

La medición inteligente

en América Latina
y el Caribe

Recomendaciones regulatorias para incentivar el despliegue de la medición inteligente a nivel nacional



Copyright © 2023 Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons CC BY 3.0 IGO (<https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/legalcode>). Se deberá cumplir los términos y condiciones señalados en el enlace URL y otorgar el respectivo reconocimiento al BID.

En alcance a la sección 8 de la licencia indicada, cualquier mediación relacionada con disputas que surjan bajo esta licencia será llevada a cabo de conformidad con el Reglamento de Mediación de la OMPI. Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil (CNUDMI). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones que forman parte integral de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta obra son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del BID, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



La medición inteligente en América Latina y el Caribe

Recomendaciones regulatorias para incentivar el despliegue
de la medición inteligente a nivel nacional

Editores

José Luis Irigoyen
Juan Carlos Cárdenas
Eric Daza
Yuri Daltro
Michelle Hallack

Autores

Oliverio Álvarez Alonso
Noé Augusto Afonso Pérez
Alberto González-Salas Mosquera
Estefanía Hernández Raya

Marzo, 2023

Agradecimientos

Este informe es parte de la agenda de conocimiento desarrollada por la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo, la cual tiene por objetivo desarrollar nuevos productos de conocimiento y programas de asistencia técnica para los países de América Latina y el Caribe. Los productos de conocimiento generados tienen la intención de informar, guiar y ofrecer un menú de recomendaciones a los hacedores de políticas y participantes activos en los mercados energéticos, incluidos los consumidores, las empresas de servicios públicos y los reguladores.

El informe fue elaborado bajo la dirección general de Marcelino Madrigal (Jefe de la División de Energía). El líder del equipo de trabajo es José Luis Irigoyen. Los principales autores del informe son Oliverio Álvarez, Noé Augusto Afonso, Alberto González-Salas, Estefanía Hernández de Deloitte. Los miembros del equipo de trabajo incluyen a Michelle Hallack, Juan Carlos Cárdenas, Eric Daza y Yuri Daltro. El equipo agradece a Lenin Balza y Gabriela Montes del Banco Interamericano de Desarrollo y Luis Jesús Sánchez de Tembleque de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de Energía por sus comentarios y revisión. El equipo agradece el apoyo financiero de las cooperaciones técnicas "Observatorio de Regulación Energética de América Latina y el Caribe" (RG-T3315) y "Acelerar la digitalización en el sector energético" (RG-T3820).

Índice

Resumen ejecutivo	13
Objetivo del Informe	15
Introducción	16
Algunos motivos para desarrollar mecanismos regulatorios en ALC en torno a la medición inteligente	20
La necesidad de desarrollar la Medición Inteligente en ALC. Grado de despliegue actual.	24
Algunas necesidades en ALC que precisan una respuesta adecuada	25
Grado de despliegue actual de la MI en ALC	26
Proceso óptimo para establecer un marco regulatorio para incentivar la medición inteligente en ALC	33
Análisis costo-beneficio que impulse la definición del marco regulatorio de la MI	34
Elaborar una Estrategia Nacional que impulse la definición de un marco regulatorio específico de la MI	39
Estructurar mecanismos regulatorios que incentiven el despliegue de la medición inteligente en ALC	43
Diferentes enfoques regulatorios para incentivar el despliegue de la MI	43
Principales áreas identificadas que son necesario regular para garantizar el éxito del despliegue de la MI	47
Experiencias y lecciones aprendidas	58
América Latina y Caribe	60
Otras regiones	61
Recomendaciones para establecer el marco regulatorio de la medición inteligente	69
1. En relación con la realización de análisis costo-beneficio (CBA)	70
2. En relación con la realización de estrategias nacionales de medición inteligente	73
3. En relación con los mecanismos regulatorios que incentiven la medición inteligente	78
4. Recomendaciones sobre mecanismos de innovación regulatoria	83

Bibliografía y regulación de referencia	88
Argentina	89
Bahamas	90
Barbados	90
Belice	91
Bolivia	91
Brasil	91
Chile	92
Colombia	93
Costa Rica	95
Ecuador	96
El Salvador	97
Guatemala	97
Guyana	98
Haití	98
Honduras	99
Jamaica	99
México	100
Nicaragua	101
Panamá	101
Paraguay	102
Perú	103
República Dominicana	104
Surinam	105
Trinidad y Tobago	105
Uruguay	106
Venezuela	106
Otra bibliografía y regulación de referencia	107

Índice de gráficas

Gráfica 1: Porcentaje de pérdidas sobre la energía generada derivadas de la transmisión y la distribución de la electricidad	20
Gráfica 2: Grado de penetración de la medición inteligente en las diferentes regiones	26
Gráfica 3: Grado de despliegue de la MI en ALC y Europa	28
Gráfica 4: Número de medidores inteligentes instalados en los hogares en ALC y Europa	29
Gráfica 5: Costos considerados en el CBA realizado por los países de Europa	63
Gráfica 6: Funcionalidades técnicas consideradas por los países de la Unión Europea	65

Índice de tablas

Tabla 1: Análisis sobre la realización de CBA en los países de ALC para el despliegue de la MI	36
Tabla 2: Países de ALC con una Estrategia Nacional definida que contemple la relevancia de la medición inteligente	41
Tabla 3: Enfoque regulatorio para incentivar el despliegue de la MI por país de ALC	45
Tabla 4: Países de ALC que han definido funcionalidades técnicas mínimas en el entorno de la MI	48
Tabla 5: Principales funcionalidades técnicas definidas en los marcos regulatorios de los países	50
Tabla 6: Responsable de la propiedad de los medidores inteligentes en los países de ALC	52
Tabla 7: Mecanismos de financiación definidos en cada país de ALC	55
Tabla 8: Propiedad del medidor y mecanismos de financiación definidos en cada país de ALC	56
Tabla 9: Resultados del último CBA realizado por países de la UE y su resultado	62
Tabla 10: Principios regulatorios para entender el proceso de elaboración de la metodología regulatoria	86

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Principales motivaciones para la implementación de la MI	19
Ilustración 2: Diseño de proceso óptimo para alcanzar el despliegue de la medición inteligente en un país	22
Ilustración 3: Análisis del grado de despliegue de la MI en ALC	31
Ilustración 4: Etapas principales para desarrollar un Análisis costo-beneficio	35
Ilustración 5: Costos considerados en el CBA realizado por los países de ALC	37
Ilustración 6: Beneficios considerados en el CBA realizado por los países de ALC	38
Ilustración 7: Países de ALC con cierto grado de despliegue de MI y objetivos establecidos en las Estrategias Nacionales	42
Ilustración 8: Funcionalidades técnicas consideradas por los países de ALC	49
Ilustración 9: Grado de despliegue de MI en los países europeos	66
Ilustración 10: Aspectos relevantes a considerar para la realización de un análisis CBA (detalle ilustrativo no exhaustivo)	71
Ilustración 11: Algunos aspectos fundamentales en el diseño de una estrategia nacional de medición inteligente (detalle ilustrativo no exhaustivo)	77
Ilustración 12: Principales aspectos a considerar en el diseño retributivo asociado con la MI (detalle ilustrativo no exhaustivo)	79
Ilustración 13 : Principales responsabilidades a regular sobre la medición inteligente	79
Ilustración 14: Principales aspectos a regular sobre el acceso y la gestión del dato	81
Ilustración 15: Principales servicios que se generan en torno a la MI	82
Ilustración 16: Pasos para la realización de un modelo regulatorio	84

Abreviaturas

ALC	América Latina y el Caribe
AMI	Infraestructura de Medición Avanzada, por sus siglas en inglés (Advanced Metering Infrastructure)
CAPEX	Gastos de capital, por sus siglas en inglés (Capital Expenditure)
CBA	Análisis costo-beneficio, por sus siglas en inglés (Cost-Benefit Analysis)
CNE	Comisión Nacional de Energía de Chile
CRE	Comisión de Regulación de la Energía de Francia (Commission de Régulation de l'Énergie)
DECC	Departamento de Energía y Cambio Climático del Reino Unido (Department of Energy & Climate Change)
DSO	Operador de Sistema de Distribución (Distribution System Operator)
EE.UU.	Estados Unidos de América
IoT	Internet de las Cosas, por sus siglas en inglés (Internet of Things)
IT	Tecnología de la Información, por sus siglas en inglés (Information Technology)
MI	Medición Inteligente
Ofgem	Oficina de Mercados de Gas y Electricidad del Reino Unido (Office of Gas & Electricity Markets)
OPEX	Gastos operativos, por sus siglas en inglés (Operating Expenditure)
PUCT	Comisión de Servicios Públicos de Texas (Public Utility Commission of Texas)
SMMC	Sistemas de Medición, Monitoreo y Control
TSO	Operador de Sistema de Transmisión (Transmission System Operator)
TWh	Teravatios Hora
Ud.	Unidades
USD	Dólar estadounidense (United States Dollar)
VAD	Valor Agregado de Distribución
VE	Vehículo eléctrico
WAN	Red de Área Amplia (Wide Area Network)

Resumen ejecutivo

El objetivo de este informe es identificar el estado del arte en relación con el despliegue de la medición inteligente (MI) en la región de América Latina y el Caribe (ALC), así como, realizar una serie de recomendaciones que puedan ser utilizadas por los reguladores energéticos de esta región, que permitan incentivar el despliegue de la MI de forma consistente con las necesidades específicas de cada país y las tendencias internacionales, especialmente en términos de digitalización y descarbonización.

En términos generales la MI se considera fundamental en una hoja de ruta hacia la necesaria digitalización de las redes eléctricas en un nuevo paradigma de modelo energético, más descentralizado y descarbonizado, que permita disponer de datos inmediatos, accesibles, fiables y armonizados para la toma de decisiones de los principales agentes energéticos.

La forma en que se aborda el despliegue de la MI por parte de los organismos responsables de dicho proceso, resulta especialmente crítica para garantizar su éxito, no sólo en términos de despliegue, sino también en términos de resultados obtenidos y grado de transformación del sector eléctrico alcanzado.

En este sentido, este documento identifica **algunas cuestiones clave**, que mostramos a continuación, y que típicamente deberían considerarse en el proceso de toma de decisiones relacionadas con la MI, especialmente en su despliegue inicial, con objeto de poder abordar este proceso con mayores garantías y una mayor optimización de los recursos destinados.

- **Identificación de la necesidad** que debe abordar la MI, con objeto de diseñar un proceso que permita dar una respuesta adecuada.
- Realizar un **análisis costo-beneficio** que estudie su viabilidad económica, considerando todo el ecosistema tecnológico alrededor de la MI.
- Definir una **estrategia nacional** que fije objetivos y priorice acciones clave en el proceso.
- Diseñar un **ambiente regulatorio robusto**, que permita incentivar el despliegue, así como garantizar la materialización de los beneficios esperados en torno a la MI, en un entorno de control apropiado.

La MI permite, entre otros aspectos, la obtención de eficiencias económicas para el sistema eléctrico, la optimización de la seguridad del sistema eléctrico, la obtención de mejoras en la calidad y la continuidad de suministro, el desarrollo de nuevos mercados y modelos de negocio, un mayor empoderamiento del consumidor eléctrico y una contribución real en la reducción de la huella de carbono y la descarbonización de la economía.

De esta forma, **la MI podría suponer una solución efectiva sobre determinadas deficiencias de los sistemas energéticos en algunos de los países de ALC**, y contribuir asimismo, a los objetivos de descarbonización establecidos por muchos de los países de esta región. **Sin embargo, el grado de despliegue de la MI en muchos países de ALC es todavía incipiente o inexistente en relación con otras regiones del mundo** (aproximadamente un 3,5% en ALC, en relación con la Unión Europea o Australia con grados de despliegue superiores al 30% o EE.UU. con un grado de despliegue superior al 50%, con datos actualizados disponibles al año 2020).

Como se puede observar en el documento, algunos de los países de ALC se encuentran inmersas en un proceso de despliegue de MI, sin embargo el proceso abordado en estos países, en ocasiones no ha sido ni ordenado ni consistente con las mejores prácticas internacionales, lo que podría haber generado ineficiencias o una ralentización de dicho despliegue, con resultados no deseados.

En este sentido, **los reguladores de ALC se enfrentan a un reto complejo**, ya que un proceso que derive a su vez en una regulación inadecuada puede dar señales incorrectas a los agentes involucrados, dando lugar a resultados no deseados y mayores costos para el sistema eléctrico. Actualmente, existe un amplio número de experiencias que nos permiten identificar las mejores prácticas regulatorias, así como identificar errores de diseño en las regulaciones que deben ser evitados. **Este informe pretende servir como guía a reguladores e instituciones gubernamentales que se encuentran inmersas en dicho proceso de desarrollo regulatorio.**

Objetivo del informe

El objetivo general de este informe es identificar el estado del arte en relación con el despliegue de la medición inteligente (MI) en la región de América Latina y el Caribe (ALC) con objeto de realizar una serie de recomendaciones que puedan ser utilizadas por los reguladores energéticos en ALC, que permitan incentivar su despliegue de forma consistente con las necesidades específicas de cada país. Por ello, el informe identifica algunas de las mejores prácticas regulatorias en la materia, así como lecciones aprendidas que podrían ser utilizadas por los reguladores de los países de ALC.

La realización de este informe se ha centrado en el estudio de la última información disponible públicamente sobre la medición inteligente de los 26 países miembros prestatarios del BID que forman parte de la región de ALC (en adelante, región de ALC).



Introducción

El rápido avance de las tecnologías, la caída de los costos de la digitalización y la creciente conectividad de la sociedad está produciendo una profunda transformación en todo el mundo, y tanto el sector eléctrico, como los agentes que lo configuran, forman parte de esta transformación.

Los beneficios esperados en los sistemas eléctricos a partir de la incorporación de nuevas tecnologías, que permitan una mayor digitalización y conectividad de éstos, son muy relevantes. Los beneficios potenciales abarcan aspectos tan diversos como incrementos en la eficiencia energética, la reducción de los costos asociados con nuevas inversiones en redes, la optimización de la operación y mantenimiento de las redes, la reducción de pérdidas eléctricas, la mejora en la calidad del servicio o el desarrollo de novedosos modelos de negocio, en torno a nuevos ecosistemas como el autoconsumo, la movilidad eléctrica, el almacenamiento o la gestión de la demanda, entre otros, además de contribuir de forma notable a la descarbonización de los sistemas eléctricos y al empoderamiento de los consumidores, posibilitando una participación más activa en el sistema eléctrico por parte de éstos.

Para llegar a este nuevo modelo energético, los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica deberán integrar mecanismos de comunicación e intercambios de información (a través de la digitalización, la descentralización y, donde sea posible, la automatización de procesos) entre todos los agentes que participan en el mercado eléctrico y entre los propios elementos que forman la cadena de valor del sector eléctrico. En definitiva, **el cambio del sistema eléctrico tradicional hacia las nuevas redes inteligentes permitirá además de una generación, transmisión y distribución de la electricidad más eficiente, ofrecer nuevos productos y servicios innovadores a los diferentes usuarios de las redes eléctricas.**

Ante esta necesidad, cobra especial relevancia **establecer políticas y regulaciones que incentiven la inversión en tecnologías** que permitan la integración de los nuevos agentes así como las relaciones en el consumo de energía que están emergiendo, atendiendo al contexto de cada país y sus necesidades particulares. Consecuentemente, **esta situación supone un gran reto para los reguladores y para las instituciones gubernamentales de los países.**

Los costos asociados a la digitalización de las redes eléctricas pueden ser pequeños de forma aislada, pero las redes eléctricas de cada país son muy extensas. Es por ello, por lo que la digitalización debe ser analizada en su conjunto y, considerando las distintas tecnologías que permitirían la recogida de datos útiles, su tratamiento y su aplicación efectiva en un sistema eléctrico conectado. La digitalización permite habitualmente habilitar la obtención de beneficios tangibles para el sistema eléctrico y la sociedad.

Para ello se precisa un análisis transversal, no solo de las tecnologías a implementar, sino también sobre los casos de uso esperados que permitan la obtención de beneficios que mitiguen los costos asociados con el despliegue tecnológico. Esto supone, que una tecnología cuyo principal objetivo sea la recogida de los datos y por ello, no genere un beneficio directo, necesita que se evalúe la viabilidad de su despliegue conjuntamente con otros desarrollos equivalentes en aspectos relacionados con el tratamiento, conectividad o uso de estos datos.

La medición inteligente (MI) actualmente es considerada por numerosos países como una herramienta fundamental en una hoja de ruta hacia la digitalización de las redes eléctricas, que supondría la integración de nuevos modelos de negocio en el sector eléctrico, el empoderamiento del consumidor y mejorar las relaciones entre los agentes del sector.

En este sentido, **la medición inteligente permite un sistema energético más conectado, moderno y eficiente que apoya las tecnologías, los servicios y la innovación del futuro.** Desde un punto de vista técnico, se puede considerar una innovación del sistema eléctrico que permite la comunicación bidireccional entre el usuario y el proveedor de servicios, convirtiendo a los usuarios finales en clientes activos que gestionan su consumo de energía, lo que les permite optimizar sus costos energéticos, así como, tener un papel importante en el cumplimiento de los objetivos medioambientales nacionales, entre otros beneficios.

Derivado de lo anterior, el despliegue de la medición inteligente puede desempeñar un papel importante en la digitalización de la red tradicional y puede facilitar los objetivos regionales o estatales orientados a electrificar, descarbonizar y descentralizar el sector. Sin embargo, la implementación de la medición inteligente requiere que los reguladores e instituciones gubernamentales establezcan las bases para crear un marco regulatorio que promueva la inversión en infraestructura de medición avanzada y, permita a los distintos agentes del sector aprovechar sus múltiples beneficios esperados.

Dada la importancia de incentivar la medición inteligente en el sector eléctrico, numerosos países han desarrollado o están trabajando en estrategias para el desarrollo de redes eléc-

tricas capaces de implementar la medición inteligente. En este sentido, las motivaciones para la implementación de la MI son diferentes en cada país.

Algunas de las **principales motivaciones, identificadas a nivel global, para la implementación de la medición inteligente** se muestran en la siguiente ilustración:

Ilustración 1: Principales motivaciones para la implementación de la MI

Fuente: Elaboración propia



Obtención de eficiencias económicas para el sistema eléctrico asociados con la operación y mantenimiento, lecturas de contadores y pérdidas del sistema y planificación de inversiones futuras en redes.



Optimización de la seguridad del sistema eléctrico con un mayor control sobre las interrupciones y cortes de suministro, derivado de la explotación de datos históricos y en tiempo real del estado de la red eléctrica.



Mejoras en la calidad y continuidad de suministro: respuesta rápida sobre pérdidas eléctricas (técnicas y no técnicas), cortes, etc.



Permite el desarrollo de nuevos mercados y modelos de negocio, con mayor grado de competencia en los mercados minoristas y la integración de nuevos agentes.



Permite el empoderamiento del consumidor con la posibilidad de desarrollar mecanismos de respuesta de la demanda, nuevos servicios de flexibilidad y el concepto de "prosumidor".



