Deployment*. Recuperado de <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/EFILE/EXP/163180.PDF>
23. National Renewable Energy Laboratory (NREL). (s.f.). *Government Program Briefing: Smart Metering*. Recuperado de <https://docs.nrel.gov/docs/fy11osti/52788.pdf>
24. Universidad de Sevilla. (s.f.). *Análisis regulatorio, técnico y económico de los sistemas de medida inteligente*. Recuperado de <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproj/70426/fichero/Javier+Leiva.+An%C3%A1lisis+regulatorio%2C+t%C3%A9cnico+y+econ%C3%B3mico+sist.+medida+inteligente.pdf>
25. California Public Utilities Commission (CPUC). (s.f.a). *The Benefits of Smart Meters*. Recuperado de <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/infrastructure/the-benefits-of-smart-meters>
26. California Public Utilities Commission (CPUC) Online Documents. (2012, 30 de marzo). *Case Study of Smart Meter System Deployment*. Recuperado de <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/EFILE/EXP/163180.PDF>
27. Department of Energy (DOE). (s.f.). *ARRA Smart Grid Investment Grant (SGIG) Projects*. Recuperado de <https://www.energy.gov/oe/arra-smart-grid-investment-grant-sig-projects>
28. Ministerio de Energía y Minas (Perú). (s.f.). *Medidores avanzados - Caso de estudio: California*. Recuperado de <https://distribucionelectrica4.minem.gob.pe/giz/wp-content/uploads/2020/07/Caso-de-estudio-California.pdf>
29. Renewable Energy World. (s.f.a). *California municipal utility deploys 120,000 smart meters*. Recuperado de <https://www.renewableenergyworld.com/power-grid/smart-grids/california-municipal-utility-deploys-120000-smart-meters/>
30. Center for Growth and Opportunity. (2020, 22 de enero). *Leapfrogging Smart Meters*. Recuperado de <https://www.thecgo.org/research/leapfrogging-smart-meters/>
31. CLOU GLOBAL. (s.f.). *Intervalos de 15 Minutos en la Gestión de Energía*. Recuperado de <https://clouglobal.com/es/de-la-teoria-a-la-practica-las-dificultades-de-implementar-intervalos-de-15-minutos-en-la-gestion-energetica/>
32. California Public Utilities Commission (CPUC). (s.f.a). *The Benefits of Smart Meters*. Recuperado de <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/infrastructure/the-benefits-of-smart-meters>

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

33. California Public Utilities Commission (CPUC) Online Documents. (2012, 30 de marzo). *Case Study of Smart Meter System Deployment*. Recuperado de <https://docs.cpuc.ca.gov/PublishedDocs/EFILE/EXP/163180.PDF>
34. Ministerio de Energía y Minas (Perú). (s.f.). Medidores avanzados - *Caso de estudio: California*. Recuperado de <https://distribucionelectrica4.minem.gob.pe/giz/wp-content/uploads/2020/07/Caso-de-estudio-California.pdf>
35. Universidad de Sevilla. (s.f.). *Análisis regulatorio, técnico y económico de los sistemas de medida inteligente*. Recuperado de <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproj/70426/fichero/Javier+Leiva.+An%C3%A1lisis+regulatorio%2C+el%20%C3%A9cnico+y+econ%C3%B3mico+sist.+medida+inteligente.pdf>
36. California Public Utilities Commission (CPUC). (2012). *Report to the Governor and the Legislature California Smart Grid - 2012*. Recuperado de <https://www.cpuc.ca.gov/-/media/cpuc-website/divisions/office-of-governmental-affairs-division/reports/2013/2013-oga-reports/smartgridannualreport2012final.pdf>
37. IJCSNS. (2018, marzo). *Cyber Security Issues in Smart Meter and Their Solutions*. Recuperado de [http://paper.ijcsns.org/07\\_book/201803/20180314.pdf](http://paper.ijcsns.org/07_book/201803/20180314.pdf)
38. Ministerio de Energía y Minas (Perú). (s.f.). *Medidores avanzados - Caso de estudio: California*. Recuperado de <https://distribucionelectrica4.minem.gob.pe/giz/wp-content/uploads/2020/07/Caso-de-estudio-California.pdf>
39. Preprints.org. (s.f.). *Cybersecurity and Major Cyberthreats of Smart Meters: A Systematic Mapping Study*. Recuperado de [https://www.preprints.org/frontend/manuscript/69ee8cc469fae138faddc9ec55e7eff/download\\_pub](https://www.preprints.org/frontend/manuscript/69ee8cc469fae138faddc9ec55e7eff/download_pub)
40. ResearchGate. (2023, 16 de febrero). *Analysis of Cyber Security Attacks and Its Solutions for the Smart grid Using Machine Learning and Blockchain Methods*. Recuperado de [https://www.researchgate.net/publication/368653939\\_Analysis\\_of\\_Cyber\\_Security\\_Attacks\\_and\\_Its\\_Solutions\\_for\\_the\\_Smart\\_grid\\_Using\\_Machine\\_Learning\\_and\\_Blockchain\\_Methods](https://www.researchgate.net/publication/368653939_Analysis_of_Cyber_Security_Attacks_and_Its_Solutions_for_the_Smart_grid_Using_Machine_Learning_and_Blockchain_Methods)
41. Spectra by MHI. (s.f.). *Why the energy transition means more cyberattacks*. Recuperado de <https://spectra.mhi.com/why-the-energy-transition-means-more-cyberattacks>
42. Australian Energy Market Operator. (s.f.). National Electricity Market (NEM). Recuperado el 25 de mayo de 2025, de <https://aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem>