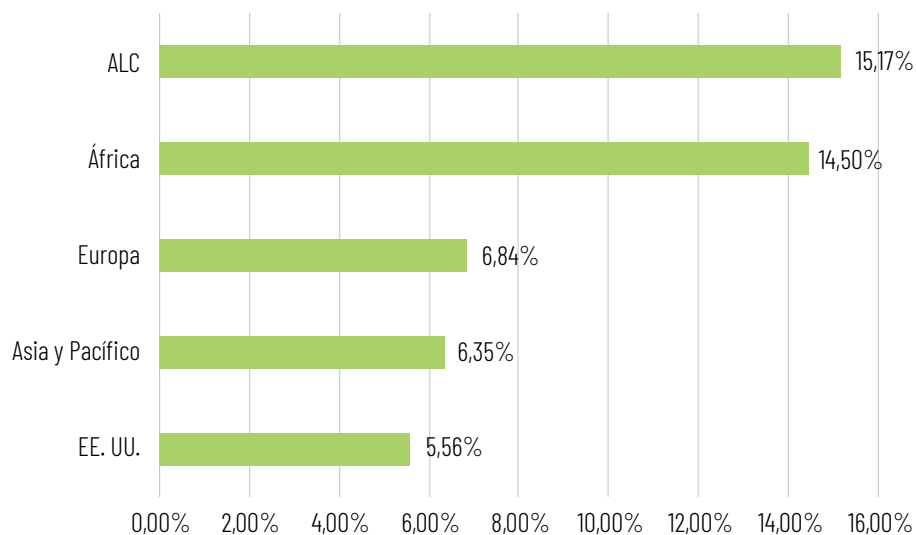
Contribuye a la reducción de la huella de carbono y la descarbonización de la economía, a partir de la optimización de los consumos, la reducción de las pérdidas eléctricas y posibilitar el desarrollo de nuevos modelos de consumo-producción eléctrica (autoconsumo, vehículo eléctrico, IoT, etc.), así como, la integración masiva de renovables, y otras implicaciones derivadas de las mejoras en la planificación y operación de las redes eléctricas.

Algunos motivos para desarrollar mecanismos regulatorios en ALC en torno a la medición inteligente

En el caso de los **países de ALC**, la **implementación de la medición inteligente podría ser una solución efectiva**, para alguno de estos países, **ante determinadas deficiencias de sus sistemas eléctricos**, que se traducen típicamente en pérdidas de energía y fallos en el suministro. Si se compara el porcentaje de pérdidas anuales derivadas de la transmisión y la distribución de la electricidad entre diferentes regiones, se obtiene un resultado poco favorable para muchos de los países de ALC, lo que evidencia la necesidad de tomar medidas que incentiven la modernización de sus sistemas eléctricos.

Gráfica 1: Porcentaje de pérdidas sobre la energía generada derivadas de la transmisión y la distribución de la electricidad

Fuente: IEA Statistics 2019



Como se puede observar en la gráfica anterior, las **pérdidas eléctricas son un desafío para muchos de los países de la región de ALC y constituyen uno de los principales indicadores de ineficiencias de sus sistemas eléctricos**. En 2019, por ejemplo, las pérdidas eléctricas en ALC, en términos relativos, son aproximadamente de un **15% sobre el total de la energía generada, casi el triple de la tasa observada en U.S.A. y, el doble de otras regiones como Europa o Asia y Pacífico**.

Como ha ocurrido en otras regiones, **la modernización de las redes eléctricas y su digitalización puede contribuir a reducir dicho nivel de pérdidas**. En este sentido, **las tecnologías de medición y control**, como los medidores inteligentes o los sistemas informáticos descentralizados permiten acelerar la digitalización del sector eléctrico, contribuyendo a una reducción de las pérdidas, con la introducción de sistemas que permiten medir en tiempo real el consumo de los usuarios y detectar de forma anticipada ineficiencias y pérdidas en

puntos específicos de la red eléctrica. La introducción de sistemas de análisis de datos de consumo permite, por un lado, identificar las áreas críticas de la red donde hay pérdidas eléctricas, y, por el otro, plantear estrategias para optimizar la configuración de la red con el fin de optimizar su uso y reducir las pérdidas al disponer de información útil sobre los puntos de la red con deficiencias.

Otro aspecto motivador para desplegar la medición inteligente en el caso de muchos países de ALC es facilitar el **desarrollo de mecanismos y modelos de negocio en torno a la respuesta a la demanda**. La respuesta a la demanda combina nuevas tecnologías con el compromiso del consumidor en la integración de forma activa en el sistema eléctrico. No obstante lo anterior, históricamente, los consumidores (especialmente los pequeños consumidores) han sido considerados como tomadores de precios o precio aceptantes, especialmente en el corto plazo, por lo que hasta la fecha la penetración de mecanismos y modelos de negocio en torno a la respuesta a la demanda ha sido muy limitada¹.

En este sentido, es importante remarcar que los **programas de respuesta a la demanda dependen de la digitalización del sistema eléctrico de cada país**. De este modo, el despliegue de la MI permite incentivar este cambio de comportamiento tanto en los consumidores como en el resto de los agentes involucrados en el sector eléctrico.

No obstante lo anterior, un posible despliegue de la medición inteligente requiere de una visión más amplia en cuanto a sus casos de uso actuales y futuros, que deberán tenerse en cuenta en el diseño del despliegue. Para ello **es necesario establecer aspectos tan relevantes como los requisitos concretos para la recogida de datos por parte de los medidores inteligentes, así como para procesar la información, establecer las responsabilidades de los agentes involucrados en la MI, determinar las funcionalidades técnicas de los propios medidores, así como, definir el modelo de financiación que se establecerá para cubrir los costos asociados al despliegue de la MI**. En este sentido, para ellos es necesario promover un marco regulatorio que contemple todos estos aspectos con el fin de promover un despliegue de la medición inteligente adecuado que cubra las necesidades actuales y futuras del sistema eléctrico de cada país.

La forma en la que se aborda un proceso de despliegue de los MI por parte de los reguladores energéticos es clave para garantizar el éxito de la transformación del sector eléctrico. En la siguiente ilustración, se han identificado 5 etapas principales que típicamente los países desarrollan en un proceso de despliegue de medición inteligente, las cuales determinarán la definición final de un ambiente regulatorio que incentive el despliegue de la medición inteligente en cada país y garantice su éxito.

En la región de ALC, se ha identificado algunos países que ya han iniciado la transformación de sus sistemas eléctricos con distintos mecanismos regulatorios que permiten incentivar

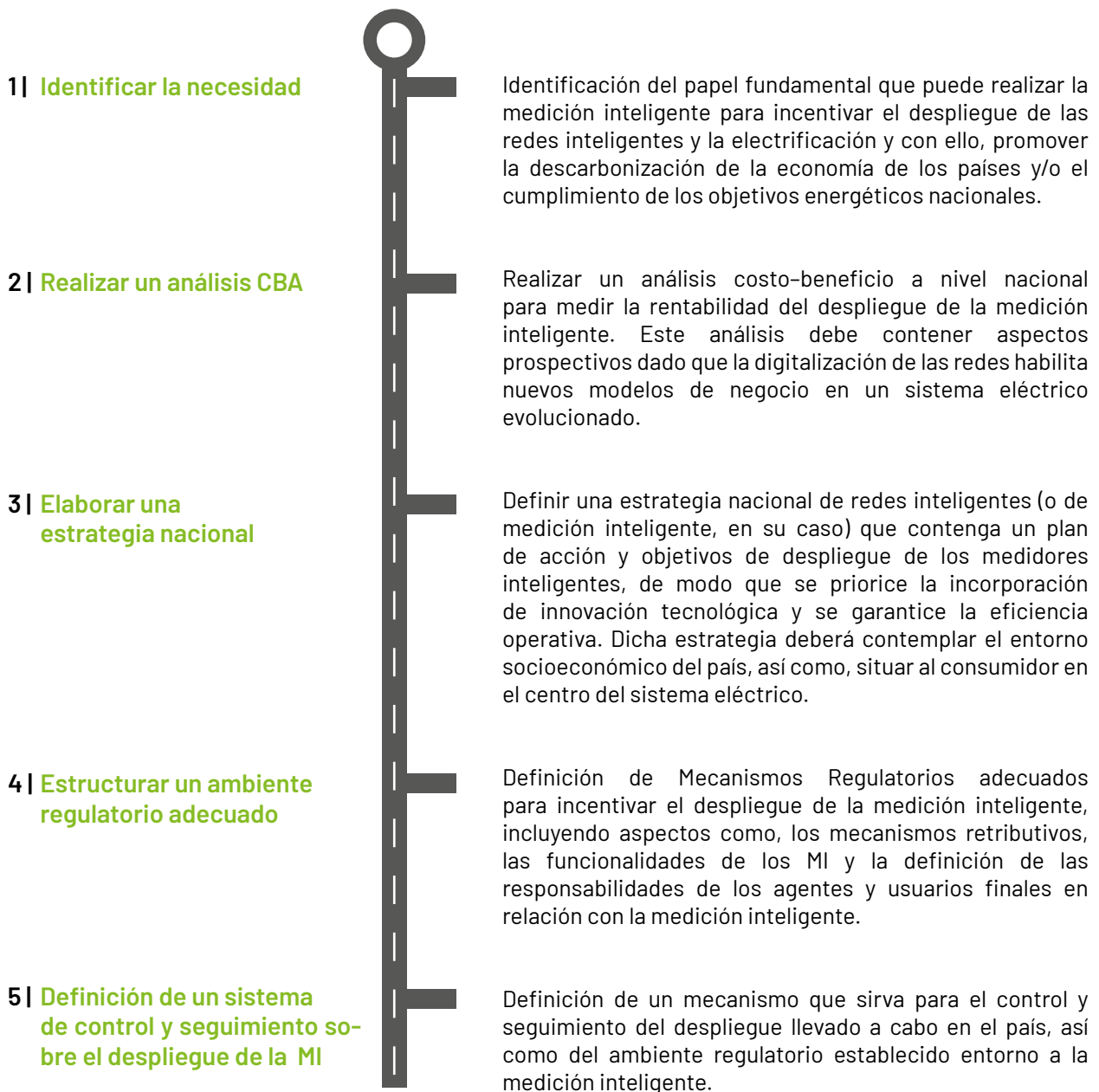
¹ Documento de trabajo "Empoderando a los consumidores de electricidad por medio de la respuesta a la demanda" elaborado por el Banco Interamericano de Desarrollo (Mazo 2022).

y acelerar dicha transformación con éxito. No obstante, otros países de la región han seguido distintas estrategias con diferentes grados de éxito o todavía no han abordado de forma activa dicha transformación.

A continuación, se muestra en la siguiente ilustración las principales etapas desarrolladas en un proceso de despliegue de MI, identificadas en diferentes países a nivel global. Este enfoque ha permitido a numerosos países la obtención de resultados medibles y grados de despliegue de MI amplios. En este sentido, se podría afirmar que un diseño, en un proceso de despliegue de MI, que abarque estas fases, permitiría abordar dicho proceso con garantías y una optimización de los recursos destinados:

Ilustración 2: Diseño de proceso óptimo para alcanzar el despliegue de la medición inteligente en un país

Fuente: Elaboración propia



De esta forma, **la estructuración de un ambiente regulatorio adecuado es especialmente relevante y crítica para incentivar un despliegue de la MI que capture los beneficios esperados.** Un diseño no adecuado puede derivar en costos hundidos para el sistema eléctrico y sus usuarios que no proporcione beneficios para éstos. Para ello, es aconsejable, que en el proceso de desarrollo regulatorio se disponga por parte de los reguladores de datos medibles e información robusta en la materia. **La realización de un análisis costo beneficio y la definición de una estrategia nacional de Redes inteligentes son hitos que permiten a los reguladores afrontar estos retos con mayores garantías.**

En este sentido, los reguladores del sector eléctrico se enfrentan a un reto complejo, ya que una regulación inadecuada puede dar señales incorrectas a los agentes involucrados, dando lugar a resultados no deseados y mayores costos para el sistema eléctrico. Actualmente, existe un amplio número de **experiencias** que nos **permiten identificar las mejores prácticas regulatorias, así como identificar errores de diseño en las regulaciones que deben ser evitados.** Este informe pretende servir como guía a reguladores e instituciones gubernamentales que se encuentran inmersas en dicho proceso de desarrollo regulatorio. Es por ello, que el informe se centrará especialmente en el desarrollo de las cuatro primeras etapas, claves para iniciar el despliegue de la MI en los países.

Es cierto que las tecnologías asociadas a la medición inteligente son muy dinámicas, por lo que **el mayor reto para el regulador es maximizar los beneficios derivados del despliegue de la medición inteligente.** Para ello, **es esencial que el proceso de regulación se modernice y adapte** a la evolución tecnológica constantemente, contemplando las particularidades de cada país.

The image features a 3x3 grid of smart meters. Each meter is circular with a digital display at the top and technical specifications below. The meters are overlaid with a semi-transparent teal color. The text is centered in the middle of the grid.

La necesidad de desarrollar la Medición Inteligente en ALC. Grado de despliegue actual.

Algunas necesidades en ALC que precisan una respuesta adecuada

La incorporación de la medición inteligente en las redes de distribución eléctrica en ALC puede contribuir, como se ha mostrado en la ilustración 1 de este documento, a la materialización de determinados beneficios tanto para el propio sistema eléctrico, como para la sociedad en general, como por ejemplo, la obtención de eficiencias económicas para el sistema eléctrico ante la reducción del impacto técnico y económico que producen las altas pérdidas de energía en las redes, las cuales son un desafío que afrontar para muchos de los países de la región de ALC.

De este modo, la MI podría permitir materializar beneficios a muchos de los agentes de la cadena de valor del sistema eléctrico, incluyendo los propios consumidores , así como a la sociedad en general, debido a que su implantación típicamente impacta de forma favorable en la descarbonización y reducción de la huella de carbono. En este sentido, la definición de unos objetivos nacionales para conseguir la reducción de emisiones², incrementaría la necesidad en el país de disponer de un sistema eléctrico eficiente y por lo tanto, permitiría incentivar el desarrollo de redes eléctricas inteligentes en los sistemas eléctricos de ALC, y por lo tanto la MI.

Algunos países de ALC ya han identificado la necesidad de modernizar sus redes de distribución eléctrica, así como de incorporar gradualmente la medición inteligente, con objeto de poder implementar, entre otras, nuevas medidas de gestión de la demanda de energía eléctrica, de tal forma que se contribuya, entre otros aspectos, a reducir las pérdidas en las redes eléctricas.

² Los 26 países de ALC contemplados en este informe han firmado y ratificado el Acuerdo de París, presentando las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), documentos en los cuales se declaran los esfuerzos de cada país para reducir las emisiones nacionales y adaptarse a los efectos del cambio climático.
Fuente: Nationally Determined Contributions Registry | UNFCCC

Grado de despliegue actual de la MI en ALC

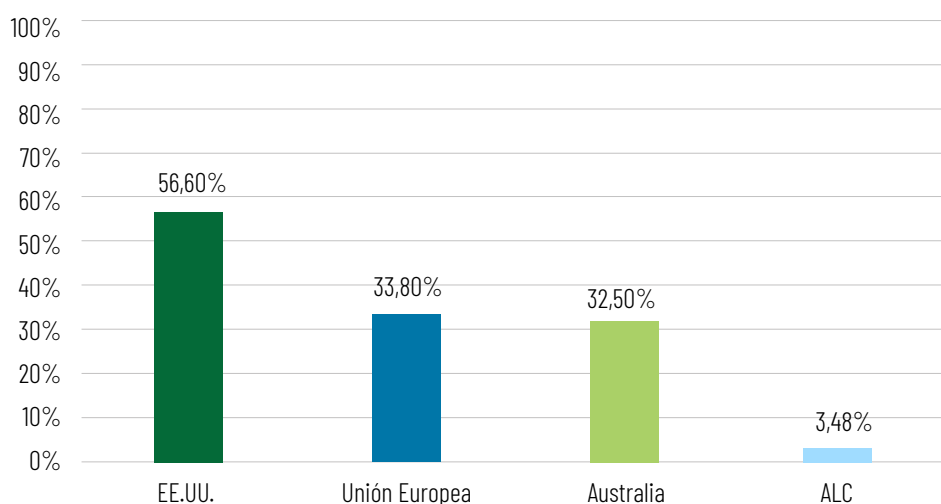
El grado de desarrollo de la medición Inteligente en ALC es todavía relativamente bajo en comparación con otras regiones del mundo, encontrándose en niveles de despliegue muy por debajo de regiones como EE.UU., Europa o Australia. No obstante, algunos de los principales agentes responsables del desarrollo de la medición inteligente presentes en ALC ya aplican las experiencias aprendidas y exitosas en relación con la implementación de la MI en la región. De hecho, en algunos países ya se han fijado objetivos concretos para el despliegue a gran escala de la MI y se ha comenzado la respectiva instalación en los hogares de dichos países.

En la siguiente gráfica se muestra el grado de penetración de la medición inteligente en diferentes regiones y su distancia frente a la región de ALC.

Gráfica 2: Grado de penetración de la medición inteligente en las diferentes regiones

Fuente: GPR Economía (2020) para los países de EE. UU, Unión Europea y Australia.

Fuente: Elaboración propia para ALC



La distancia existente en el grado de penetración de la MI en la región de ALC frente a EE.UU., Europa o Australia es muy relevante. En EE.UU., Unión Europea y Australia ya se ha superado el 30% del despliegue de MI en los hogares. Sin embargo, en la región de ALC, con un grado de despliegue próximo al 3,5%, según la información pública accedida en este estudio, se mantiene en niveles muy bajos de desarrollo. Especialmente en algunos países donde todavía mantienen niveles insignificantes o no se ha iniciado dicha transición hacia la MI, con la incorporación de nuevas tecnologías aplicadas a los contadores electrónicos que permitan el uso de tarifas con discriminación horaria.

En muchas ocasiones, **un factor importante que contribuye a retrasar este despliegue de la MI en los países ALC es la falta generalizada de inversión en infraestructura en el sector eléctrico.** Esto se pone de manifiesto con los **importantes niveles de pérdidas de electri-**

cidad en la red de distribución que existen en determinados países, ya sea por razones técnicas o no técnicas, que finalmente se traducen en mayores costos eléctricos y por lo tanto tarifas eléctricas más encarecidas para los consumidores, así como un mayor grado de emisiones de gases de efecto invernadero asociado con la producción de energía que finalmente no se consume. **Uno de los beneficios asociados a la MI es precisamente su contribución en la reducción tanto de pérdidas técnicas como no técnicas**, contribuyendo a su vez a la transición hacia un sistema eléctrico mucho más eficiente.

A su vez, **la MI fomenta la penetración de energías renovables en los sistemas eléctricos**, al facilitar la evacuación de nueva generación distribuida en las redes de distribución eléctrica y permitir la incorporación de mecanismos de gestión de la demanda, entre otros beneficios. **Muchos de los países de ALC tienen un alto potencial en energías renovables o disponen ya de una matriz de generación eléctrica altamente renovable que necesita continuar reforzándose ante una mayor electrificación de la economía** como una primera etapa hacia la descarbonización.

En **muchos países de la región de ALC existe un compromiso ya explícito en torno a la MI, plasmado en diversas estrategias nacionales en torno a las redes inteligentes y/o la MI**. Esto unido a los avances en la materia observados en determinados países de la región, nos permite pensar en un futuro próximo con nuevos avances en la MI en la región de ALC, que permita un **mayor control y gestión de las redes eléctricas**, tanto en los puntos de generación como de consumo, **que a su vez permita una mayor contribución a la descarbonización de los sistemas eléctricos de estos países**.

Este aspecto se deriva del hecho de que, la medición inteligente y su infraestructura asociada, además de permitir la aplicación de tipos de tarifas con discriminación horaria, ajustando los precios al balance entre oferta y demanda, permite además, con un adecuado diseño, aspectos tales como la realización de lecturas en remoto, dotar de mayor fiabilidad el proceso de lecturas, mejorar los procesos de detección de fraudes y otras pérdidas administrativas, identificar puntos calientes de las redes y prevenir las pérdidas técnicas y cortes eléctricos, mejorar el proceso supervisión del sistema eléctrico, analizar la curva de carga de los usuarios, permitir la lecturas bidireccionales en consumidores que generen energía que se vierta al sistema eléctrico, habilitar la interoperabilidad con otros dispositivos u otros agentes del sector eléctrico, entre otras muchas posibilidades.

Este despliegue de MI ya fue iniciado años atrás en varios países, donde se han observado prácticas de éxito y lecciones aprendidas. Este informe trata de identificar dichas prácticas con el objeto de que sirvan de guía para aquellos países que no han iniciado este despliegue o todavía se encuentra en una fase muy prematura.

La aplicación de las prácticas de éxito identificadas en otras regiones con un avance mayor en la materia, considerando las necesidades locales de cada país, permite disponer de mayores garantías de éxito en el proceso de implantación de la medición inteligente en aquellos países de la región de ALC que decidan acometerlo y la estructuración de un ambiente regulatorio adecuado.

En este sentido, para establecer un ambiente regulatorio que permita incentivar un despliegue exitoso de MI, será clave la realización previa de un análisis de costo-beneficio (CBA) robusto que contemple a todos los agentes y factores implicados.

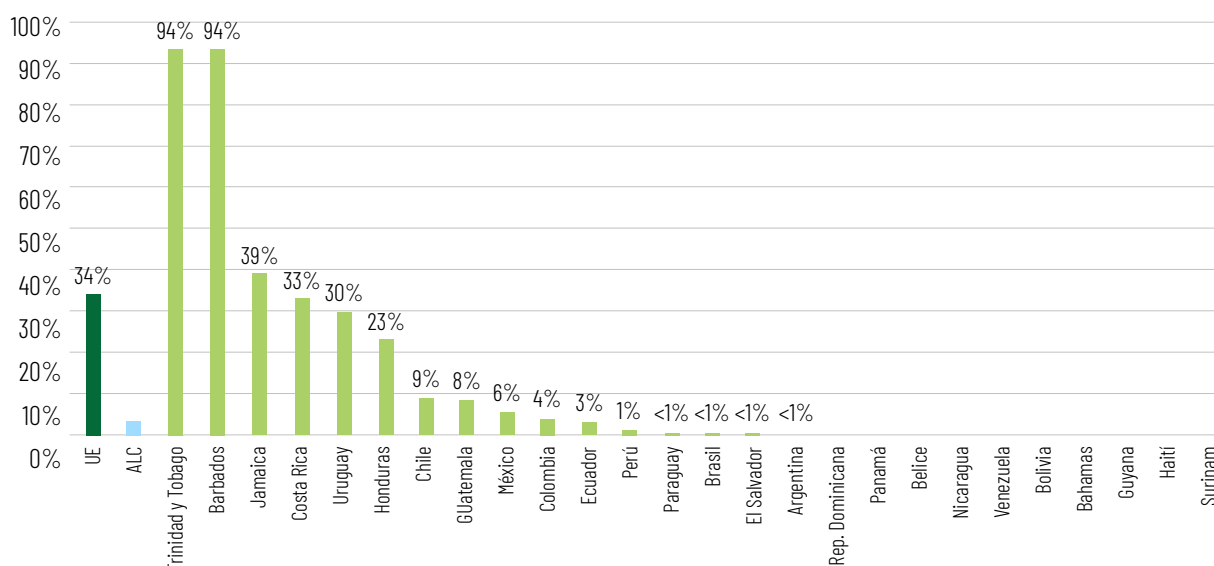
La realización del CBA, permitirá tanto a los reguladores como a las entidades gubernamentales, **evaluar previamente la capacidad técnica de su sistema eléctrico, los costos tentativos que se prevén incurrir en el proceso de despliegue de la medición inteligente y los beneficios esperados para el sistema eléctrico, sus usuarios y la sociedad en general.** De este modo, el CBA actuará como mecanismo clave para medir la factibilidad de la MI en cada país, y, en su caso, desarrollar un ambiente regulatorio que permita incentivar su despliegue, conteniendo los costos y capturando los beneficios esperados de su despliegue.

En este sentido, si hacemos foco en los 26 países estudiados para la realización de este informe de la región de ALC, el grado de éxito en el despliegue es diverso, con países con un amplio desarrollo y otros con un despliegue muy limitado o nulo. Para la realización del análisis comparativo, se ha empleado a Europa como región referencia debido a la variabilidad en el grado de avance de la MI en sus países miembro.

Como se puede observar, en las siguientes gráficas 3 y 4, el grado de despliegue de la MI en Europa presenta avances muy superiores de la región de ALC, sin embargo, ambas regiones tienen despliegues muy heterogéneos entre sus países. Los países pertenecientes a la Unión Europea mantienen objetivos comunes en torno a la MI, sin embargo los resultados de los CBA realizados en cada país arrojan resultados diferentes y a su vez, en aquellos que han iniciado su despliegue, muestran en ocasiones estrategias y diseños regulatorios con características diferenciadas, con resultados diferentes.

Gráfica 3: Grado de despliegue de la MI en ALC y Europa

Fuente: Elaboración propia



En este sentido, si consideramos el grado de despliegue de la MI como el resultado del número de medidores inteligentes instalados en los hogares entre el número total de hogares de cada país, en **Trinidad y Tobago (94%) y Barbados (94%)** se ha observado la mayor implantación de este tipo de medidores como resultado de una **estrategia específica de inversión realizada por las distribuidoras únicas de estos dos países**, con objeto de mejorar el suministro y calidad del servicio eléctrico.

Asimismo, se pueden observar **países como Jamaica (39%), Costa Rica (33%) y Uruguay (30%)**, con un grado de despliegue relevante, próximos a la media observada en la región, los cuales **han establecido estrategias nacionales y objetivos específicos** para lograr que la MI llegue a instalarse en todos los hogares residenciales en determinados plazos.

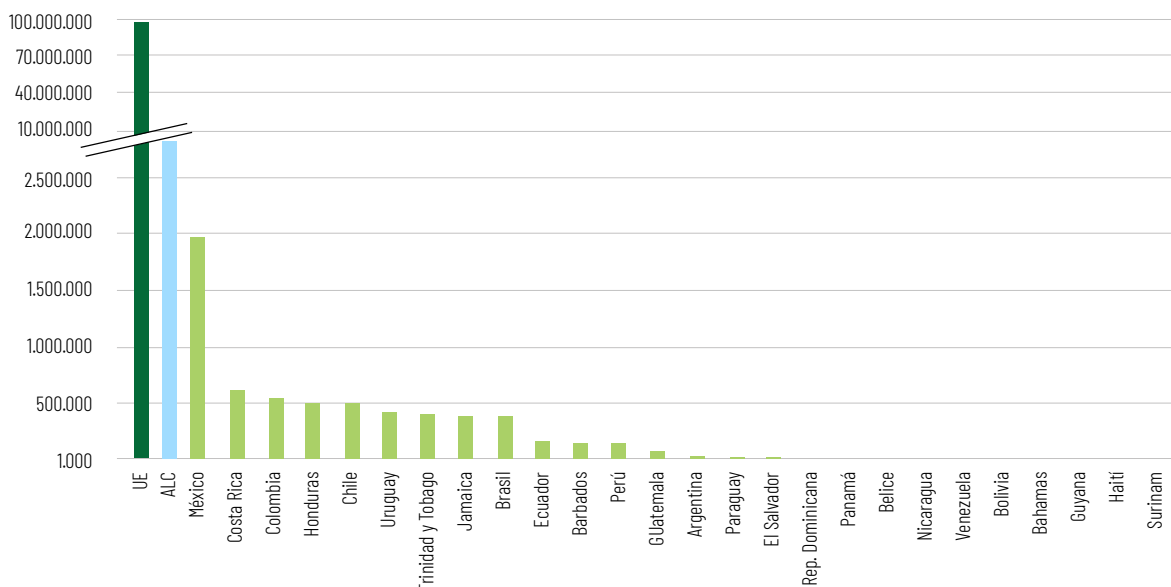
Otros países con un grado de penetración mucho más limitado, son países en su mayoría que **han iniciado ya un proceso para establecer un marco regulatorio que permita incentivar la MI**, bien con la realización de un análisis costo-beneficio para medir la viabilidad del despliegue de la MI y su infraestructura asociada, así como estableciendo una estrategia nacional en relación con las redes inteligentes o bien, marcando unos objetivos específicos para su implementación total en los hogares.

En el resto de los países de ALC que son objeto de este estudio, no se ha encontrado información pública y accesible sobre el despliegue de la MI.

Asimismo, si se analiza el despliegue de MI en función del número de unidades totales de medidores inteligentes instalados en los hogares, como se puede observar en la gráfica 4, el resultado observado varía considerablemente respecto del análisis anterior realizado, tanto en distancia observada con Europa, como en el despliegue observado en cada país de la región de ALC.

Gráfica 4: Número de medidores inteligentes instalados en los hogares en ALC y Europa

Fuente: Elaboración propia³



³ Datos mostrados utilizando la escala parcialmente logarítmica de la gráfica.

En este sentido, México, con un grado de penetración muy limitado, se sitúa como el primer país en la región con un mayor número de medidores inteligentes instalados (1.984.186 Ud.), un número relevante de medidores si se compara con la totalidad de dispositivos instalados que se han identificado en la región de ALC (6.195.159 Ud.). A continuación, se identifican países como Costa Rica (598.188 Ud.), Colombia (538.000 Ud.), Honduras y Chile (500.000 Ud.), Uruguay (418.000 Ud.), Trinidad y Tobago (400.000 Ud.), Jamaica (380.000 Ud.) y Brasil (375.000 Ud.) con un mayor despliegue en términos unitarios de medidores inteligentes en la región.

En estos países, generalmente el Gobierno ha impulsado el despliegue de la MI mediante la **definición de las responsabilidades, las funcionalidades técnicas en relación con la MI y estableciendo de un modelo retributivo** sobre la MI que aporte seguridad y rentabilidad a las empresas del sector designadas para instalar y operar los medidores.

En el caso de países como **Honduras y Trinidad y Tobago**, se ha incentivado el despliegue desde el **distribuidor único que es la responsable de la instalación de los dispositivos asociados a la MI** y, en particular en el caso de **Colombia se apoya** también en la inversión privada de los numerosos distribuidores eléctricos que existen.

No obstante, **muchos de los países observados en la región de ALC**, tienen un estado de despliegue de unidades instaladas todavía incipiente o nulo, **muy alejados de un despliegue masivo de la MI en sus territorios.**

Del estudio que se ha realizado sobre los países de ALC que han conseguido un alto despliegue de la MI y de los países Europeos, se han identificado algunos de los principales motivos que han impulsado el despliegue de la MI: (i) definir objetivos nacionales en relación con el despliegue de la MI; (ii) establecer la obligación a los países a realizar un CBA, en el caso europeo; (iii) definir las funcionalidades requeridas de los medidores inteligentes, así como la normativa técnica asociada a los mismo, y (iv) definir recomendaciones de política regulatoria que favorezcan un despliegue de la MI viable desde el punto de vista económico y social, entre otros.

Es importante destacar, que en Europa se definieron unos objetivos específicos sobre la MI, y por ello, se estableció la obligatoriedad de realizar previamente un análisis costo-beneficio para medir la viabilidad del despliegue de la MI. En caso de obtener un resultado positivo en dicho análisis, los países deben comenzar con el despliegue de la MI y la infraestructura asociada a la misma, como es el caso de los medidores inteligentes. Sin embargo, en el caso contrario, los **países deberán repetir el CBA cada cuatro años con objeto de volver a evaluar si el país ya se encuentra en condiciones favorables para efectuar dicho despliegue, incentivando de esta forma el despliegue de la MI, pero siempre asegurando su viabilidad económica.**

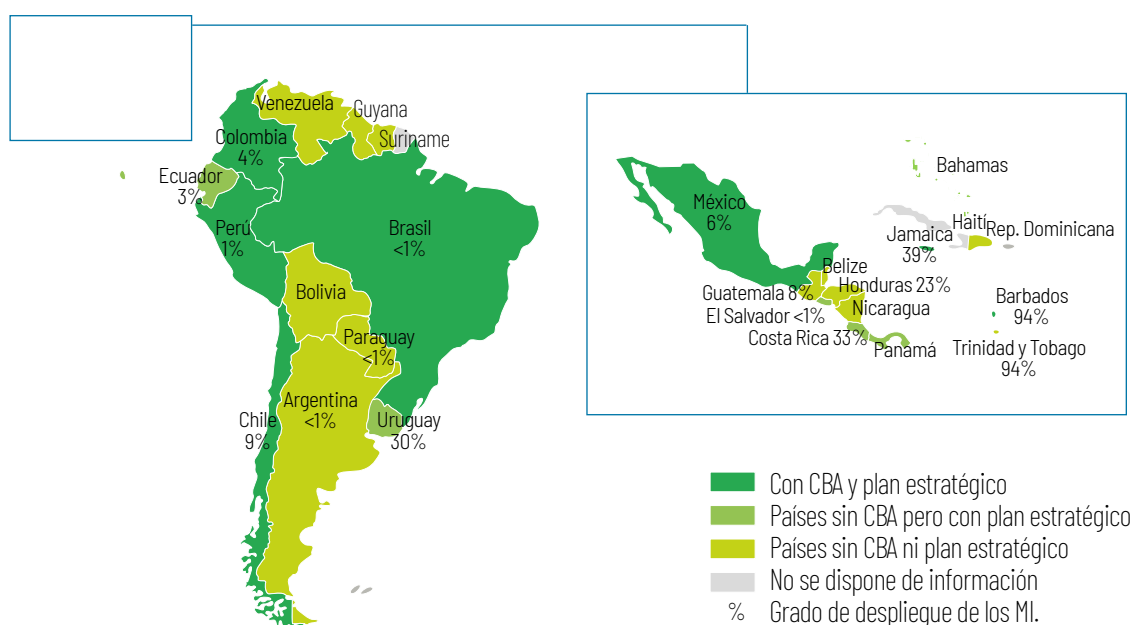
En este sentido, con el objetivo de impulsar el despliegue de la MI en los países de ALC, **es deseable que los reguladores y agentes gubernamentales de cada país establezcan un**

marco regulatorio adecuado en torno a la medición inteligente. Para ello, la realización de un **análisis costo-beneficio que evalúe la viabilidad de un posible despliegue de la MI**, que permita establecer objetivos específicos nacionales que impulsen a los agentes involucrados en el sector de la medición a desarrollar proyectos de MI y el diseño de un ambiente regulatorio adecuado es clave.

En la ilustración siguiente se muestra como diversos países de ALC ya han comenzado el proceso de definición de un marco regulatorio en torno a la MI, sin embargo, cada país ha partido de unas condiciones iniciales diferentes (debido a su situación política, económica o social), por lo que no ha habido una única estrategia en el diseño de un marco regulatorio en relación con la MI. Derivado de esto, los resultados del grado de despliegue de la MI son muy dispares y no se puede observar una metodología única y exitosa para lograr los objetivos en relación con la MI en la región de ALC.

Ilustración 3: Análisis del grado de despliegue de la MI en ALC

Fuente: Elaboración propia⁴



En particular, se puede observar que 16 de los 26 países observados (aproximadamente un 62%) han iniciado el proceso para establecer un ambiente regulatorio, a partir de la realización de un CBA y/o mediante la definición de una estrategia nacional con objetivos específicos o, con ambos mecanismos.

Adicionalmente, es relevante mencionar el caso particular de Panamá, país que ha establecido una estrategia nacional y definido el objetivo específico de alcanzar el 100% del grado de despliegue de la MI en 2024 y, sin embargo, no ha sido posible obtener a partir de fuentes

⁴ En aquellos que no se ha definido un % de grado de despliegue es debido a que no se ha identificado información pública y accesible sobre el despliegue de la MI.

oficiales o públicas su grado de despliegue a la fecha de la redacción del presente informe. Esto podría ser debido principalmente, a que la responsabilidad de la instalación de la MI en Panamá recae en los distribuidores eléctricos y esto podría dificultar el acceso público a un dato actualizado, lo que podría generar señales inadecuadas sobre el avance en la materia⁵.

En este sentido, **el acceso público y la disponibilidad de los datos sobre el grado de despliegue de la medición inteligente es uno de los factores limitantes** que pueden influenciar la imagen global de la región y de cada país respecto al grado de desarrollo en medición inteligente.

A lo largo de este informe, se estudiarán, con base en información pública disponible, las principales causas determinantes que han incentivado el despliegue de la medición inteligente en determinados países de la región de ALC, así como, los principales desafíos a los que se ha enfrentado el sector eléctrico y que han supuesto una barrera para el despliegue de dicha MI.

⁵ Podría haber distribuidores eléctricos que hayan comenzado el despliegue de la MI pero no hayan hecho público su grado de avance.

Proceso óptimo para establecer un marco regulatorio para incentivar la medición inteligente en ALC

La **evolución actual en torno a la MI en ALC se caracteriza en términos generales por una falta de armonización entre la normativa desarrollada y la caracterización técnica de las soluciones implementadas entre los diferentes países**, con ausencia de normativa específica en algunos de estos países. Esto conduce a un conjunto de soluciones nacionales muy dispares en la región. El diferente ritmo en el despliegue de la MI en los países de la región de ALC y la falta de homogeneidad en las estrategias desarrolladas en los países que sí están avanzando en este despliegue, genera a su vez **costos adicionales a los que se pueden incurrir en otras regiones con estrategias más alineadas, limitando las posibles economías de escala que podrían beneficiar a todos los agentes interesados y generando nuevos obstáculos para una posible integración de diferentes mercados eléctricos existentes en ALC.**

Resulta primordial dar a conocer que la armonización no significa, sin embargo, que deba imponerse una única solución para establecer el marco regulatorio de la medición inteligente o para definir qué tecnologías se considerarán en el ámbito de la MI. Dada la diferenciación existente en cuanto a las circunstancias actuales y necesidades de los diferentes sistemas eléctricos de los países, la situación política y económica de cada país, las tecnologías disponibles en torno a la medición inteligente y el contexto de cada país y su sociedad en general, da lugar a reguladores, operadores de redes eléctricas, consumidores eléctricos y otros agentes interesados con objetivos y necesidades muchas veces diferentes. Por lo tanto, la armonización debe considerarse como una recomendación, atendiendo a las circunstancias concretas de cada país, pero que permita en términos generales llevar a cabo estrategias equilibradas entre países interesados.

El objetivo principal de este apartado es analizar con mayor profundidad la situación de la medición inteligente en ALC y las estrategias implementadas en cada país para llevar a cabo su implementación, en su caso. Para ello, se ha realizado una revisión de la información pública, a la que ha sido posible acceder durante la realización de este informe,

para cada uno de los 26 países que forman parte del estudio. En particular, se ha tratado de identificar aquellos aspectos considerados como fundamentales en un despliegue de MI: el desarrollo de un CBA, la definición de una estrategia nacional y unos objetivos específicos sobre el despliegue de la medición inteligente, y la existencia de un marco regulatorio en torno a la misma.