 <b>OGC</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCG – CR - 01 REVISIÓN: 0 FECHA: 25/05/2025
--	---	---

43. Australian Energy Market Commission. (s.f.). About the AEMC. Recuperado el 25 de mayo de 2025, de <https://www.aemc.gov.au/about-aemc>
44. Victorian Auditor-General's Office. (2015). *Realising the Benefits of Smart Meters*. Recuperado de <https://www.audit.vic.gov.au/report/realising-benefits-smart-meters>
45. Oakley Greenwood. (2010, agosto). *Benefits and costs of the Victorian AMI Program*. Victorian Department of Primary Industries. Recuperado de <https://oakleygreenwood.com.au/wp-content/uploads/2019/02/2010-07-OGW-AMI-benefits-and-costs-report-August-2010- final-as-delivered .pdf>
46. Australian Energy Regulator. (s.f.). Our Role. Recuperado el 25 de mayo de 2025, de <https://www.aer.gov.au/about-us/our-role>
47. Australian Government - Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. (s.f.). National Electricity Market. Recuperado el 25 de mayo de 2025, de <https://www.dcceew.gov.au/energy/markets/national-electricity-market>
48. Australian Bureau of Statistics. (2025, marzo 20). *National, state and territory population, September 2024*. Recuperado de <https://www.abs.gov.au/statistics/people/population/national-state-and-territory-population/latest-release> Australian Bureau of Statistics+5Australian Bureau of Statistics+5Australian Bureau of Statistics+5
49. Australian Bureau of Statistics. (2022, mayo 25). *Household Income and Wealth, Australia, 2019–20*. Recuperado de <https://www.abs.gov.au/statistics/economy/finance/household-income-and-wealth-australia/latest-release> Australian Bureau of Statistics+3Australian Bureau of Statistics+3Australian Bureau of Statistics+3
50. Australian Bureau of Statistics. (2022, mayo 25). *Household Income and Wealth, Australia, 2019–20*. Recuperado de <https://www.abs.gov.au/statistics/economy/finance/household-income-and-wealth-australia/latest-release> Wikipedia+5Australian Bureau of Statistics+5Australian Bureau of Statistics+5
51. Australian Bureau of Statistics. (2023, junio 22). *Population Projections, Australia, 2022 (base) – 2071*. Recuperado de <https://www.abs.gov.au/statistics/people/population/population-projections-australia/latest-release> Australian Bureau of Statistics+2Australian Bureau of Statistics+2Australian Bureau of Statistics+2
52. Australian Energy Regulator (AER). (2024, abril). *Final Decision Attachment 19 - Tariff structure statement - Essential Energy 2024–29 Distribution revenue proposal*. Recuperado de <https://www.aer.gov.au/system/files/2024-04/AER%20-%20Final%20Decision%20Attachment%2019%20->

[%20Tariff%20structure%20statement%20-%20Essential%20Energy%20-%202024%20-%209329%20Distribution%20revenue%20proposal%20-%20April%202024\\_0.pdf](#)