Análisis costo-beneficio que impulse la definición del marco regulatorio de la MI

En la última década, el debate sobre el despliegue de la medición inteligente como unidad fundamental para establecer las redes inteligentes se ha centrado fundamentalmente en torno a la identificación de los casos de uso derivados del desarrollo de esta tecnología, así como a cómo cuantificar los beneficios obtenidos de dichos usos. Las tecnologías avanzadas alrededor de la medición inteligente requieren relevantes inversiones de capital para sustituir o mejorar los equipos existentes e infraestructuras eléctricas asociadas, pudiendo dichas inversiones contribuir a optimizar el consumo de energía, los costos asociados al sistema eléctrico, la disminución de emisiones de CO₂ y la generación de nuevo empleo, entre otros beneficios. Por lo tanto, se requiere un **análisis económico para determinar** si un proyecto de tal magnitud cuyo objetivo sea el despliegue de la MI a **nivel nacional o regional, aporta suficientes beneficios que justifiquen los costos a incurrir.**

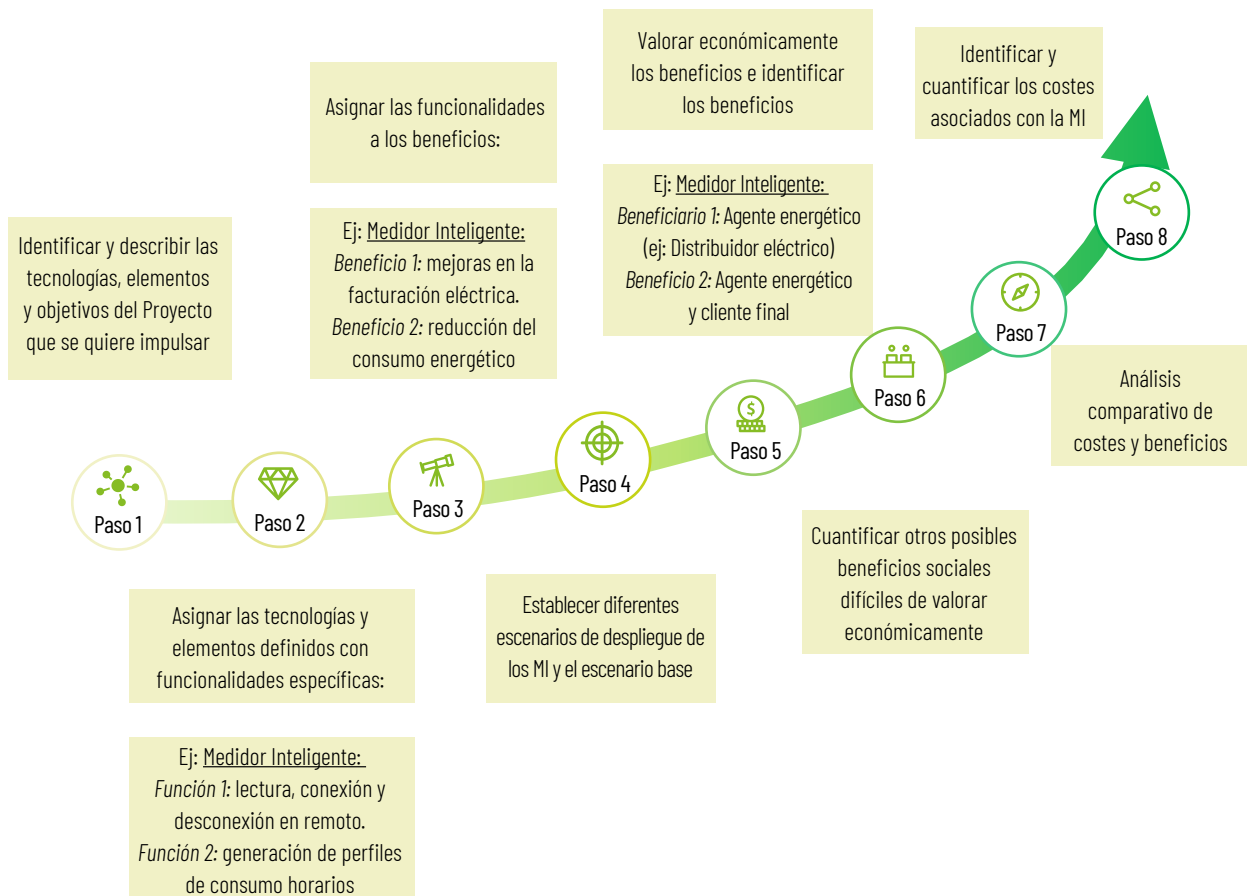
A nivel internacional muchos países y regiones, previamente al despliegue de la medición inteligente, han realizado un análisis costo-beneficio (CBA), entendiéndolo como un paso previo a la definición del marco regulatorio, con el objetivo de medir el impacto socioeconómico y medioambiental de la integración de los medidores inteligentes y consecuentemente, de impulsar las redes eléctricas inteligentes.

En términos generales, la metodología aplicada para la realización de un CBA es muy consistente y homogénea a nivel internacional. En este informe se realizan algunas menciones específicas a la metodología desarrollada por la Comisión Europea en materia de MI. Esta metodología, ampliamente aplicada en la comunidad internacional, proporciona una guía clara para el análisis de los costos y beneficios de un proyecto de medición inteligente de ámbito nacional.

A continuación, en la siguiente ilustración, se detallan las principales etapas que generalmente se estructuran en torno a un CBA para alcanzar el despliegue de la medición inteligente:

Ilustración 4: Etapas principales para desarrollar un análisis costo-beneficio

Fuente: Elaboración propia⁶



A pesar de que en las mejores prácticas internacionales, la realización de un CBA es una herramienta ampliamente utilizada para analizar la conveniencia de un despliegue de MI (e infraestructura de medición avanzada⁷), dicha práctica en la región de ALC no ha sido tan extendida, como se puede observar en la siguiente Tabla, donde únicamente en 6 países del total de los estudiados de la región de ALC (aproximadamente un 23%), se ha identificado que han realizado un CBA. En cuanto al resto de países es posible que o no se haya realizado el análisis, o que los resultados de un análisis de este tipo no se hayan hecho públicos.

A continuación, como hemos indicado, la siguiente Tabla detalla para los países analizados de la región de ALC, en cuales se ha identificado dicho CBA, y específicamente, para los que se ha identificado de forma pública la realización de un CBA, el año de publicación de dicho análisis, el resultado del mismo y el grado de despliegue de la MI disponible:

⁶ Elaboración propia a partir de la metodología europea publicada en 2012 para la realización de un CBA para el despliegue de la medición inteligente. Fuente: Comisión Europea 2012: Guidelines for cost benefit analysis of smart metering deployment - Publications Office of the EU (europa.eu)

⁷ AMI por sus siglas en inglés.

Tabla 1: Análisis sobre la realización de CBA en los países de ALC para el despliegue de la MI (Organizado por grado de despliegue)

Fuente: Elaboración propia

País	CBA ⁸	Resultado del CBA	Grado de despliegue
Trinidad y Tobago	No disponible	No disponible	94%
Barbados		No disponible	94%
Jamaica	2019	Positivo	39%
Costa Rica	No disponible	No disponible	33%
Uruguay		No disponible	30%
Honduras		No disponible	23%
Chile	2013	No concluyente	9%
Guatemala	No disponible	No disponible	8%
México	2014	Positivo	6%
Colombia	2020	Positivo	4%
Ecuador	No disponible	No disponible	3%
Perú	2019	No concluyente	1%
Paraguay	No disponible	No disponible	< 1%
Brasil	2010	Positivo	< 1%
El Salvador	No disponible	No disponible	< 1%
Argentina			< 1%
República Dominicana			No disponible
Panamá			
Belice			
Nicaragua			
Venezuela			
Bolivia			
Bahamas			
Guyana			
Haití			
Surinam			

⁸ Para los países en los que se ha identificado un CBA para MI, se contempla el último análisis realizado y disponible públicamente para el país y se especifica la fecha en la que fue publicado el documento.

Algunos países y en concreto, **México, Chile y Brasil se adelantaron en la identificación de la necesidad del despliegue de la MI** y realizaron el CBA en los años 2014, 2013 y 2010, respectivamente. No obstante, durante aquellos años, la medición inteligente no tenía la relevancia actual y en dichos países, el análisis realizado no tuvo un gran impacto ya que el grado actual de despliegue de MI observado en dichos países no es relevante.

En este sentido y, dada la capacidad de la tecnología de evolucionar rápidamente, se recomienda a los reguladores y agentes gubernamentales de los países, establecer criterios de actualización para los CBA cada cierto periodo de tiempo con objeto de que los análisis se ajusten a la realidad más reciente del mercado eléctrico y de la medición inteligente.

Es importante destacar que el **resultado del CBA depende directamente de los costos y beneficios que sean considerados durante el análisis.**

A continuación, se examina con más detalle el CBA realizado para la medición inteligente y, más concretamente las partidas de costos consideradas por los 6 países de ALC en los que se han identificado un CBA.

Ilustración 5: Costos considerados en el CBA realizado por los países de ALC

Fuente: Elaboración propia

	Brasil 	Chile 	Colombia 	Jamaica 	México 	Perú 
CAPEX asociado al MI	✓	✓	✓	✓	✓	✓
CAPEX asociado al AMI	✓	✓	✓	✓	✓	✓
OPEX asociado al MI	✓	✓	✗	✗	✗	✓
OPEX asociado al AMI	✓	✓	✗	✗	✗	✓

Las **inversiones iniciales asociadas al despliegue de la MI, particularmente, a los propios contadores inteligentes y a la infraestructura de medición avanzada** asociada a los mismos, fueron considerados por el 100% de los países para los que se ha identificado un CBA. Sin embargo, otras partidas de costos consideradas típicamente en un CBA son **los costos de operación y mantenimiento** relacionados tanto a la MI como a su infraestructura, sin embargo, **únicamente 3 de los 6 países y en concreto, Chile, Brasil y Perú, los han considerado para realizar el CBA.**

En el análisis CBA, la consideración adicional de los costos asociados a la operación y mantenimiento de los medidores inteligentes supone un incremento de los costos totales asociados al despliegue de la MI y, por tanto, hay un impacto directo en el resultado final del CBA, que particularmente, en los países de Chile y Perú resultó en ser no concluyente. Por lo que, la identificación y definición previa de los costos asociados a la MI tiene una gran relevancia en el resultado del análisis, así como las decisiones y desarrollos que puedan derivarse como consecuencia de dicho CBA. Sin embargo, **la no consideración de determinados costos en el análisis CBA puede dar lugar a que durante el despliegue aparezcan costos no planificados y dificultar la implementación en el despliegue de la MI.**

Adicionalmente, **la identificación y evaluación de los posibles beneficios derivados de la MI tiene también una relevancia considerable.** En este sentido, la siguiente ilustración ofrece una visión general de las distintas partidas de beneficios considerados por los países de ALC al realizar un CBA sobre medición inteligente:

Ilustración 6: Beneficios considerados en el CBA realizado por los países de ALC

Fuente: Elaboración propia

	Brasil 	Chile 	Colombia 	Jamaica 	México 	Perú 
Mejora de la gestión de las interrupciones y cortes de suministro	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Reducción de las pérdidas técnicas	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Reducción del costo asociado a la operación y mantenimiento de los contadores	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Ahorro asociado a los trabajos de lectura de los contadores	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Reducción de las pérdidas no técnicas (incluidas las pérdidas asociadas al fraude)	✓	✗	✓	✓	✓	✓
Habilitación de tarifas horarias que permitan eficientar los consumos energéticos	✓	✓	✓	✓	✓	✗
Reducción de la huella de carbono asociada a un mejor aprovechamiento de la energía generada	✓	✗	✓	✗	✓	✓
Habilitación de un desarrollo de un mercado minorista con mayor competencia y la integración de nuevos agentes prestadores	✓	✗	✓	✗	✗	✗
Habilitación de servicios de flexibilidad	✗	✗	✓	✗	✗	✓
Eficiencias en la planificación de inversiones en redes	✗	✗	✓	✗	✗	✓
Habilitación del desarrollo del autoconsumo, comunidades energéticas, al permitir recoger consumos periódicos bidireccionales	✗	✓	✗	✗	✗	✗

En relación con los **beneficios más comunes** que los países de ALC han tenido en cuenta en la realización de los CBA para el despliegue de la MI, están relacionados con, (i) la mejora de la gestión de las interrupciones eléctricas y los cortes de suministro, (ii) la reducción de las pérdidas técnicas, (iii) la reducción del costo asociado a la operación y mantenimiento de los medidores inteligentes, y (iv) el ahorro asociado a los trabajos de lectura de los mismos.

Adicionalmente, 5 de los 6 países (aproximadamente un 83%) que han realizado un CBA sobre la MI, han considerado como posible **beneficio** la reducción de las **pérdidas no técnicas, relacionadas con el fraude y la existencia de mecanismos informales, un factor muy relevante para algunos de los países de ALC, ya que la implementación de la medición inteligente podría permitir la implementación de mecanismos para su rápida detección y consecuentemente, su reducción.** Asimismo, otro beneficio considerado por 5 de estos 6 países ha sido la posibilidad de desarrollar **tarifas eléctricas horarias** que permitan generar señales de mercado adecuadas a los consumidores sobre los periodos de congestión del mercado, incentivando de esta forma una gestión más eficiente de los consumos energéticos por parte de los consumidores finales, y por tanto generar ahorros tanto en costos para el propio sistema eléctrico como para los propios consumidores finales en su factura eléctrica.

Sin embargo, los beneficios asociados con el desarrollo de numerosos servicios que podrían ofrecerse a los consumidores, derivados del desarrollo de la MI, y que permitirían una mayor proliferación de servicios de flexibilidad y mercados más competitivos, con la integración de nuevos agentes energéticos o el desarrollo de nuevos ecosistemas, como puede ser el autoconsumo, solo han sido considerados por una pequeña parte de los países en ALC.

En este sentido, **incorporar al análisis los beneficios asociados con las nuevas tendencias, a las que se aproxima el sector eléctrico y que son una realidad en muchos países, es fundamental para que el CBA considere el entorno actual del sector.**

La habilitación del desarrollo de un mercado minorista con mayor competencia y la integración de nuevos agentes prestadores de servicios energéticos, así como mecanismos que permitan la respuesta a la demanda, son beneficios derivados del despliegue de la medición inteligente que si no se tienen en cuenta a la hora de realizar un CBA **puede suponer un resultado no concluyente o negativo del mismo y dar una señal inadecuada al mercado sobre el impacto del despliegue de la medición inteligente en la red eléctrica del país.**

De los resultados de los diferentes CBA realizados por los países de ALC se puede observar que la no consideración de algunos costos y beneficios puede suponer un impacto relevante en el resultado final del análisis y con ello, la decisión final de incentivar la MI.

Elaborar una estrategia nacional que impulse la definición de un marco regulatorio específico de la MI

La elaboración de una estrategia nacional es una práctica habitual a partir de la cual se establecen las bases que permiten dar respuesta a las necesidades de la MI y, asimismo configurar los cimientos sobre los que se sostendrá el diseño del marco regulatorio que se pretenda desarrollar al respecto. De esta forma, se complementarían y potenciarían los resultados obtenidos en el análisis costo-beneficio que se hubiera realizado.

Debido a la relación directa entre la **medición inteligente, las redes eléctricas inteligentes y la digitalización de las redes**, es común elaborar una estrategia que integre a las tres variables y que dicha estrategia contemple la definición específica de objetivos para lograr el despliegue masivo de la MI.

El **objetivo general** de una estrategia ya sea nacional o regional es **alinearse de forma sistemática las actividades y las capacidades para lograr los objetivos claramente definidos**, en este caso, fomentar el despliegue de la MI. Las estrategias son, por tanto, herramientas útiles desarrolladas por los países para ofrecer un mecanismo que **reúna a los agentes considerados como relevantes, que permitan contribuir a alcanzar metas y objetivos comunes**.

En este sentido, elaborar una estrategia nacional en los países de ALC que incentive el desarrollo de la medición inteligente constituye, entre otros, una fuerte señal de intención política, tanto a nivel nacional como internacional, que justifica la movilización de esfuerzos y recursos, aportando mayor seguridad a las empresas involucradas en el ámbito de la medición inteligente, especialmente sobre las inversiones que se puedan realizar en esta tecnología.

Al reunir la MI a diferentes sectores, incluso países, mediante la definición de estrategias nacionales y regionales en relación con la implementación de la MI, se puede contribuir eficazmente a crear sinergias entre entidades y organizaciones públicas y privadas, para tratar de solucionar el desafío nacional y regional sobre el despliegue de la medición inteligente.

Para ello, es deseable que las estrategias ofrezcan una lógica clara que empiece por **describir las metas generales y finalice definiendo objetivos específicos de despliegue de la medición inteligente**, clarificando la transición que se considere necesaria hacia una red eléctrica inteligente mediante objetivos y medidas de apoyo, actividades, capacidades y tácticas. Es importante destacar que a pesar de que el objetivo general de las estrategias que se definen en relación con la MI, es incentivar su despliegue, la forma en la que se aborda el desafío para cada país o región y, por tanto, las medidas y tácticas que se definen para resolverlo varían en función del contexto específico de cada país o región.

Adicionalmente, las experiencias internacionales derivadas del desarrollo de estrategias en relación con la medición inteligente, las redes eléctricas y la digitalización de las mismas, han resaltado la necesidad de **reevaluar periódicamente las estrategias** una vez definidas. Las **tecnologías de redes inteligentes evolucionan mucho más rápido que los activos de servicios tradicionales** hasta ahora desarrollados en el sector. Por lo que una mejor práctica para el despliegue de redes inteligentes es la evaluación continua de estas tecnologías habilitadoras. Es por ello por lo que, aquellos países que definen una estrategia relacionada con la medición inteligente, típicamente la consideran como **un documento en constante actualización** con objeto de reflejar los cambios y aprendizajes que se van sucediendo a lo largo del tiempo, al igual que podría ocurrir con determinados aspectos relacionados con el **marco regulatorio** de la MI que se establezca.

En la siguiente tabla se muestra el listado de países de ALC que han definido estrategias nacionales sobre medición inteligente, bien de forma específica o circunscritas en una estrategia más amplia de redes eléctricas o su digitalización, así como su año de publicación y el grado de despliegue alcanzado en cada país:

Tabla 2: Países de ALC con una Estrategia Nacional definida que contemple la relevancia de la medición inteligente (Organizado por grado de despliegue)

Fuente: Elaboración propia

País	Grado despliegue	Título de la Estrategia	Año de publicación
Barbados	94%	Política Energética Nacional 2019-2030	2019
Jamaica	39%	JPSCo 5 Year Business Plan (2019-2024)	2019
Costa Rica	33%	Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes 2021-2031	2021
Uruguay	30%	Plan Estratégico de UTE para 2020-2021	2020
Chile	9%	Redes Inteligentes: Oportunidades de desarrollo y estrategia de implementación	2013
México	6%	Programa de Redes Eléctricas Inteligentes	2017
Colombia	4%	Smart Grids: Colombia Visión 2030	2016
Ecuador	3%	Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035	2016
Perú	1%	Propuesta de Marco Normativo para el desarrollo de Redes Eléctricas Inteligentes	2018
Brasil	< 1%	Plan Nacional de Energía - PNE2050	2020
El Salvador	< 1%	Política Energética El Salvador 2020-2050	2020
Panamá	No disponible	Estrategia Nacional de Generación Distribuida	2021
Bahamas	No disponible	The Bahamas National Energy Policy (2013-2033)	2013

En este sentido, se ha identificado que 13 de los países estudiados de ALC (un 50% del total de países estudiados), han definido estrategias y objetivos específicos para incentivar la medición inteligente. La gran mayoría de dichas estrategias surgieron a partir de 2018 y no se ha realizado una actualización de las mismas. En particular, Chile con un grado de despliegue del 9% y Bahamas, con un grado de despliegue no disponible oficial ni públicamente, desarrollaron sus respectivas estrategias en el año 2013, en las cuales ya contemplaban la relevancia de la MI con vistas a un futuro del sector eléctrico en el que las redes eléctricas

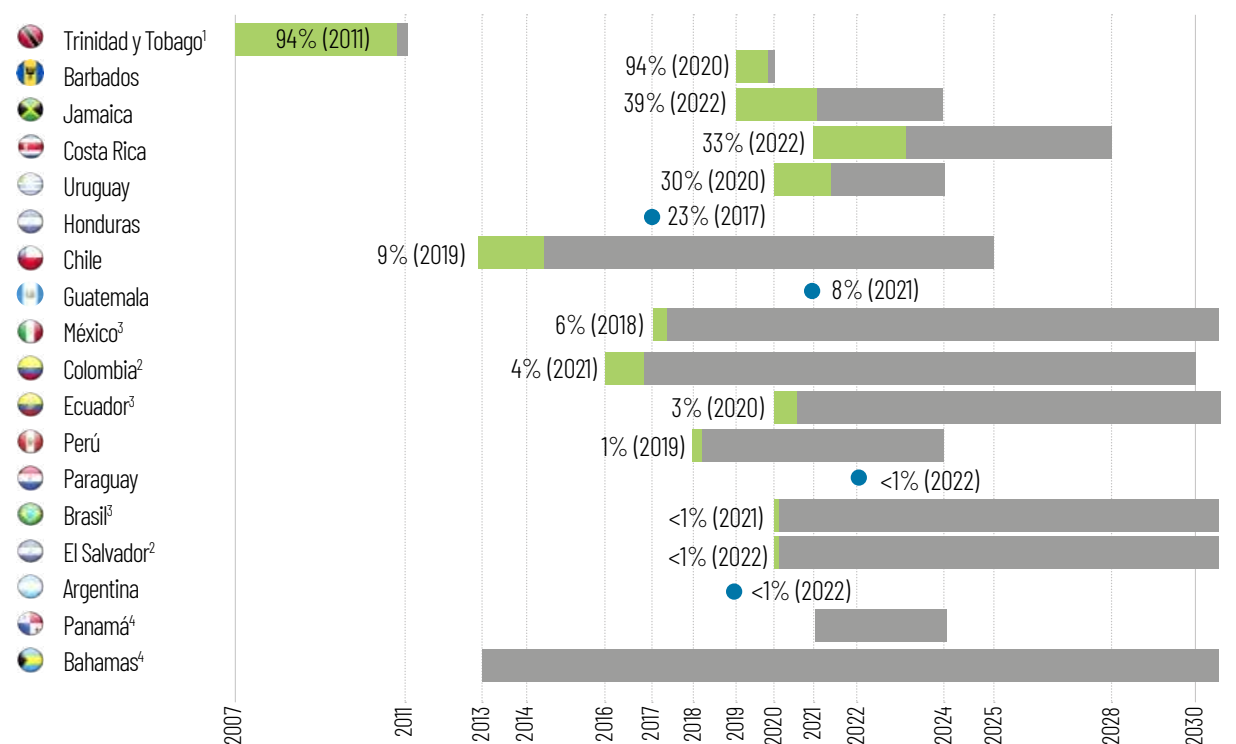
inteligentes tuvieran un papel fundamental. En este sentido, la actualización de dichas estrategias sería recomendable con objeto de poder tener en cuenta los avances en las tecnologías digitales y sus múltiples aplicaciones en las redes y medidores eléctricos.

Asimismo, sólo algunos de los países que han definido una estrategia nacional han realizado un análisis costo-beneficio en relación con un despliegue de MI en el país. De esta forma, como se observa en la Tabla 1 Jamaica, México, Colombia y Brasil obtuvieron un resultado positivo en dicho análisis, obteniendo Chile y Perú un resultado no concluyente.

Adicionalmente, a continuación, la siguiente ilustración presenta para cada país de ALC el grado de despliegue de la MI en relación con el objetivo establecido en la estrategia nacional, en caso de haberse establecido de cada país de ALC que ha definido un objetivo concreto en el despliegue de la MI:

Ilustración 7: Países de ALC con cierto grado de despliegue de MI y objetivos establecidos en las Estrategias Nacionales

Fuente: Elaboración propia



(1) Entre paréntesis se muestra el año del dato
 Todos los planes estratégicos son los actuales

¹ Trinidad y Tobago no tiene un plan estratégico nacional pero sí un proyecto de su empresa eléctrica

² El objetivo de Colombia para el año 2030 es alcanzar un grado de despliegue del 75% de MI.

³ Estos países presentan un plan estratégico de energía como tal y no de MI en particular. Por lo tanto no hay fecha de finalización.

⁴ El dato del grado de despliegue no está disponible de forma pública y accesible.

● Sólo se dispone de información relativa al grado de despliegue

La longitud de las barras indica el período de desarrollo de para la implementación de los MI desde el inicio del plan estratégico hasta la fecha objetivo.

De forma general, las estrategias definidas fijan alcanzar el 100% de despliegue entre los años 2024 y 2030, no obstante, el caso de Colombia es diferente ya que ha definido un objetivo de despliegue del 75% en el año 2030. Teniendo en cuenta que, en 2021, su grado de despliegue era del 4%, serán necesarias adoptar medidas adicionales tanto regulatorias como técnicas que incentiven la implementación de la MI.

Adicionalmente, se puede observar casos especiales en los que países como Honduras (23%), Guatemala (8%), Paraguay (<1%) y Argentina (<1%) han iniciado el despliegue de la MI, pero no han definido unos objetivos específicos nacionales o una estrategia que impulse su implementación. Por otro lado, Trinidad y Tobago con un proyecto definido por su empresa eléctrica en 2007, tiene un grado de penetración del 94% con fecha en 2011. En este sentido, se ha de señalar que las funcionalidades que se definieron en 2007 para considerar a los medidores como inteligentes, únicamente contemplaron que el medidor permitiera las lecturas remotas, sin considerar todas las funcionalidades que se requieren actualmente para alcanzar la MI, dado que dicho proyecto se definió en un periodo temporal anterior al actual desarrollo de las tecnologías que actualmente son conocidas sobre la MI. Es por ello que, en el caso de Trinidad y Tobago, se recomienda actualizar la definición considerada en torno a la MI con el objetivo de adecuarse a las nuevas necesidades en torno a las redes eléctricas digitales.

Otra característica relevante a considerar es si la estrategia nacional que incentiva el despliegue de la MI se engloba en una estrategia de redes eléctricas inteligentes, de digitalización de redes o sobre la transición del sector energético hacia un modelo descarbonizado y renovable. La definición de una estrategia global para el sector energético contemplaría un mayor número de ecosistemas relevantes para el futuro, como la generación renovable, la descarbonización del sector de transporte o la MI, entre otros. Sin embargo, existe el riesgo de que una estrategia global no particularice suficientemente sobre las necesidades específicas de cada ecosistema y en concreto, sobre la medición inteligente, no definiendo objetivos claros en relación con el despliegue de la MI. Este hecho podría explicar que países como México (con un grado de despliegue de la MI de aproximadamente un 6%), Ecuador (con un grado de despliegue de la MI de aproximadamente un 3%), Brasil (con un grado de despliegue de la MI inferior al 1%) o el Salvador (con un grado de despliegue de la MI inferior al 1%), en los cuales se conoce que han definido una estrategia global para el sector energético pero sin embargo no han conseguido la implementación de la MI a gran escala en sus territorios para el sector residencial.

Estructurar mecanismos regulatorios que incentiven el despliegue de la medición inteligente en ALC

Diferentes enfoques regulatorios para incentivar el despliegue de la MI

La elección de los instrumentos legislativos y reglamentarios para promover la medición inteligente depende no sólo del marco jurídico (nacional) y de la fase de liberalización del mercado, sino también de la motivación de los consumidores finales para implementar la MI en los hogares. Este último hecho dependerá directamente de los posibles beneficios y costos económicos que se deriven de la implementación de la MI y que finalmente se trasladen al consumidor final.

El tipo de régimen de medición aplicado (regulado o liberalizado) puede influir en los beneficios reales obtenidos de la medición inteligente y en su rentabilidad como inversión para los agentes

involucrados en el sector. En este sentido, en una amplia parte de los países que han iniciado el despliegue de la medición inteligente, la actividad de medición es regulada, y por ello, sólo algunas empresas están autorizadas a realizarla y su remuneración está sujeta a regulación. En los países con un mercado de medición regulado se definen los ingresos permitidos, los costos del sistema y las correspondientes tarifas de medición tanto para el agente que sufraga los costos como para los usuarios que hacen uso de la MI, entre otros aspectos. Ejemplo de países con un mercado de medición regulado en ALC son Colombia, Perú, Chile, Brasil, México, entre otros.

No obstante, en algunos países, la medición es una actividad competitiva y liberalizada. En estos casos, cualquier agente puede ofrecer el servicio de medición y no existirían unas tarifas de medición reguladas o un mecanismo regulatorio para la recuperación de los costos asociados a la MI. En muchos modelos de mercado existentes, un entorno libre no permitiría garantizar la recuperación de las inversiones realizadas y la obtención de una rentabilidad en todas las situaciones, por lo que podría dificultar el proceso de despliegue, con un alto riesgo para los agentes que quieran participar en este proceso.

Independientemente del régimen de medición adoptado, regulado o liberalizado, las entidades gubernamentales o los reguladores (en el régimen de medición regulado), pueden incentivar o instar a las empresas eléctricas a implementar la medición inteligente en sus redes eléctricas, promulgando un marco regulatorio adecuado que establezca, entre otras iniciativas, un plazo para la sustitución de todos los contadores electromecánicos que hay instalados actualmente por medidores inteligentes.

En este sentido, las entidades gubernamentales y las autoridades reguladoras pueden adoptar diferentes enfoques para lograr el despliegue de la MI. A continuación, se menciona de forma ilustrativa algunas alternativas aplicables, con distintos grados de requerimientos:

1. **Eliminar cualquier obstáculo legal o reglamentario a la medición inteligente**, permitiendo el despliegue de la misma pero no obligando a las empresas involucradas en el sector.
2. **Establecer criterios específicos en torno a servicios que deben realizarse** como por ejemplo, que las facturas mensuales de electricidad se basen en datos horarios medidos, **sin hacer ninguna referencia en particular a las funcionalidades de la medición inteligente**, pero incentivando el despliegue de la misma. De este modo, se logra reforzar la necesidad de la MI para dar el detalle requerido en las facturas, pero sin definir qué tecnologías pueden proporcionar el criterio específico definido.
3. Obligar el despliegue de la medición inteligente mediante la **definición de funcionalidades mínimas** que deben tener los medidores instalados en los hogares. También, se pueden establecer algunos **incentivos o compensaciones económicas** para garantizar la rentabilidad de las empresas responsables de su implementación.
4. **Obligar el despliegue de la medición inteligente sin establecer incentivos o compensaciones económicas.**

Establecer la obligatoriedad del despliegue sin establecer incentivos o compensaciones económicas, no es un instrumento deseable debido a la posibilidad de un descuento social generalizado.

La combinación de algunas de las de las cuatro opciones definidas anteriormente para lograr el despliegue de la medición inteligente, es una opción también válida que podría incentivar el proceso atendiendo a las circunstancias específicas de cada país.

A continuación, en la siguiente tabla se identifican los enfoques regulatorios adoptados por cada país estudiado de ALC, ordenados en función del grado de despliegue de la MI que se ha alcanzado:

Tabla 3: Enfoque regulatorio para incentivar el despliegue de la MI por país de ALC (Organizado por grado de despliegue)

Fuente: Elaboración propia

País	Tipo de despliegue	Responsable del despliegue	Grado de despliegue (%)	
Trinidad y Tobago	DSO	No disponible actualmente	94%	
Barbados	No disponible actualmente		94%	
Jamaica	DSO		39%	
Costa Rica		Obligatorio	33%	
Uruguay		Voluntario	30%	
Honduras		No disponible actualmente	23%	
Chile		Voluntario	9%	
Guatemala			8%	
México		No disponible actualmente	6%	
Colombia		Voluntario	4%	
Ecuador		No disponible actualmente	3%	
Perú		Obligatorio	1%	
Paraguay		No disponible actualmente	No disponible actualmente	< 1%
Brasil		DSO	Obligatorio	< 1%
El Salvador	No disponible actualmente	Voluntario	< 1%	
Argentina	DSO	Obligatorio	< 1%	
Panamá		No disponible actualmente	No disponible actualmente	

País	Tipo de despliegue	Responsable del despliegue	Grado de despliegue (%)
República Dominicana	DSO		
Surinam	No disponible actualmente	No disponible actualmente	No disponible actualmente
Venezuela			
Bahamas			
Belice			
Bolivia			
Guyana			
Haití			
Nicaragua			

En este sentido, se puede observar cómo aproximadamente un 19% de los países estudiados de ALC (Uruguay, Chile, Guatemala, Colombia y El Salvador), establecen un despliegue de la MI en los hogares voluntario, definiéndose explícitamente en todos los casos, excepto en El Salvador, como responsable de dicho despliegue a los distribuidores eléctricos del país. Adicionalmente, aproximadamente un 15% de los países estudiados de ALC han definido la obligatoriedad de implementar medidores inteligentes en todos los hogares, siendo también los responsables de dicho despliegue los distribuidores eléctricos del país.

En este sentido, una de las **ventajas de establecer la voluntariedad de la instalación** de los medidores inteligentes en los hogares, es dar un mayor control y poder de decisión a dichos usuarios por lo que, se reducirán las posibilidades de existir un descontento social contra la instalación de los medidores. La voluntariedad en el despliegue de los medidores se suele implementar cuando **no hay un conocimiento adecuado sobre los beneficios tanto económicos como técnicos que pueden suponer la instalación de la MI en los hogares**, tanto para los usuarios como para el sistema de redes eléctricas del país.

Por el contrario, un despliegue voluntario puede dificultar **alcanzar un objetivo concreto ante una pasividad de los agentes por falta de incentivos robustos**, a la vez, que puede suponer mayores **costos tanto en la comercialización como en la instalación de los mismos**, al no poder acceder a las economías de escala si el número total de medidores inteligentes instalados es reducido.

Adicionalmente, como se puede observar de la tabla anterior, **aquellos países que han iniciado el despliegue han definido, entre otros aspectos, la tipología del despliegue y el agente sobre el que corresponde la responsabilidad de su implementación. Consecuentemente, regular el entorno de la medición inteligente, da una mayor seguridad a los agentes involucrados, incentiva las inversiones económicas y con ello, se logra iniciar su implementación.**

Cabe mencionar que, respecto a los países de ALC estudiados para la elaboración de este informe, únicamente se ha identificado un país (Barbados) que, habiendo definido un objetivo de despliegue para la MI⁹, no habría establecido un enfoque sobre la obligatoriedad del despliegue (obligatorio o voluntario) ni el agente responsable de éste. No obstante lo anterior, tiene la característica de disponer de un único distribuidor eléctrico con la responsabilidad total sobre la explotación del sistema de distribución eléctrica del país, que a su vez sería la responsable de la instalación de los medidores.

Principales áreas identificadas que requieren regulación para garantizar el éxito del despliegue de la MI

A) Funcionalidades técnicas

Por lo que respecta a las cuestiones técnicas, el enfoque más habitual consiste en definir normas o requisitos mínimos relativos al **diseño de los medidores inteligentes**, como por ejemplo, qué variables deben medirse, qué información debe mostrarse localmente, etc., así como, **al funcionamiento del propio medidor**, como por ejemplo, cómo pueden transmitirse los datos, los protocolos de comunicación, la frecuencia de las lecturas del contador, etc.

La **definición de las funcionalidades de los medidores mínimas es un primer paso crítico en el desarrollo del ambiente regulatorio sobre la MI**. Por un lado, el número y el tipo de funcionalidades determinan los beneficios potenciales y, por otro lado, influyen en el costo del sistema de medición inteligente. Es por ello por lo que, en los países con mercados eléctricos regulados, en los que el regulador define los costos asociados a la instalación y operación y mantenimiento de la MI, el **mecanismo de financiación definido debería contemplar adecuadamente el costo total de los mismos con objeto de asegurar su recuperación**.

Incluso en aquellos casos en los que el mercado de la medición inteligente está abierto a la competencia, el establecimiento de requisitos funcionales mínimos o de normas técnicas facilitará la interoperabilidad, permitiendo a los usuarios finales cambiar de proveedor sin enfrentarse a posibles barreras técnicas. Cuando el mercado de la medición está abierto a la competencia, son los proveedores proveedor y los clientes quienes deciden el tipo de contador. Por lo tanto, será necesario definir ciertos niveles de normalización e interoperabilidad entre los dispositivos y sistemas.

⁹ Ver Tablas 15 relativa a las estrategias de despliegue de MI incluida en el Anexo III.

En este sentido, a continuación, se identifican a continuación los países que han definido determinadas funcionalidades mínimas en el entorno de la MI:

Tabla 4: Países de ALC que han definido funcionalidades técnicas mínimas en el entorno de la MI (Organizado por grado de despliegue)

Fuente: Elaboración propia

País	Año de definición de funcionalidades	Grado de despliegue
Trinidad y Tobago	No disponible	94%
Barbados		94%
Jamaica	2021	39%
Costa Rica	2022	33%
Uruguay	2021	30%
Honduras	No disponible	23%
Chile	2019	9%
Guatemala	No disponible	8%
México	2015	6%
Colombia	2018	4%
Ecuador	No disponible	3%
Perú	2017	1%
Argentina	2020	<1%
Brasil	No es pública	<1%
Paraguay	No disponible	<1%
El Salvador		<1%
Panamá	2017	No disponible
Bahamas	No disponible	
Belice		
Bolivia		
Guyana		
Haití		
Nicaragua		
República Dominicana		
Surinam		
Venezuela		

De la tabla anterior se puede observar que únicamente se ha identificado en la fecha de elaboración de este informe que, 10 de los países de ALC (aproximadamente, un 38%) han definido las funcionalidades mínimas requeridas para los medidores inteligentes entre los años 2015 y 2022. En este sentido y dada la actualización y mejora continua de las tecnologías implicadas en el desarrollo de la MI, se recomienda en particular, que los países de México, Panamá y Perú que definieron dichas funcionalidades en los años 2015 y 2017, lleven a cabo una reevaluación de las mismas considerando las tecnologías disponibles en la actualidad. Por otro lado, se ha identificado que Brasil ha definido las funcionalidades de los medidores inteligente con fecha de 2022, no obstante, no se ha podido acceder a dicho documento de forma pública durante la elaboración del presente informe.

En la siguiente ilustración, se identifican cuáles son las principales funcionalidades definidas por aquellos países, con información pública, que sí han definido los requisitos mínimos en torno a la MI:

Ilustración 8: Funcionalidades técnicas consideradas por los países de ALC

Fuente: Elaboración propia

	Argentina	Chile	Colombia	Costa Rica	Jamaica	México	Panamá	Perú	Uruguay
Provee lecturas de energía reactiva	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
Frecuencia de lecturas	✗	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓
Hlstórico almacenado	✓	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✗	✓
Permite lecturas remotas al operador	✗	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓	✓
Permite control remoto de encendido/apagado del suministro	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✗	✓	✓
Permiten una comunicación bidireccional para mantenerlo bajo control	✓	✓	✓	✗	✗	✓	✗	✓	✓
Existen protocolos de seguridad en las comunicaciones	✗	✓	✓	✓	✗	✓	✗	✗	✓
Existen protocolos de detección y prevención de fraude	✗	✓	✓	✓	✗	✓	✗	✗	✓
Permite limitación de consumo/potencia	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✗
Permite modificaciones de las condiciones de acceso	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓

En la ilustración anterior se puede observar cómo 8 de los 9 países a los que se ha podido acceder a información pública, han considerado que los MI deberán proveer de lecturas de la energía reactiva. El objetivo de incorporar dicha funcionalidad principalmente es apoyar la definición de tarifas que incorporen cargos por energía reactiva (o penalizaciones) con objeto de reflejar el impacto en la red de un factor de potencia deficiente y/o fomentar la corrección de dicho factor de potencia. Las siguientes funcionalidades que han sido definidas por 7 de los países estudiados son: (i) definir la frecuencia de las lecturas de los MI con obje-

to de incorporar tarifas con discriminación horaria así como para incentivar la respuesta a la demanda; (ii) disponer de un histórico almacenado de las lecturas con objeto de poder realizar curvas de carga de los clientes y diseñar tarifas eléctricas ajustadas a los perfiles de los consumidores; (iii) permitir las lecturas remotas al operar para incentivar la reducción de los costos asociadas a la lectura de los mismos y para favorecer la digitalización del sistema de facturación de la electricidad y, (iv) permitir el control remoto del encendido/apagado del suministro con objeto de facilitar el equilibrio entre oferta y demanda de electricidad, para garantizar que se mantengan la tensión del sistema dentro de los límites permitidos y/o para maximizar los factores de carga (y los factores de pérdida de carga) y con ello, minimizar pérdidas y optimizar la utilización de la red.