53. Essential Energy. (2023, noviembre). *9.01 Revised Tariff Structure Statement*. Recuperado de <https://www.aer.gov.au/documents/essential-energy-901-revised-tariff-structure-statement-nov23>
54. Australian Government. (2025). *Energy Bill Relief Fund*. Recuperado de <https://www.energy.gov.au/energy-bill-relief-fund>
55. Government of Western Australia. (2025). *\$400 Household and Small Business Electricity Credit*. Recuperado de <https://www.wa.gov.au/government/announcements/400-household-and-small-business-electricity-credit>
56. Australian Energy Market Commission. (2022). Costs and Benefits of Accelerating the Rollout of Smart Meters. [PDF] Recuperado de <https://www.aemc.gov.au/media/100881>
57. Grattan Institute. (2015, 17 de septiembre). Victoria goes slow on electricity tariff reform. Recuperado de <https://grattan.edu.au/news/victoria-goes-slow-on-electricity-tariff-reform/>
58. iTnews. (2015, 16 de septiembre). AusNet adds \$175m to cost of Vic smart meter rollout. Recuperado de <https://www.itnews.com.au/news/ausnet-adds-175m-to-cost-of-vic-smart-meter-rollout-397790>
59. iTnews. (2015, 16 de septiembre). Smart meters still costing Victorians but failing to provide benefits. Recuperado de <https://www.itnews.com.au/news/smart-meters-still-costing-victorians-but-failing-to-provide-benefits-409240>
60. Smart Grid Awareness. (2015, 16 de septiembre). Smart meters giving Victorian consumers 'no benefit' on electricity bills, auditor-general says. Recuperado de <https://smartgridawareness.org/2015/09/16/smart-meters-giving-victorian-consumers-no-benefit/>
61. Victorian Auditor-General's Office. (2015, septiembre). Realising the Benefits of Smart Meters. Recuperado de <https://www.audit.vic.gov.au/report/realising-benefits-smart-meters?section=>
62. Victorian Auditor-General's Office. (2015, septiembre). Realising the Benefits of Smart Meters [PDF]. Recuperado de <https://www.audit.vic.gov.au/sites/default/files/20150916-Smart-Meters.pdf>
63. Australian Energy Market Commission (AEMC). (s.f.). Accelerating smart meter deployment. Recuperado de <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/accelerating-smart-meter-deployment>

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

64. Australian Energy Market Operator (AEMO). (s.f.). Metering Services Review - Accelerating Smart Meter Deployment. Recuperado de <https://aemo.com.au/initiatives/major-programs/nem-reform-program/nem-reform-program-initiatives/metering-services-review---accelerating-smart-meter-deployment>
65. Australian Energy Regulator (AER). (s.f.). Guidance to retailers: Notice to small customers on smart meter installation. Recuperado de <https://www.aer.gov.au/publications/reports/compliance/guidance-retailers-notice-small-customers-smart-meter-installation>
66. Energy.gov.au. (s.f.). Smart meter rollout turned on for 2025. Recuperado de <https://www.energy.gov.au/news/smart-meter-rollout-turned-2025>
67. Satec-Global.com.au. (s.f.). The Evolution of Smart Metering Standards: What's Next for Compliance and Innovation? Recuperado de <https://satec-global.com.au/the-evolution-of-smart-metering-standards-whats-next-for-compliance-and-innovation/>
68. Australian Energy Market Commission (AEMC). (s.f.). Accelerating smart meter deployment. Recuperado de <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/accelerating-smart-meter-deployment>
69. Australian Energy Regulator (AER). (s.f.). Guidance to retailers: Notice to small customers on smart meter installation. Recuperado de <https://www.aer.gov.au/publications/reports/compliance/guidance-retailers-notice-small-customers-smart-meter-installation>
70. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN). (2019, 14 de marzo). Instalación de medidores avanzados. Recuperado de [https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27088/1/BCN\\_Experiencia\\_comparada\\_medidores\\_inteligentes\\_25Marzo\\_edPM.pdf](https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27088/1/BCN_Experiencia_comparada_medidores_inteligentes_25Marzo_edPM.pdf)
71. Energy.gov.au. (s.f.). Smart meter rollout turned on for 2025. Recuperado de <https://www.energy.gov.au/news/smart-meter-rollout-turned-2025>
72. Australian Energy Market Commission (AEMC). (s.f.). Accelerating smart meter deployment. Recuperado de <https://www.aemc.gov.au/rule-changes/accelerating-smart-meter-deployment>
73. Ecogeneration. (2024, 11 de julio). \$50m Federal funding for household smart meters. Recuperado de <https://www.ecogeneration.com.au/50m-federal-funding-for-household-smart-meters/>
74. Energy.gov.au. (s.f.). Smart meter rollout turned on for 2025. Recuperado de <https://www.energy.gov.au/news/smart-meter-rollout-turned-2025>
75. Smart-Energy.com. (2024, 17 de julio). Intellihub receives AU\$50m loan for smart meter tech in Australia. Recuperado de <https://www.smart->

[energy.com/finance-investment/intellichub-receives-au50m-loan-for-smart-meter-tech-in-australia/](https://energy.com/finance-investment/intellichub-receives-au50m-loan-for-smart-meter-tech-in-australia/)