Adicionalmente a las funcionalidades técnicas consideradas en la ilustración anterior, una práctica habitual en materia regulatoria, en un contexto internacional, es la definición de unas funcionalidades mínimas en relación con las características del medidor, la seguridad del suministro, la operación y otros aspectos comerciales, funcionalidades que son necesarias para la operación por parte del distribuidor y para el cliente final.

En la siguiente tabla se muestran las principales funcionalidades técnicas que han sido identificadas durante el estudio de los marcos regulatorios definidos en otros países a nivel internacional:

Tabla 5: Principales funcionalidades técnicas definidas en los marcos regulatorios de los países

Fuente: Elaboración propia

Funcionalidades	
Características del medidor	Almacenamiento interno de datos
	Capacidad de integrar medidas de diferentes servicios
	Sincronización de tiempo del medidor
	Configuración remota del medidor
	Ajuste de parámetros como intervalos de lectura, tarifas y duración de periodos, etc.
	Actualización remota del medidor (Software, firmware, etc.)
Seguridad	Prevenir y detectar fraudes en el suministro y la manipulación del equipo
	Soportar comunicaciones de datos seguras

Funcionalidades	
Operador de medición	Permitir la lectura remota del medidor
	Comunicación bidireccional entre el medidor y otros elementos
	Proporcionar medidas de la calidad de potencia
Aspectos comerciales del suministro de energía	Aceptar sistemas de tarificación avanzados
	Suministro del servicio a través de sistemas Prepago
	Conexión/desconexión remota del suministro y/o la limitación del flujo o potencia
Generación distribuida	Medición bidireccional de energía (Importación/exportación de energía)
Cliente	Acceso del usuario a la información del medidor
	Integrar soluciones para permitir actuaciones de Respuesta a la demanda

Dadas las particularidades tanto técnicas y económicas de cada país de ALC estudiado, la definición o actualización del marco regulatorio que establezca las funcionalidades mínimas en torno a la MI, deberá considerar las necesidades y beneficios generales que se persiguen conseguir con la MI, el flujo de datos que se quiere disponer y las partes implicadas, así como, el impacto que supondrá implementar dichas funcionalidades.

B) Propiedad de los medidores inteligentes

En la mayoría de los países, la propiedad del medidor instalado para realizar las lecturas de consumos corresponde al distribuidor eléctrico. Sin embargo, existen diferentes posibilidades según el país, por ejemplo, el medidor puede ser propiedad del distribuidor eléctrico, del comercializador, de la empresa de medición o del consumidor final. La definición del propietario del medidor es una decisión que puede influenciar significativamente la inversión en la MI y con ello el grado de despliegue que pueda alcanzarse en el país. Por ejemplo, cuando el contador pertenece al consumidor final puede dar lugar a que el consumidor no esté dispuesto a cambiar su medidor ni a hacerse responsable del costo asociado a su implementación y operación. Es por ello que, a la hora de definir el marco regulatorio en relación con la propiedad del medidor inteligente, será clave considerar la opinión de los agentes involucrados en el sector de la MI, así como, definir el mecanismo de financiación de los mismos.

En la siguiente tabla, se muestra quien es el responsable de la propiedad de los medidores inteligentes en los países de ALC que han sido estudiados:

Tabla 6: Responsable de la propiedad de los medidores inteligentes en los países de ALC
(Organizado por grado de despliegue)

Fuente: Elaboración propia

País	Responsable de la propiedad del medidor	Grado de despliegue (%)
Trinidad y Tobago	Distribuidor eléctrico	94,12
Barbados	No disponible actualmente	94
Jamaica	Distribuidor eléctrico	39,3
Costa Rica		33,23
Uruguay		30,08
Honduras		23,23
Chile		8,85
Guatemala		8,42
México		5,63
Colombia		3,92
Ecuador		3,12
Perú		1,31
Paraguay		No disponible actualmente
Brasil	Distribuidor eléctrico	0,52
El Salvador	No disponible actualmente	0,45
Argentina	Distribuidor eléctrico	0,16
Panamá		No disponible actualmente
República Dominicana		
Bahamas		
Belice		
Bolivia		
Guyana		
Haití		
Nicaragua		
Surinam		
Venezuela		

En general como se puede observar en la tabla, se ha identificado que 15 países del total de países estudiados de ALC (aproximadamente, el 58%) han definido quién es el responsable de la propiedad del medidor inteligente. Dicha responsabilidad, en estos casos, ha sido asignada al distribuidor eléctrico, de forma consistente con los marcos regulatorios exitosos desarrollados en otras experiencias internacionales, donde el distribuidor eléctrico se define de forma generalizada tanto como propietario como responsable del despliegue de la MI. **Establecer criterios que aporten homogeneidad en las responsabilidades facilita la toma de decisiones y, por tanto, facilita el despliegue de la MI en la red eléctrica de los países.**

C) Mecanismo de financiación de los medidores y la infraestructura asociada a la MI.

Definir el mecanismo regulatorio para financiar la MI es uno de los aspectos de mayor relevancia para conseguir el éxito en el despliegue de la misma. Por ello, diseñar y definir regulatoriamente la estructura que soporte los costos económicos que conlleva la MI ya sea mediante tarifas, subvenciones de los gobiernos y/o incentivos bien diseñados, será crucial para garantizar el despliegue a gran escala en los países y con ello la transición hacia las redes eléctricas inteligentes.

A continuación, se detallan algunos de los **principales principios básicos que se contemplan en los esquemas de financiación y su estructuración regulatoria, adoptados en numerosos países en torno a la MI:**

- **Eficiencia económica:** Incentivar el mejor empleo posible de recursos económicos, al mínimo costo. En este sentido, el análisis costo-beneficio que se realice deberá reflejar los costos incurridos asociados a los propios medidores, los costos por operación y mantenimiento de los mismos, así como los costos para el sistema eléctrico que conlleva la MI, entre otros
- **Equidad:** No discriminación en la asignación de los costos para los usuarios que utilicen el sistema eléctrico de forma semejante. De este modo, el mecanismo de financiación se ajustará a los costos y beneficios que cada usuario perciba.
- **Equilibrio financiero:** el mecanismo financiero debe ser capaz de garantizar que todos los costos sean cubiertos para evitar costos hundidos para el sistema eléctrico y que los agentes que participen en el despliegue de la MI tengan resultados económicos favorables sobre las inversiones realizadas.
- **Simplicidad y transparencia:** Diseñar un mecanismo regulatorio simple, de manera que pueda ser comprendido por los usuarios finales. La aceptación social de la MI es un elemento clave para asegurar el despliegue de la misma, por lo que la forma en la que se

financie a los medidores inteligentes y la infraestructura de medición avanzada asociada a los mismos deberá ser comunicada a los usuarios de forma fácil y sencilla para conseguir su aceptación.

- **Estabilidad:** Conservar la estructura de financiación del despliegue de la MI durante un tiempo razonable evitando los cambios a corto plazo. Esto supone para los agentes involucrados en el despliegue de la medición inteligente, percibir seguridad jurídica y con ello, la posibilidad de planificar a medio y largo plazo las inversiones necesarias para implementar la MI en el sistema eléctrico.

Es importante destacar y como se observará también en el caso de los países de ALC, que la elección e implementación del mecanismo de financiación de la MI en cada país, es particular y característico de cada uno, de forma que no existe una única solución a implementar en todos los países. No obstante, se ha identificado que la mayoría de los países **sí diseñan los mecanismos financieros para que los beneficios generales** de la MI como la mejora de la calidad y la confiabilidad del suministro, los menores costos operacionales, los beneficios ambientales de aplicar la eficiencia energética, entre otros, **sean percibidos por la totalidad de los usuarios que resultarán beneficiados de forma directa o indirecta**, por lo que **el costo del despliegue de la medición inteligente debe ser asumido en cierta medida, por el conjunto de consumidores.**

Generalmente, los mecanismos financieros más utilizados para soportar los costos de la MI son mediante: (i) financiado o subvencionado total o parcialmente por el gobierno u otras administraciones públicas; (ii) incentivos económicos y fiscales: impuestos o exenciones fiscales, (iii) retribución mediante tarifas eléctricas o tasas/tarifas específicas a los usuarios, o (iv) sufragado el costo directamente por los consumidores finales.

A continuación, se muestra en la siguiente tabla el mecanismo financiero identificado y definido en cada país en el despliegue de la MI, así como la opción elegida entre la obligatoriedad y voluntariedad en el despliegue y por último, el grado de implementación de la MI en cada país de ALC:

Tabla 7: Mecanismos de financiación definidos en cada país de ALC
(Organizado por grado de despliegue)

Fuente: Elaboración propia

País	Tipo de despliegue	Mecanismo financiero ¹⁰	Grado de despliegue
Trinidad y Tobago	No disponible actualmente	Retribución - VAD	94,12
Barbados	No disponible actualmente	No disponible actualmente	94,00
Jamaica		Cliente	39,30
Costa Rica	Obligatorio	Retribución - VAD	33,23
Uruguay	Voluntario		30,08
Honduras	No disponible actualmente	Cliente	23,23
Chile	Voluntario	Retribución - VAD	8,85
Guatemala			8,42
México	No disponible actualmente	No disponible actualmente	5,63
Colombia	Voluntario	Retribución - VAD	3,92
Ecuador	No disponible actualmente		3,12
Perú	Obligatorio		1,31
Paraguay	No disponible actualmente	No disponible actualmente	< 1%
Brasil	Obligatorio		< 1%
El Salvador	Voluntario		< 1%
Argentina	Obligatorio		< 1%
Panamá	No disponible actualmente	Retribución - VAD	No disponible actualmente
República Dominicana		Retribución - VAD	
Bahamas		No disponible actualmente	
Belice			
Bolivia			
Guyana			

¹⁰ Cliente: sufragado el costo directamente por los consumidores finales; Retribución - VAD: Contemplado en la base de activos regulados de la empresa distribuidora o el valor agregado de distribución

País	Tipo de despliegue	Mecanismo financiero ¹⁰	Grado de despliegue
Haití	No disponible actualmente	No disponible actualmente	No disponible actualmente
Nicaragua			
Surinam			
Venezuela			

Como se puede observar de la tabla anterior, de los 12 países en los que se ha identificado, a partir de información pública, la regulación de un mecanismo de financiación específico, solamente en 2 de ellos (Honduras y Jamaica) se ha establecido que el costo debe ser sufragado directamente por el cliente final. Por otro lado, los 10 países restantes (aproximadamente, un 83% de los 12 países con mecanismo de financiación identificado) han definido que los costos de la MI serán recuperados en la retribución percibida por los distribuidores, siendo voluntario el despliegue de la MI en 4 de los países y en 2 obligatorio, no identificándose el esquema de obligatoriedad en el despliegue que adoptado en 4 de ellos.

En la siguiente tabla, se muestra la relación entre la definición de la propiedad del medidor y el mecanismo financiero definido para costear el despliegue de la MI:

Tabla 8: Propiedad del medidor y mecanismos de financiación definidos en cada país de ALC

Fuente: Elaboración propia

País	Propiedad del medidor	Mecanismo financiero
Argentina	Distribuidor eléctrico	No disponible actualmente
Bahamas	No disponible actualmente	
Barbados		
Belice		
Bolivia		
Brasil	Distribuidor eléctrico	Retribución - VAD
Chile		
Colombia		
Costa Rica		
Ecuador		
El Salvador	No disponible actualmente	No disponible actualmente
Guatemala	Distribuidor eléctrico	Retribución - VAD
Guyana	No disponible actualmente	No disponible actualmente

País	Propiedad del medidor	Mecanismo financiero
Haití	No disponible actualmente	No disponible actualmente
Honduras	Distribuidor eléctrico	Cliente
Jamaica		
México		No disponible actualmente
Nicaragua	No disponible actualmente	No disponible actualmente
Panamá	Distribuidor eléctrico	Retribución - VAD
Paraguay	No disponible actualmente	No disponible actualmente
Perú	Distribuidor eléctrico	Retribución - VAD
República Dominicana		
Surinam	No disponible actualmente	No disponible actualmente
Trinidad y Tobago	Distribuidor eléctrico	Retribución - VAD
Uruguay		
Venezuela	No disponible actualmente	No disponible actualmente

Como se puede observar en la tabla anterior, los 10 países que han establecido que los costos de la medición inteligente serían recuperados en la retribución percibida por los distribuidores eléctricos, han definido de forma generalizada, que la propiedad del medidor inteligente recaería sobre del distribuidor eléctrico. Y, adicionalmente, en los 2 de países que han establecido que los costos sean sufragados por el cliente final directamente, Honduras y Jamaica, también han establecido que la propiedad recaería sobre el distribuidor eléctrico. En este sentido, se puede observar que la tendencia generalizada en los países de ALC es definir al distribuidor eléctrico como propietario del medidor inteligente independientemente del mecanismo financiero que se establezca.

Esta diferenciación en esquemas de financiación también se puede observar a nivel internacional, si bien en muchos casos se adoptan mecanismos regulados para sufragar estas instalaciones, el éxito del esquema aplicado en cada país dependerá, entre otros aspectos, de la adaptación de estos esquemas a las necesidades específicas de cada país, los beneficios esperados a percibir por parte de los usuarios y la percepción de éstos en relación con el despliegue.

Para ello, la realización del análisis CBA que supone el despliegue de la MI en el país, así como la elaboración de una estrategia nacional que fije objetivos específicos de despliegue, serán herramientas clave que permitirán identificar que mecanismo de financiación es más acorde a la realidad de cada país.

Experiencias y lecciones aprendidas

La forma en la que se impulsa el despliegue de la MI y quién es el responsable de su implementación son consideraciones clave que deberán decidir los responsables del Gobierno y supondrán el éxito o el fracaso del despliegue nacional de la MI. A alto nivel, los responsables del Gobierno pueden decidir el **grado de obligación en la instalación de un medidor inteligente**, es decir si todos los clientes finales deberán tener un medidor inteligente instalado o si los clientes finales pueden elegir aceptar o rechazar la instalación de los mismos. Un despliegue obligatorio tiene típicamente la ventaja de conseguir una alta eficiencia de costos en la instalación y facilitará que la infraestructura asociada a las comunicaciones sea eficaz y bien dimensionada. Sin embargo, un despliegue voluntario, supone abordar desafíos tanto técnicos como económicos, pero proporciona un enfoque donde el consumidor tiene libertad de elección y, por tanto, no generará posibles barreras de aceptación social hacia la MI.

En relación con la **responsabilidad de la implementación** de la MI, se han identificado típicamente tres opciones generalizadas: los distribuidores eléctricos como proveedores de contadores inteligentes (Texas), la aparición de nuevos agentes regulados especializados en medición inteligente (Francia), o el minorista o comercializador eléctrico como requisito de servicio competitivo (Reino Unido).

Otro aspecto relevante que deberá considerarse en el proceso de despliegue de la MI, es **cómo financiar este despliegue** y quién asumirá en última instancia el nuevo costo. Los esquemas de financiación de las tecnologías del entorno de la MI más generalizados son: financiado o subvencionado por el gobierno (Francia), pagado por los comercializadores eléctricos, lo que ha supuesto un aumento en las tarifas finales aplicadas a los clientes (UK) o pagado por el usuario final mediante una tasa específica (Texas).

América Latina y Caribe

La región, como se ha visto, presenta heterogeneidades en cuanto al grado de desarrollo de implementación de la MI. Actualmente, hay países con estudios de CBA, planes estratégicos y proyectos piloto desarrollados o en desarrollo, que aún no han logrado el despliegue de la MI en gran parte de su territorio. Un ejemplo de esto es Brasil cuyo despliegue se encuentra en niveles muy bajos todavía. A pesar de esto, podemos decir que más de la mitad de los países analizados ya han iniciado el camino para el despliegue de la MI, han realizado un análisis CBA, han publicado un plan estratégico que contemple unos objetivos específicos marcados en torno a la MI o han desarrollado el marco regulatorio que incentive la MI. Adicionalmente, también es importante valorar la capacidad necesaria para llevar a cabo la implementación de la MI. En este sentido, países del Caribe como Trinidad y Tobago, con poca población y con un nivel medio alto de renta per cápita, en relación con otros países de su entorno, presentan una penetración del 94% de la MI. La capacidad económica de dichos países podría explicar el grado de penetración elevado que dispone Trinidad y Tobago¹¹.

En lo relativo a la regulación, también existen diferencias entre países. Mientras algunos han seguido el ejemplo de países desarrollados y han implementado regulación nueva para adaptarse a los desafíos exigidos, otros han adaptado cierta normativa que deja aun sin definir determinados aspectos de relevancia, como por ejemplo las responsabilidades en torno a la protección de datos. En este sentido, queda aún por desarrollar, por parte de muchos de los países de ALC, normativa que se adapte a los cambios que el mercado exige en torno a la MI.

El caso de Chile

Un caso particular de todos los países de ALC es el de Chile, que destaca por dos motivos. Por un lado, es el país con mayor preparación de cara a un despliegue masivo de la medición inteligente: cuenta con un CBA, ha establecido una estrategia y ha realizado amplios desarrollos regulatorios en la materia, incluyendo una normativa técnica que define todos los parámetros que ha de cumplir un medidor inteligente. Por otro lado, no ha comenzado aún el despliegue masivo de toda la infraestructura, más allá de proyectos piloto de algunas distribuidoras como Enel, que ya ha instalado 250.000 medidores en Santiago de Chile a fecha de 2019.

Es posible que una de las razones por las que aún no se haya iniciado de forma masiva este despliegue sea el proceso judicial al que está sometida la Ley N.º 21.076 de febrero de 2019 por la que se «Modifica la Ley General de Servicios eléctricos para imponer a la empresa

¹¹ Trinidad y Tobago con un proyecto definido por su empresa eléctrica en 2007, tiene un grado de penetración del 94% con fecha en 2011. En este sentido, se ha de señalar que únicamente se contempló que el medidor permitiera las lecturas remotas, sin considerar todas las funcionalidades que se requieren actualmente para considerar un medidor como inteligente.

distribuidora de energía la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización de las instalaciones por fuerza mayor» así como otras resoluciones de la CNE. Dicha ley incorpora un nuevo artículo 139 bis que dispone que el empalme y el medidor son parte de la red de distribución y, por tanto, de propiedad y responsabilidad de la concesionaria del servicio público de distribución o de aquel que preste el servicio de distribución.

Sin embargo, por lo anterior, y según el diseño regulatorio eléctrico de Chile, la remuneración de las instalaciones eléctricas efectuadas por las empresas de distribución eléctrica – incluyendo las relativas a los sistemas de medición inteligente SMMC – se trasladan en las tarifas eléctricas de los consumidores. Esto generó un gran descontento social, lo que significó la paralización del despliegue de los medidores inteligentes retrasando así el cumplimiento del objetivo nacional que había establecido el Gobierno.

A pesar de todo, se optó por hacer voluntaria la instalación de los nuevos medidores y se actualizaron los objetivos del país, que a día de hoy son de completar el despliegue para finales de 2025, pasando por un 30% de implementación en 2023 y un 60% en 2024, hasta superar la cifra de más de 6 millones de unidades instaladas a finales del año 2025.

Otras regiones

A) Europa

La Unión Europea en 2009 se estableció como meta alcanzar el 80% de consumidores con medidores inteligente en el año 2020. En su “Paquete de medidas energéticas limpias” se regularizaron ciertas medidas como las características que debían tener los MI o cómo tratar la protección de datos.

Como un paso previo al despliegue de la MI y la estructuración de un marco regulatorio que lo definiera en cada país, se solicitó a los países miembros que realizaran un CBA para conocer la viabilidad del proyecto. Sin embargo, a pesar de que se estableció la metodología para desarrollar los CBA, no se especificó un detalle de los costos asociados al CAPEX y OPEX, que se deberían contemplar para la realización del estudio. En este sentido no todos los países consideraron los mismos CAPEX y OPEX, dando lugar a heterogeneidad en los resultados de los CBA.