76. Ofgem. (s.f.). About us. Office of Gas and Electricity Markets. Recuperado el 25 de mayo de 2025, de <https://www.ofgem.gov.uk/about-us>
77. National Grid Electricity Transmission. (s.f.). Our company. National Grid. Recuperado el 25 de mayo de 2025, de <https://www.nationalgrid.com/our-company>
78. Elexon. (s.f.). Electricity trading arrangements. Recuperado el 25 de mayo de 2025, de <https://www.elexon.co.uk>
79. UK Power Networks. (s.f.). About us. Recuperado el 25 de mayo de 2025, de <https://www.ukpowernetworks.co.uk/about-us>
80. National Grid. (s.f.). London Power Tunnels. Recuperado el 25 de mayo de 2025, de <https://www.nationalgrid.com/search?search=London+power+tunnel>
81. London Power. (s.f.). About us. Recuperado el 25 de mayo de 2025, de <https://mylondonpower.com/about-us/>
82. Office for National Statistics. (2025, enero 28). *UK population projection explorer*. Recuperado de <https://www.ons.gov.uk/peoplepopulationandcommunity/populationandmigration/populationprojections/articles/ukpopulationprojectionexplorer/2025-01-28ons.gov.uk+5ons.gov.uk+5ons.gov.uk+5>
83. Office for National Statistics. (2023, septiembre 24). *Average household income, UK: financial year ending 2023*. Recuperado de <https://www.ons.gov.uk/peoplepopulationandcommunity/personalandhouseholdfinances/incomeandwealth/bulletins/householddisposableincomeandinequality/financialyearending2023ons.gov.uk+3ons.gov.uk+3ons.gov.uk+3>
84. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2019, September). *Smart meter roll-out: Cost-Benefit Analysis 2019*. Retrieved from <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5d7f54c4e5274a27c2c6d53asmart-meter-roll-out-cost-benefit-analysis-2019.pdf>
85. Joseph Rowntree Foundation. (2025). *UK Poverty 2025: The essential guide to understanding poverty in the UK*. Recuperado de <https://www.jrf.org.uk/uk-poverty-2025-the-essential-guide-to-understanding-poverty-in-the-ukJoseph+Rowntree+Foundation+3Joseph+Rowntree+Foundation+3Joseph+Rowntree+Foundation+3>
86. National Audit Office. (2023). *Update on the rollout of smart meters: Summary*. HC 1374. Recuperado de <https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2023/06/update-on-the-rollout-of-smart-meters-summary.pdf>
87. Committee of Public Accounts. (2023, October 20). *Update on the rollout of smart meters: Seventy-Second Report of Session 2022-23*. UK Parliament.

	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

Recuperado de <https://publications.parliament.uk/pa/cm5803/cmselect/cmpubacc/1332/report.html>

88. Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (2016). *Smart meter roll-out: Cost-benefit analysis (Part I)*. GOV.UK. Recuperado de <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5a7f59f9ed915d74e6229eef/OFFSEN 2016 smart meters cost-benefit-update Part I FINAL VERSION.PDF>
89. National Audit Office. (2023, 14 de junio). *Update on the rollout of smart meters*. Recuperado de <https://www.nao.org.uk/reports/update-on-the-rollout-of-smart-meters/>
90. Office of Gas and Electricity Markets. (2018, 31 de octubre). *Open letter on lessons from Ofgem's advanced meter rollout (AMR) investigations to consider in respect of the smart meter rollout obligation*. Recuperado de <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2018/10/10.2018 open letter ofgems advanced meter rollout investigations and the smart meter rollout.pdf>
91. Timperley, N. (2024, 11 de noviembre). *Smart metering in Great Britain: What went wrong and how we fix it*. Lane Clark & Peacock LLP. Recuperado de <https://www.lcp.com/en/insights/blogs/smart-metering-in-great-britain-what-went-wrong-and-how-we-fix-it>
92. Chambers and Partners. (2024). *Chile: Power Generation, Transmission & Distribution 2024*. Recuperado el 25 de mayo de 2025, de <https://practiceguides.chambers.com/practice-guides/power-generation-transmission-distribution-2024/chile>
93. Coordinador Eléctrico Nacional. (s.f.). *¿Quiénes somos?* Recuperado el 25 de mayo de 2025, de <https://www.coordinador.cl/sistema-electrico/>
94. Comisión Nacional de Energía (CNE). (s.f.). *Planes de Expansión y Políticas Energéticas*. Recuperado el 25 de mayo de 2025, de <https://www.cne.cl/>
95. El Mostrador. (2019, 24 de septiembre). *Caso medidores avanzados: Contraloría respaldó decreto que fijó cobros a los usuarios*. Recuperado de <https://www.elmostrador.cl/dia/2019/09/24/caso-medidores-inteligentes-contraloria-respaldo-decreto-que-fijo-cobros-a-los-usuarios/>
96. FJGuzman. (2019, 1 de marzo). *MEDIDORES AVANZADOS: ¿QUÉ SE PAGA EN LA CUENTA DE LA LUZ?*. Recuperado de <https://www.fjguzman.cl/wp-content/uploads/2019/03/MP 1910 medidores.pdf>
97. Ministerio de Energía. (s.f.). *Ministra de Energía confirma la voluntariedad para recambio de los medidores avanzados y anuncia que las distribuidoras eléctricas devolverán los dineros cobrados*. Recuperado de <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ministra-de-energia-confirma-la->

[voluntariedad-para-recambio-de-los-medidores-inteligentes-y-anuncia-que-las-distribuidoras-electricas-devolveran-los-dineros-cobrados](#)

98. YouTube. (2019, 4 de marzo). *Cuentas de luz: Polémica por nuevos medidores "inteligentes"*. Recuperado de <https://www.youtube.com/watch?v=Z30XL8oU4QY>
99. DF. (2019, 6 de marzo). *Escala polémica por "medidores avanzados": impugnarán cobro a usuarios*. Recuperado de <https://www.df.cl/empresas/energia/escala-polemica-por-medidores-inteligentes-impugnaran-cobro-a-usuarios>
100. Comunidad Feliz. (2024, 18 de diciembre). *Medidores avanzados en condominios: Estado actual en Chile*. Recuperado de <https://www.comunidadfeliz.cl/post/los-medidores-inteligentes-afortunadamente-no-ganaron-la-batalla>
101. CIPER Chile. (2019, 1 de marzo). *Instalarán nuevos "medidores avanzados" de electricidad: el costo de US\$1.000 millones será asumido por clientes*. Recuperado de <https://www.ciperchile.cl/2019/03/01/instalaran-nuevos-medidores-inteligentes-de-electricidad-el-costo-de-us1-000-millones-sera-asumido-por-clientes/>
102. Diario Concepción. (2019, 7 de marzo). *Académico de la Universidad de Chile explicó polémica de medidores avanzados y sus cobros*. Recuperado de <https://www.diarioconcepcion.cl/pais/2019/03/07/academico-de-la-universidad-de-chile-explico-polemica-de-medidores-inteligentes-y-sus-cobros.html>
103. BioBioChile. (2019, 1 de marzo). *Clientes deben costear los US\$1.000 millones para la renovación obligatoria de "medidores de luz"*. Recuperado de <https://www.biobiochile.cl/noticias/economia/negocios-y-empresas/2019/03/01/clientes-deben-costear-los-us1-000-millones-para-la-renovacion-obligatoria-de-medidores-de-luz.shtml>
104. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN). (2019a, 14 de marzo). *Instalación de medidores avanzados*. Recuperado de [https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27088/1/BCN\\_Experiencia\\_comparada\\_medidores\\_inteligentes\\_25Marzo\\_edPM.pdf](https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27088/1/BCN_Experiencia_comparada_medidores_inteligentes_25Marzo_edPM.pdf)
105. Cámara de Diputados de Chile. (s.f.a). Ley 20571. *Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales*. Recuperado de <https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmTIPO=DOCUMENTOCOMUNICACION CUENTA&prmID=82138>
106. CGE. (s.f.). *Medición Inteligente*. Recuperado de <https://www.cge.cl/datos-utiles/medicion-inteligente/>

107. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2022, 18 de enero). D-002 de 2022 - *Condiciones para la implementación de AMI en el SIN*. Recuperado de [https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5942c864340e83fb052587fb0080940b/\\$FILE/D-002%20-2022%20CONDICIONES%20PARA%20LA%20IMPLEMENTACI%C3%93N%20DE%20AMI%20EN%20EL%20SIN.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5942c864340e83fb052587fb0080940b/$FILE/D-002%20-2022%20CONDICIONES%20PARA%20LA%20IMPLEMENTACI%C3%93N%20DE%20AMI%20EN%20EL%20SIN.pdf)
108. Enel Chile. (s.f.). *Medición Inteligente*. Recuperado de <https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/medicion-inteligente.html>
109. La Tercera. (2024, 4 de marzo). *Medidores eléctricos "inteligentes" ya son el 40% en el país, pero falta de modernización de la red impide eficientar el consumo*. Recuperado de <https://www.latercera.com/pulso/noticia/medidores-electricos-inteligentes-ya-son-el-40-en-el-pais-pero-falta-de-modernizacion-de-la-red-impide-que-funcionen-como-tales-y-eficientar-el-consumo/APNMXRXFEBH4XLDLGTI7BWBOP1/>
110. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN). (2019, 14 de marzo). *Instalación de medidores avanzados*. Recuperado de [https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27088/1/BCN\\_Experiencia\\_comparada\\_medidores\\_inteligentes\\_25Marzo\\_edPM.pdf](https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27088/1/BCN_Experiencia_comparada_medidores_inteligentes_25Marzo_edPM.pdf)
111. CGE. (s.f.). *Medición Inteligente*. Recuperado de <https://www.cge.cl/datos-utiles/medicion-inteligente/>
112. CIPER Chile. (2019, 1 de marzo). *Instalarán nuevos "medidores avanzados" de electricidad: el costo de US\$1.000 millones será asumido por clientes*. Recuperado de <https://www.ciperchile.cl/2019/03/01/instalaran-nuevos-medidores-inteligentes-de-electricidad-el-costo-de-us1-000-millones-sera-asumido-por-clientes/>
113. Comisión Nacional de Energía (CNE). (2016, octubre). *Informe Final Smart Grids: Revisión de mecanismos de tarificación de implementaciones Smart Grids*. Recuperado de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/10/201212-REVISI%C3%93N-DE-MECANISMOS-DE-TARIFICACI%C3%93N-DE-IMPLEMENTACIONES-DE-SMARTGRID.pdf>
114. Enel Chile. (s.f.). *Medición Inteligente*. Recuperado de <https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/medicion-inteligente.html>
115. La Tercera. (2019, 23 de septiembre). *Contraloría respalda decreto que fijó cobro a usuarios por medidores avanzados*. Recuperado de <https://www.latercera.com/pulso/noticia/contraloria-respalda-decreto-fijo-cobro-usuarios-medidores-inteligentes/832192/>

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

116. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN). (2019, 14 de marzo). *Instalación de medidores avanzados*. Recuperado de [https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27088/1/BCN\\_Experiencia\\_comparada\\_medidores\\_inteligentes\\_25Marzo\\_edPM.pdf](https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/27088/1/BCN_Experiencia_comparada_medidores_inteligentes_25Marzo_edPM.pdf)
117. BNamericas. (2023, 18 de octubre). *Instan a Chile a adoptar medidores avanzados ante potenciales alza de tarifas eléctricas para pymes*. Recuperado de <https://www.bnamericas.com/es/noticias/instan-a-chile-a-adoptar-medidores-inteligentes-ante-potenciales-alza-de-tarifas-electricas-para-pymes>
118. CGE. (s.f.). *Medición Inteligente*. Recuperado de [https://www.cge.cl/datos\\_utiles/medicion-inteligente/](https://www.cge.cl/datos_utiles/medicion-inteligente/)
119. CIPER Chile. (2019, 1 de marzo). *Instalarán nuevos "medidores avanzados" de electricidad: el costo de US\$1.000 millones será asumido por clientes*. Recuperado de <https://www.ciperchile.cl/2019/03/01/instalaran-nuevos-medidores-inteligentes-de-electricidad-el-costo-de-us1-000-millones-sera- asumido-por-clientes/>
120. CGE. (s.f.). *Medición Inteligente*. Recuperado de [https://www.cge.cl/datos\\_utiles/medicion-inteligente/](https://www.cge.cl/datos_utiles/medicion-inteligente/)
121. CIGRE Chile. (2024, marzo). *Reporte-Ejecutivo-WGT-Smart-Grid-Seguro-CIGRE\_MARZO-2024.pdf*. Recuperado de [https://www.cigre.cl/wp-content/uploads/2024/03/Reporte-Ejecutivo-WGT-Smart-Grid-Seguro-CIGRE\\_MARZO-2024.pdf](https://www.cigre.cl/wp-content/uploads/2024/03/Reporte-Ejecutivo-WGT-Smart-Grid-Seguro-CIGRE_MARZO-2024.pdf)
122. CIPER Chile. (2019, 1 de marzo). *Instalarán nuevos "medidores avanzados" de electricidad: el costo de US\$1.000 millones será asumido por clientes*. Recuperado de <https://www.ciperchile.cl/2019/03/01/instalaran-nuevos-medidores-inteligentes-de-electricidad-el-costo-de-us1-000-millones-sera- asumido-por-clientes/>
123. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2022, 18 de enero). D-002 de 2022 - *Condiciones para la implementación de AMI en el SIN*. Recuperado de [https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5942c864340e83fb052587fb0080940b/\\$FILE/D-002%20-2022%20CONDICIONES%20PARA%20LA%20IMPLEMENTACI%C3%93N%20DE%20AMI%20EN%20EL%20SIN.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5942c864340e83fb052587fb0080940b/$FILE/D-002%20-2022%20CONDICIONES%20PARA%20LA%20IMPLEMENTACI%C3%93N%20DE%20AMI%20EN%20EL%20SIN.pdf)
124. Comisión Nacional de Energía (CNE). (2016, octubre). *Informe Final Smart Grids: Revisión de mecanismos de tarificación de implementaciones Smart Grids*. Recuperado de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/10/201212- REVISI%C3%93N-DE-MECANISMOS-DE-TARIFICACI%C3%93N-DE- IMPLEMENTACIONES-DE-SMARTGRID.pdf>