Si observamos la siguiente tabla, podemos ver el resultado de los CBA y la fecha de realización de cada país:

Tabla 9: Resultados del último CBA realizado por países de la UE y su resultado

Fuente: Comisión Europea (datos actualizados a 2019) y elaboración propia

Países	CBA Resultado	CBA Fecha
Alemania*	Negativo	2013
Austria	Negativo	2010
Bélgica*	No concluyente	2017
Bulgaria	Negativo	2013
Chipre	Positivo	2014
Croacia	Positivo	2017
Dinamarca	Positivo	No disponible
Eslovenia	Positivo	2014
España	No disponible	No disponible
Estonia	Positivo	2011
Finlandia	Positivo	2008
Francia*	Positivo	2013
Grecia	Positivo	2012
Hungría*	No disponible el resultado[1]	2018
Irlanda*	Positivo	2017
Italia*	Positivo	2014
Letonia*	Positivo	2017
Lituania*	No concluyente	2018
Luxemburgo*	Positivo	2016
Malta	No disponible	No disponible
Países Bajos	Positivo	2010
Polonia*	Positivo	2014
Portugal*	Positivo	2015
República Checa*	Negativo	2016
República Eslovaca*	No concluyente	2013
Rumanía	Positivo	2012
Suecia	Positivo	2015

*Estos países cuentan con más de un análisis CBA, se muestra el resultado y año del último disponible

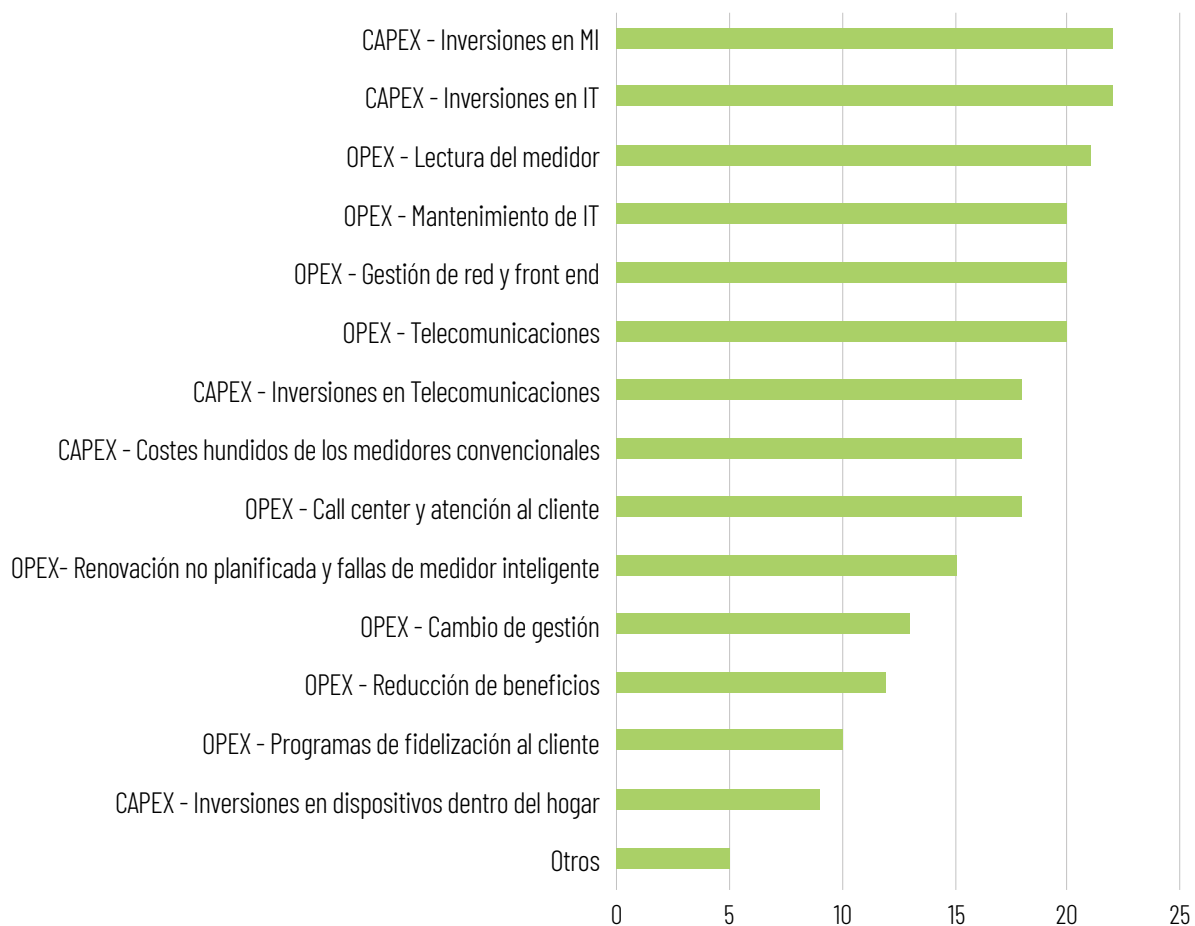
¹² De acuerdo a la fuente de los datos, Hungría a fecha de 2013 realizó el primer análisis CBA cuyo resultado fue no concluyente. Posteriormente en 2018, realizó de nuevo un CBA en el cual se conoce los costos y beneficios que fueron considerados para realizar dicho CBA pero el resultado final se desconoce.

En la tabla anterior podemos ver cómo sólo en dos países no se conocería públicamente la realización de un análisis CBA. No obstante, España, que está entre estos dos países, ya había empezado el despliegue en 2008, un año antes de que la UE decretara la realización del mismo. Es por ello que, no existe un CBA con análisis exhaustivo para dicho país. Además, 17 de los 27 países habrían obtenido un resultado positivo. Una de las razones por las que Europa tiene un grado de despliegue alto (como se ha mencionado antes en este informe), es el hecho de que muchos de sus países habrían realizado revisiones sobre su análisis CBA inicial, ajustándose a la recomendación por parte de la Comisión Europea de revisar el resultado del análisis CBA cada 4 años, o con mayor frecuencia, en respuesta a importantes cambios en sus suposiciones y desarrollos tecnológicos y de mercado. En concreto, 13 de los 27 países habrían actualizado su CBA.

A continuación, en la siguiente gráfica se muestra la tipología de costos y cuantos países los consideraron para realizar el CBA sobre los MI:

Gráfica 5: Costos considerados en el CBA realizado por los países de Europa

Fuente: Elaboración propia a partir del documento Benchmarking smart metering deployment in the EU-28 (2019)¹³



¹³ De acuerdo con la fuente de los datos, no se conocen los costos considerados en el CBA realizado para los siguientes países: Eslovenia, Finlandia y Dinamarca. Asimismo, no se dispone de un CBA de España y Malta. En el caso de Hungría, no se conoce el resultado del análisis, pero sí los costos y beneficios que consideraron para realizar el CBA en 2018.

Sin considerar el CAPEX asociado con “Otros”, que incluye típicamente aspectos muy concretos de cada país, la categoría de CAPEX relativa a “Inversiones en dispositivos dentro del hogar”, considerada por 9 países, ha sido la categoría de CAPEX menos considerada por los países que han realizado un CBA (aproximadamente el 41% de los países de la UE considerados en este análisis). Por otra parte, los costos asociados con “Inversiones en MI” y con “Inversiones en IT” han sido considerados por la totalidad de los países de los que se dispone información. Cabe resaltar que, de las 15 categorías detalladas, 9 han sido consideradas por más de 18 países, lo que denota una gran homogeneidad en el territorio de la UE y un análisis muy exhaustivo por sus países miembro, lo que ha derivado en la mayor parte de los casos a resultados positivos que ha permitido un despliegue bastante amplio si los comparamos con otros países de ALC.

Asimismo, en el año 2012, la Comisión Europea elaboró un documento en el que recomendaba 10 funcionalidades mínimas que los países podrían considerar en la implementación de sistemas de MI¹⁴. A continuación, se detallan estas funcionalidades mínimas identificadas:

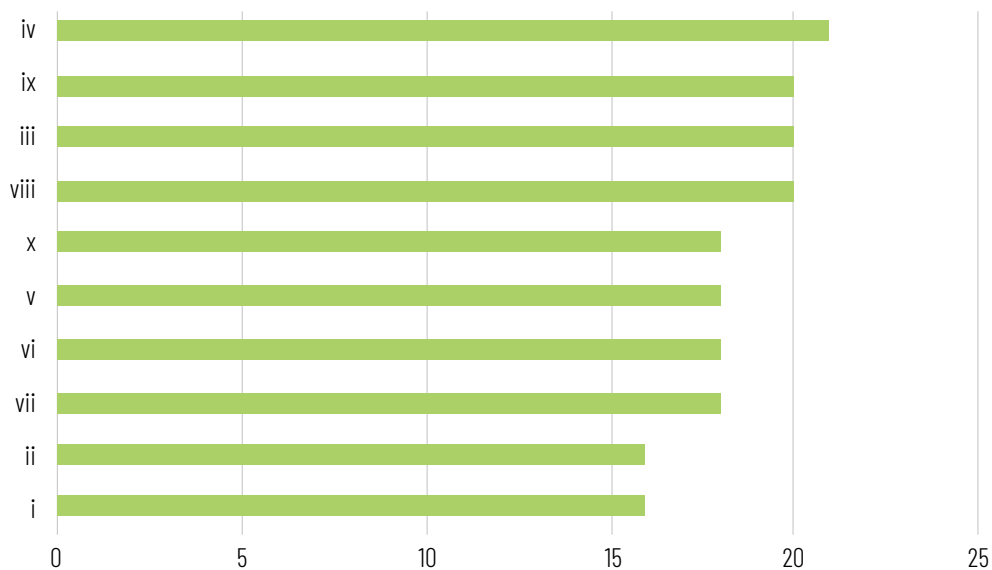
- i) Proporcionar lecturas directamente al cliente y a cualquier tercero designado por el consumidor.
- ii) Actualizar las lecturas mencionadas en el punto (i) con la frecuencia suficiente para permitir que la información se utilice para lograr ahorro de energía.
- iii) Permitir la lectura remota de medidores por parte del operador.
- iv) Proporcionar comunicación bidireccional entre el sistema de medición inteligente y las redes externas para el mantenimiento y control del sistema de medición.
- v) Permitir que se tomen lecturas con la frecuencia suficiente para que la información se utilice para la planificación de la red.
- vi) Ofrecer un sistema avanzado de tarifas.
- vii) Permitir el control remoto de encendido/apagado del suministro y/o limitación de flujo o potencia.
- viii) Proporcionar comunicaciones seguras de datos.
- ix) Prevención y detección del fraude.
- x) Proporcionar importación/exportación y medición reactiva.

En el siguiente gráfico podemos observar cuántos países, de los 27, habrían adoptado estas 10 recomendaciones. No obstante lo anterior, no todos los países que han definido estas funcionalidades han realizado un CBA, como es el caso de España y Malta. O por el contrario, no todos los países que han realizado un CBA han contemplado estas funcionalidades en torno a la MI, como es el caso de países como Bulgaria, Chipre, Dinamarca, Hungría y República Checa.

¹⁴ Fuente: 2012/148/UE: Recomendación de la Comisión, de 9 de marzo de 2012, sobre los preparativos para el despliegue de sistemas de contadores inteligentes.

Gráfica 6: Funcionalidades técnicas consideradas por los países de la Unión Europea

Fuente: Elaboración propia a partir del documento Benchmarking smart metering deployment in the EU-28 (2019)¹⁵



Aunque se puede observar una adopción generalizada de funcionalidades homogéneas por todos los países de la UE, aproximadamente 16 países han adoptado la totalidad de las funcionalidades recomendadas. La funcionalidad considerada por más países es la “iv) Proporcionar comunicación bidireccional entre el sistema de medición inteligente y las redes externas para el mantenimiento y control del sistema de medición”. Las funcionalidades ix), iii), x) y viii) han sido consideradas por 20 países.

Además, cabe resaltar que Europa ha llevado un seguimiento bastante exhaustivo del grado de despliegue. En este sentido, en el año 2019¹⁶, entre los países más demorados en la implementación, se encontraban Grecia, Rumanía y Hungría. En el otro extremo, los países que más habían avanzado eran Italia y España con más del 90% de despliegue y Suecia con el despliegue completado al 100%. Cabe resaltar que, la Comisión Europea con objeto de revisar el objetivo de alcanzar el 80% consumidores con medidores inteligente en el año 2020, en 2019 aprobó un nuevo paquete de medidas con objeto de fomentar el despliegue de la MI en aquellos países que aún no habían alcanzado sus objetivos.

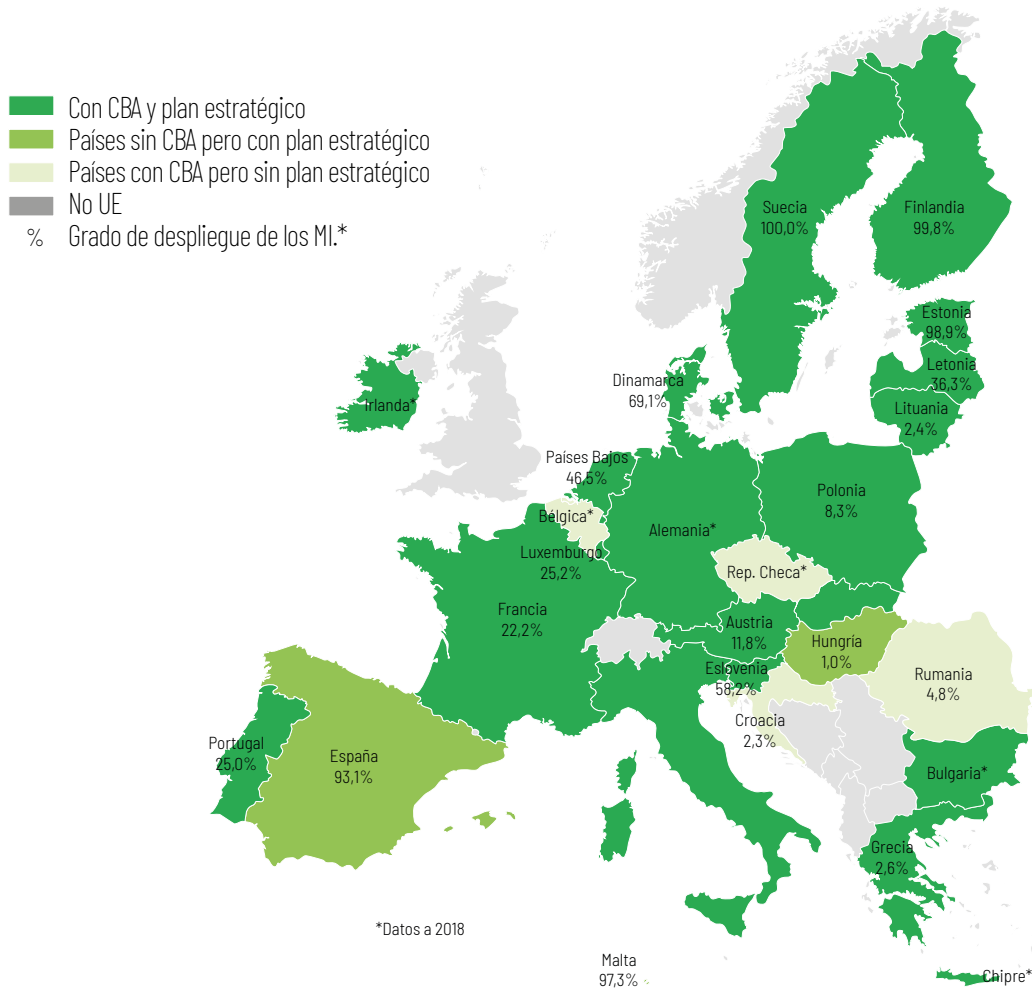
Con objeto de ilustrar el esfuerzo realizado en el territorio de la UE en materia de MI, a continuación, se puede observar el grado de despliegue en MI que presentaban los países de la UE en el año 2018, así como aquellos países que ya habían desarrollado un análisis CBA y/o un Plan Estratégico al respecto.

¹⁵ De acuerdo con la fuente de los datos, no se conocen las funcionalidades de los medidores considerados en el CBA realizado para los siguientes países: Bulgaria, Chipre, Dinamarca, Hungría y República Checa.

¹⁶ Benchmarking smart metering deployment in the EU-28 (2019).

Ilustración 9: Grado de despliegue de MI en los países europeos

Fuente: Elaboración propia a partir del documento Benchmarking smart metering deployment in the EU-28 (2019)¹⁷



Del caso europeo podemos resaltar que, si bien la gran mayoría de los países han adoptado planes estratégicos y realizado un análisis CBA, algunos países se han encontrado con dificultades en su implementación, con resultados no tan positivos, como es el caso de Francia cuyo caso detallamos más adelante.

C) Francia

El modelo francés tiene muchas similitudes con el ejemplo mencionado de Texas en relación con la implementación de la MI. En 2010, el Gobierno francés publicó el decreto¹⁸ que serviría para incentivar el despliegue de los medidores inteligentes y asignó la responsabilidad de la instalación de los mismos a una única empresa¹⁹ (Enedis), creada por EDF²⁰, la cual desarrolló y ejecutó un programa desde 2015 a 2021 para lograr la modernización de la red de distribución eléctrica con la sustitución de los medidores tradicionales por inteligentes en Francia²¹.

¹⁷ De acuerdo con la fuente de los datos, se ha identificado con un "*" a aquellos países para los cuales se desconoce el grado de despliegue de los MI.

¹⁸ Decreto n° 2010-1022 de 31 de agosto de 2010 relativo a los dispositivos de medida en las redes públicas de electricidad de conformidad con el IV del artículo 4 de la ley n° 2000-108 de 10 de febrero de 2000 relativa a la modernización y desarrollo del servicio público de electricidad.

¹⁹ Enedis, que anteriormente se llamó ERDF (Distribución de la red de electricidad de Francia).

²⁰ Électricité de France.

²¹ Smarter Together - Report on deployment of Linky smart power meters in the area - D3.4.2 - Version 2.0 - 07/01/2019

El costo del programa y con ello, la instalación de los medidores inteligentes fue responsabilidad de Enedis, cuyo costo fue financiado tanto por EDF como por fondos públicos europeos.

Paralelamente, en una deliberación de diciembre de 2020, la CRE²² aprobó un incremento de las tarifas a aplicar por Enedis, que supondría un incremento en la factura anual eléctrica de los consumidores. Este hecho se percibió por parte de los consumidores como un costo asociado a la instalación de los medidores inteligentes.

En este sentido, durante el periodo del programa mencionado, los consumidores debían facilitar la sustitución de los medidores en sus hogares, pero no había obligatoriedad ante la sustitución, lo que supuso una ralentización en la sustitución de los medidores respecto a las previsiones iniciales.

En 2021, no se alcanzó el objetivo del 100% de sustitución de los contadores²³, es por ello que la CRE en febrero de 2022 publicó un nuevo marco de regulación de incentivos hasta el año 2024²⁴, por el cual se aprueba que aquellos consumidores que rechacen la instalación de un contador inteligente en su propiedad después de enero de 2023 pagarán una tarifa más alta que incorporará un cargo por servicio para las lecturas manuales del medidor. Esta medida se incentivó con el fin de alcanzar el despliegue completo de los medidores inteligentes en los hogares de Francia a pesar de la oposición social que suscitó.

C) Reino Unido

El modelo regulatorio del Reino Unido difiere considerablemente del modelo de Texas y con ello, el grado de despliegue de la MI alcanzado. Reino Unido fue miembro de la UE hasta enero de 2020 y por tanto, también se comprometió, como el resto de los países de la UE, a alcanzar un despliegue de MI del 80 % en el año 2020.