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

125. Enel Chile. (s.f.). *Medición Inteligente*. Recuperado de <https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/medicion-inteligente.html>
126. IADB Publications. (s.f.b). *La medición inteligente en América Latina y el Caribe: Recomendaciones regulatorias para incentivar el despliegue de la medición inteligente a nivel nacional*. Recuperado de <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/La-Medicion-Inteligente-en-America-Latina-y-el-Caribe-Recomendaciones-regulatorias-para-incentivar-el-despliegue-de-la-medicion-inteligente-a-nivel-nacional.pdf>
127. La Tercera. (2019, 23 de septiembre). *Contraloría respalda decreto que fijó cobro a usuarios por medidores avanzados*. Recuperado de <https://www.latercera.com/pulso/noticia/contraloria-respalda-decreto-fijo-cobro-usuarios-medidores-inteligentes/832192/>
128. La Tercera. (2024, 4 de marzo). *Medidores eléctricos "inteligentes" ya son el 40% en el país, pero falta de modernización de la red impide eficientar el consumo*. Recuperado de <https://www.latercera.com/pulso/noticia/medidores-electricos-inteligentes-ya-son-el-40-en-el-pais-pero-falta-de-modernizacion-de-la-red-impide-que-funcionen-como-tales-y-eficientar-el-consumo/APNMXRXFEBH4XLDLGTI7WBBOPI/>
129. FGV Energia. (2023). *Sumário executivo – Panorama das perdas não técnicas no Brasil e o potencial de aplicação dos sistemas de medição centralizada*. Fundação Getulio Vargas. Recuperado de [https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/sumario\\_executivo\\_fgvenergia.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/sumario_executivo_fgvenergia.pdf)
130. Copel. (2024, 12 de abril). *Rede inteligente avança no Paraná e chega a 155 municípios*. Companhia Paranaense de Energia – Copel. Recuperado de <https://www.copel.com/site/noticias/rede-inteligente-avanca-no-parana-e-chega-a-155-municipios/>
131. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2014). *Resolución CREG 038 de 2014. Por la cual se establece el marco general para la medición inteligente en Colombia*.
132. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2014). *Resolución CREG 038 de 2014. Por la cual se establece el marco general para la medición inteligente en Colombia*.  
<https://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5c05256eee00709c02/f763ad48a1db8c7205257cd10057ce8d?OpenDocument>

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	GCg – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

133. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2018).  
*Resolución CREG 015 de 2018. Por la cual se definen indicadores de calidad del servicio y su medición.*  
<https://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5c05256eee00709c02/eaa44fce73dc5eb10525823400736163?OpenDocument>
134. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2022a).  
*Resolución CREG 101 001 de 2022. Por la cual se asigna la responsabilidad de lectura de medidores a los OR.*  
<https://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5c05256eee00709c02/2ea5032262d170f80525888c00775e2f?OpenDocument>
135. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2022b).  
*Resolución CREG 101 032 de 2022. Verificación de calidad de servicio bajo esquemas AMI.*  
<https://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5c05256eee00709c02/e6bcf423e61b96c6052588f00074e9fd?OpenDocument>
136. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2022c).  
*Resolución CREG 701 011 de 2022. Ajustes a la metodología tarifaria con inclusión de AMI.*  
<https://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5c05256eee00709c02/54fd132cb04050d1052588f0005d842c?OpenDocument>
137. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2023).  
*Circular CREG 035 de 2023. Reglas de reporte de información de calidad mediante AMI.*  
<https://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5c05256eee00709c02/73f5a20ecbe3645f052589ae00636f94?OpenDocument>
138. Congreso de la República de Colombia. (2021).  
*Ley 2099 de 2021. Ley de Transición Energética.*  
[https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma\\_pdf.php?i=166277](https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=166277)
139. Ministerio de Minas y Energía – Minenergía. (2018). *Resolución 40072 de 2018. Por la cual se establecen los lineamientos de política para la masificación de medidores avanzados.*

 <b>GCG</b> <small>GRANADA CONSULTING GROUP</small>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

<https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24171237/RESOLUCION+40072+DEL+2018.pdf>

140. UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). (2020). *Reporte Final del Proyecto Apoyo al despliegue de tecnologías de redes inteligentes en Colombia*.  
[https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Reporte\\_Final\\_Despliegue\\_Redes\\_Inteligentes.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Reporte_Final_Despliegue_Redes_Inteligentes.pdf)
141. CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas). (2021). *Circular CREG 010- 2021*. Producto 2.
142. UPME. (2022). *Análisis costo-beneficio de implementación de AMI: BC\_Residencial* [Archivo ZIP].  
[https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Analisis\\_BC.zip](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Analisis_BC.zip)
143. UPME. (2022). *Plan de Acción Indicativo del Programa de uso racional y eficiente de la energía – PROURE 2022-2030*.  
[https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Documento\\_PROURE\\_2022-2030\\_v4.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Documento_PROURE_2022-2030_v4.pdf)
144. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (s.f.). Recuperado de <http://bi.superservicios.gov.co/o3web/VistaInicialPWSUI2.jsp>
145. Caracol Radio. (2023, 16 de junio). *Al contrastar los estratos con Sisbén IV se evidencian errores de inclusión: Planeación*.  
<https://caracol.com.co/2023/06/16/al-contrastar-los-estratos-con-sisben-iv-se-evidencian-errores-de-inclusion-planeacion/>
146. International Energy Agency. (2024). Energy Efficiency. IEA.  
<https://www.iea.org/energy-system/energy-efficiency-and-demand/energy-efficiency>
147. Universidad ESAN, (2019). *Análisis de costos y beneficios para el despliegue de un sistema de medición inteligente en Lima metropolitana*.  
<https://www.iea.org/energy-system/energy-efficiency-and-demand/energy-efficiency>
148. Interoperable Europe Portal. (n.d.). *Smart grids and smart metering*. Recuperado de <https://joinup.ec.europa.eu/collection/interoperable-europe/solution/smart-grids-and-smart-metering>

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	CGC – CR - 01
		REVISIÓN: 0
		FECHA: 25/05/2025

149. International Energy Agency (IEA). (n.d.). *Smart Grids*. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/smart-grids>
150. European Commission. (2018). *Clean energy for all Europeans - Enabling consumer participation and protection in the electricity market*. Recuperado de [https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/consumer-participation-and-protection\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/consumer-participation-and-protection_en)
151. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2019). *Innovation Landscape for a Green Hydrogen Economy*. Recuperado de [https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA\\_Innovation\\_Landscape\\_2019.pdf](https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Innovation_Landscape_2019.pdf)
152. Enel Colombia. (2025) *Cortes y reconexión*. [Cortes y reconexión - enel.com.co](https://www.enel.com.co)
153. Sistema único de información de servicios públicos domiciliarios, SUI (2025) *Indicadores sobre el servicio, reportes comerciales, financieros, administrativos y técnico operativos, acceso a la bodega de datos y cadena de prestación del servicio de energía*. [Energía | Portal SUI | Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios](https://www.suipublico.gov.co)
154. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2007). *RESOLUCIÓN 119 DE 2007. Capítulo II. Artículo 4. 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*. [Alejandría - Resolución 119 de 2007 CREG](https://www.creg.gov.co/legislacion/resolucion-119-de-2007)
155. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2007). *RESOLUCIÓN 119 DE 2007. Capítulo III. Artículo 6. 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*. [Alejandría - Resolución 119 de 2007 CREG](https://www.creg.gov.co/legislacion/resolucion-119-de-2007)
156. (superservicios,2025), Tarifas, *Información tarifaria de energía 2025 - Principales comercializadores integrados al operador de red mayo*. [Informacion-tarifaria-de-energia-comercializadores-operador-de-red-mayo-2025.xlsx](https://www.superservicios.gov.co/estadisticas/estadisticas-energeticas/estadisticas-energeticas-2025-principales-comercializadores-integrados-al-operador-de-red-mayo-2025.xlsx)
157. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2018). *RESOLUCIÓN 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*. [Alejandría - Resolución 15 de 2018 CREG](https://www.creg.gov.co/legislacion/resolucion-015-de-2018)

 <b>GRANADA CONSULTING GROUP</b>	<b>ENTREGABLE 1 – ESTRUCTURA DE PROPUESTA REGULATORIA</b>	<b>GCG – CR - 01</b> <b>REVISIÓN: 0</b> <b>FECHA: 25/05/2025</b>
--	---	--

158. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD. (2024)  
*EVALUACION DE LA GESTIÓN AÑO 2024 SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.*  
<https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Indicadores-de-gestion-energia-electrica-ano-2024.pdf>