En 2012, el Departamento de Energía y Cambio Climático del Reino Unido²⁵ publicó su normativa de medición inteligente, que establecía que la responsabilidad de la implementación, así como el costo asociado recaería sobre los agentes minoristas de energía (comercializadores), sin incorporar ningún incentivo económico adicional que redujera la carga económica de dichos agentes. Es por ello por lo que el Reino Unido no alcanzó el objetivo de despliegue establecido inicialmente para el año 2020 y retrasó dicho objetivo hasta el año 2024.

En este sentido, la Oficina de Mercados de Gas y Electricidad del Reino Unido²⁶ impuso multas a aquellos comercializadores que no habían cumplido con los objetivos de despliegue.

²² CRE: Commission de Régulation de l'Énergie

²³ Fuente: CRE <https://www.cre.fr/Actualites/la-cre-definit-le-nouveau-cadre-de-regulation-du-projet-linky>

²⁴ Documento: DELIBERATION N°2022-64: Deliberación de la Comisión de Regulación Energética del 24 febrero de 2022 sobre el proyecto de decisión sobre el marco regulatorio incentivo para el sistema de contador inteligente de Enedis en el Rango de tensión BT ≤ 36 kVA (Linky) para el periodo 2022-2024 y modifica la deliberación N° 2021-13 disponiendo sobre la tarifa uso de las redes públicas de distribución de energía eléctrica (TURPE 6 MV-BT)

²⁵ DECC: Department of Energy & Climate Change

²⁶ OFGEM: The Office of Gas and Electricity Markets

Complementariamente, una medida que se llevó a cabo para impulsar el despliegue de los medidores inteligentes en los hogares fue reducir las tarifas eléctricas para aquellos usuarios que decidieran instalarse el MI, no obstante, esta medida no tuvo el alcance esperado debido a que el costo asociado a la instalación de dichos medidores se trasladaba al usuario final por parte de las empresas comercializadoras.

B) Texas, Estados Unidos

El cambio regulatorio que supuso el despliegue de los medidores inteligentes en Texas ocurrió en 2005, con la autorización tanto al TSO²⁷ como al DSO²⁸ a poseer y operar toda la infraestructura asociada con la medición inteligente. Es importante destacar, que inicialmente estaba establecido que los proveedores minoristas competitivos (comercializadores) tenían esa función, pero el despliegue de los medidores inteligentes no alcanzaba el nivel masivo esperado, por lo que se optó por redefinir las responsabilidades respecto a la implementación de los medidores inteligentes.

Respecto al sistema de financiamiento establecido para soportar los costos del despliegue de los medidores inteligentes, la Comisión de Servicios Públicos de Texas²⁹ autorizó a los TSO y DSO a incorporar un costo adicional a los clientes finales en las facturas mensuales de electricidad. Por otro lado, con el fin de incentivar dicho cambio, la Comisión de Servicios Públicos de Texas no implementó la obligatoriedad de la instalación de los medidores inteligentes en los hogares, pero sí incrementó los costos en la factura eléctrica a aquellos usuarios que decidían no instalarse el medidor inteligente. Finalmente, el conjunto de estas medidas supuso que en Texas se alcanzara el despliegue masivo de medidores inteligentes en su territorio.

²⁷ TSO: Transmission System Operator

²⁸ DSO: Distribution system operator

²⁹ PUCT: Public Utility Commission of Texas

Recomendaciones para establecer el marco regulatorio de la medición inteligente

Cuando se habla de redes inteligentes es habitual relacionarlas con la MI y en concreto con el medidor inteligente. En este sentido, **la instalación de este tipo de medidores es fundamental para el desarrollo de una red eléctrica inteligente** en sus etapas iniciales, permitiendo estratégicamente disponer, típicamente, de **datos accesibles, fiables y armonizados a lo largo de la cadena de valor** que integra al sistema eléctrico de cada país.

Por ello **la medición inteligente representa uno de los elementos estratégicos clave hacia el desarrollo de economías descarbonizadas, digitalizadas y electrificadas**, gracias a sus múltiples beneficios. La MI facilita aspectos tales como la introducción de **eficiencias constructivas y en la operación y mantenimiento en las redes eléctricas**, la obtención de **eficiencias en los consumos energéticos**, mayor competitividad en el sector energético facilitando el **desarrollo de nuevos servicios energéticos** y, por supuesto, el **empoderamiento de los consumidores finales**, al facilitar a los consumidores el acceso a sus datos eléctricos y permitir su participación de forma más activa en el mercado de la electricidad.

Asimismo, es relevante remarcar que **los medidores inteligentes en sí mismos, son uno de los principales componentes de un conjunto más amplio de soluciones alrededor de la medición inteligente**, en el que se integran sus funciones y que necesita ir acompañado de infraestructuras de medición avanzada (AMI) y otros sistemas de gestión de la energía y de información. Su diseño, implementación y responsabilidades alrededor de la MI es clave de cara a la obtención de los beneficios que puede aportar la MI y consecuentemente, la digitalización de las redes al sector eléctrico. Es por ello que los reguladores de los países tienen un papel fundamental en el diseño de un marco regulatorio que realmente incentive su despliegue y permita a la vez obtener beneficios cuantificables para el sistema eléctrico, los agentes interesados y la sociedad en general. Para ello la involucración y colaboración de todos los agentes públicos y privados será clave para garantizar el éxito del despliegue de la MI.

En este sentido, con el objetivo de incentivar el despliegue de la medición inteligente y teniendo en cuenta el estudio de las experiencias de los países de ALC en el despliegue de la MI, otras experiencias internacionales y las recomendaciones de las autoridades reguladoras de los países que han iniciado el despliegue, **es recomendable**, antes de iniciar dicho despliegue de forma masiva, **realizar un análisis costo-beneficio que estudie su viabilidad económica**, considerando todo el ecosistema tecnológico alrededor de la MI, **definir una estrategia nacional que marque objetivos específicos de despliegue**, así como **estructurar un ambiente regulatorio robusto que incentive las inversiones y dé seguridad a los agentes involucrados en el sector eléctrico**.

A continuación, se detallan una serie de **recomendaciones**, con objeto de que **puedan ser utilizadas por los reguladores energéticos en ALC, en relación con aquellos aspectos que resultan críticos en un proceso de despliegue masivo de MI, que podrían permitir incentivar y maximizar el éxito de este proceso**:

1. En relación con la realización de análisis costo-beneficio (CBA)

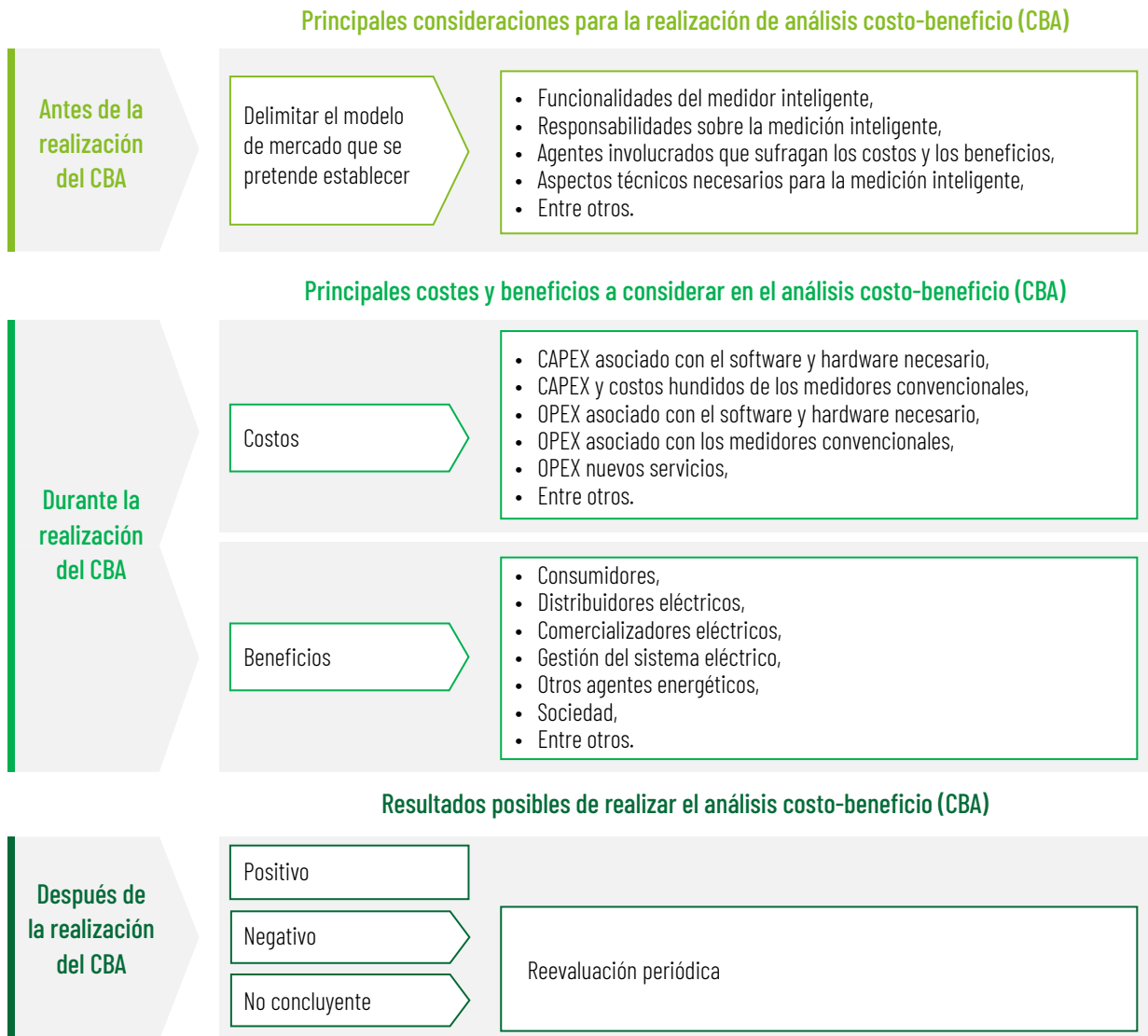
En gran parte de los países de ALC todavía no se ha iniciado un despliegue masivo de la MI, como se observa en el análisis realizado en torno a la medición inteligente en ALC. Sería recomendable, de cara a iniciar dicho proceso, que estos países establezcan un **compromiso específico para la realización de un CBA que estudie la viabilidad técnica y económica del despliegue de la medición inteligente en cada país y poder, con ello, evaluar la conveniencia o no de su despliegue**. De forma complementaria, en aquellos casos en los que el análisis costo-beneficio realizado sea negativo o no concluyente, **se recomendaría realizar una reevaluación periódica, sugiriéndose periodos de 4 años o inferiores** cuando se produjeran cambios relevantes en las condiciones iniciales consideradas en el CBA realizado de forma previa, con objeto de incentivar la MI en un futuro pero siempre y cuando, se cuente con una viabilidad tecno-económica positiva sobre dicho despliegue de MI, que aporte seguridad a los agentes involucrados.

En este sentido, la metodología aplicada en la realización de un CBA es fundamental para la obtención de resultados robustos y fiables ante una decisión tan relevante. De esta forma, se ha observado durante el análisis de los CBA ya realizados por los países de ALC la aplicación de metodologías muy diferenciadas y, en ocasiones, con metodologías que podrían no recoger completamente la realidad económica, tecnológica y social de cada país.

Dada la relevancia que tiene que la realización del CBA y consecuentemente, su resultado en la toma de decisiones de los reguladores y agentes gubernamentales sobre el despliegue de la MI, se recomienda adoptar una metodología robusta, que incorpore las mejores prácticas en la materia, facilitando a su vez la incorporación de aspectos comunes en países de una misma región permitiendo su estandarización. A continuación, se detalla en la siguiente ilustración, algunos de los principales aspectos a considerar en el diseño de un CBA robusto para la MI:

Ilustración 10: Aspectos relevantes a considerar para la realización de un análisis CBA (detalle ilustrativo no exhaustivo)

Fuente: Elaboración propia



En este sentido, **la evaluación del CBA se debe realizar considerando la totalidad de la cadena de valor**, considerando desde los distribuidores eléctricos, hasta otros agentes involucrados como los comercializadores eléctricos, otras empresas de servicios eléctricos, generadores eléctricos, consumidores eléctricos, etc.

Para ello, **la delimitación del modelo de mercado que se pretende establecer en torno a la MI, permite centrar este proceso**, con objeto de garantizar que todos los costos y beneficios esperados se están considerando adecuadamente en el modelo. En este sentido, en esta etapa se debe definir de forma clara la solución técnica a adoptar, considerando, entre otros aspectos, la **tipología de datos que se pretenden obtener** y las **funcionalidades que se pretenden incorporar a la MI, así como identificar las responsabilidades** que se establecerán a los diferentes agentes involucrados en el proceso (instalación de las infraestructuras,

gestión de los datos, propiedad de los datos, seguridad de los datos, etc.), **permitirá identificar y cuantificar de forma más precisa los costos y beneficios relacionados con este proceso**. De esta forma, un despliegue con una mayor granularidad de los datos accesibles y mayor grado de funcionalidades puede habilitar beneficios más amplios, pero en consecuencia dicho despliegue será más costoso, por lo que **la definición de diferentes escenarios de despliegue también puede permitir identificar el modelo idóneo de despliegue**, en su caso para cada país. En el mismo sentido, **la consideración de costos y beneficios en un espacio temporal más amplio permitirá la obtención de un resultado más robusto**.

A continuación, se identifican algunos de los principales costos y beneficios que típicamente son considerados en un análisis de esta tipología, atendiendo a las mejores prácticas internacionales en la materia:

1. **Costos considerados típicamente en un CBA de MI** son: (i) CAPEX asociado a los medidores inteligentes, su instalación, las comunicaciones, la infraestructura de medición avanzada necesaria y los sistemas IT; (ii) OPEX asociado a la operación, mantenimiento y sustitución de los equipos necesarios en torno a la MI, y (iii) Costos asociados a la instalación y operación de las infraestructuras asociadas a la comunicación entre los agentes del sector eléctrico e infraestructuras necesarias para la gestión de los datos obtenidos de la MI.
2. **Beneficios relevantes que se recomienda considerar en un CBA de MI a lo largo de toda la cadena de valor** son:
 - (i) los ahorros económicos del distribuidor eléctrico, dado que la MI le permite tener mayor información sobre la demanda conectada a la red de distribución, facilitando la implementación de medidas que optimicen tanto los costos de operación y mantenimiento de la red eléctrica, como los asociados con nuevas inversiones;
 - (ii) el ahorro energético y por tanto, económico que supondrá para el consumidor final, tener acceso a sus consumos energéticos históricos e incluso en tiempo real, la posibilidad de definir tarifas con discriminación horaria, la implementación de mecanismos de gestión de la demanda o reducción de consumos en momentos de mayor congestión del sistema eléctrico, por ejemplo;
 - (iii) la localización de las pérdidas técnicas y no técnicas mediante la MI, que supondrá tanto ahorros energéticos como económicos para el sistema eléctrico y por lo tanto para los consumidores;
 - (iv) los beneficios para la sociedad en aspectos relacionados con la reducción de la huella de carbono y la contribución a la transición energética, derivados de la optimización de consumos finales y reducción de pérdidas eléctricas, así como la contribución al desarrollo de nueva generación renovable a partir de la introducción de mecanismos que incentiven el autoconsumo/autogeneración o las comunidades energéticas;

- (v) los beneficios para los consumidores más vulnerables derivados de la lucha contra la pobreza energética, al posibilitar el acceso a información que pueda permitir su identificación y la implementación de medidas para combatir la pobreza energética;
- (vi) otros beneficios relacionados con el desarrollo de un mercado eléctrico más competitivo, con una mayor calidad de servicio hacia el consumidor y con precios más competitivos, así como,
- (vii) los propios de un consumidor energético empoderado que pueda participar de forma activa en el sistema eléctrico, abandonando el rol pasivo que viene teniendo de forma tradicional.

La realización de un CBA que considere la viabilidad técnico-económica del despliegue de la medición inteligente es fundamental para definir la base de un marco regulatorio viable sobre MI, que considere las particularidades de cada país. Para ello, es prioritario que dicho análisis considere todos los posibles costos y beneficios que se deriven del despliegue de la MI, atendiendo a las funcionalidades y soluciones que se van a ofrecer y al contexto del país.

2. En relación con la realización de estrategias nacionales de medición inteligente

Sin duda la definición de una estrategia nacional es un elemento clave en un proceso de transición de este tipo. La definición e identificación de objetivos, medidas de apoyo, actividades, capacidades y tácticas concretas para alcanzar el despliegue masivo de la MI en el marco de una estrategia nacional aporta claridad y dota de mayor seguridad en un proceso que implica que determinados agentes asuman riesgos e inversiones.

Definir una estrategia nacional justifica la movilización de esfuerzos y recursos, aportando seguridad y estructurando medidas de apoyo, fomentando la inversión en esta tecnología por parte de los agentes involucrados en el ámbito de la medición inteligente.

El despliegue de la MI en un país no sólo implica la introducción de una nueva tecnología en el contexto del sistema eléctrico con numerosos retos tecnológicos, sociales y económicos a abordar, sino también una gran oportunidad para la materialización de determinados beneficios para el propio sistema eléctrico, sus consumidores y la sociedad en general, que hay que considerar en el diseño de una estrategia de despliegue robusta.

En este sentido, una estrategia para la MI debe considerar aspectos clásicos típicamente contemplados en estrategias de despliegue tecnológico en el sistema eléctrico, tales como el diseño de modelo de negocio, las líneas de actuación a ejecutar, las oportunidades y beneficios esperados o los mecanismos de financiación habilitados, entre otros, si bien, es recomendable que esta estrategia aborde de forma específica algunos aspectos que típicamente han podido suponer barreras para la introducción de la MI en algunos países, como son:

- **Diseño de una estrategia consensuada con los principales agentes.**

En este sentido, la estrategia debe establecer líneas de actuación en relación con el desarrollo de un marco normativo apropiado, las tecnologías a adoptar, las responsabilidades de los diferentes agentes, la aparición de nuevos agentes, su gobernanza, etc. El consenso general con todos los agentes será fundamental para alcanzar un modelo óptimo para el país y las necesidades de los diferentes agentes.

Para ello, se recomienda al responsable de la definición de la estrategia nacional, realizar sesiones de entendimiento y socialización donde puedan participar los principales agentes interesados, con objeto de definir una estrategia robusta y común, que permita en consenso definir las principales áreas de actuación de cada agente y considerar los posibles proyectos que se pretenden impulsar por estos agentes, así como otras sugerencias o recomendaciones que se identifiquen en el proceso.

Contar con el consenso y apoyo de todas las partes interesadas, incluidos los consumidores finales, es un aspecto fundamental para garantizar el éxito de la estrategia nacional de MI.

A continuación, se identifican los **principales agentes interesados en un despliegue de esta tipología y las áreas de actuación donde tradicionalmente están actuando**, atendiendo a las mejores prácticas internacionales en la materia:

1. **El Gobierno nacional:** generalmente establece los objetivos y define las funciones y responsabilidades para el despliegue nacional de la MI. Además, una vez iniciado el despliegue, realiza un seguimiento y supervisión de los objetivos establecidos, así como de la reacción de los usuarios implicados en dicho despliegue. El seguimiento y control, supondrá un incentivo para garantizar que se logren los objetivos marcados, tanto a corto como a largo plazo, en relación con la MI. Adicionalmente, el Gobierno también advierte a los reguladores de la necesidad de establecer reglas y normas que garanticen la protección de los consumidores y, una vez establecidas, realizar un proceso de divulgación para dar un mayor apoyo al despliegue de la MI ante los consumidores finales.
2. **El organismo regulador:** generalmente es el responsable de garantizar la protección de los consumidores y asegurar que los proveedores de energía cumplan las normas establecidas en relación con la calidad y la continuidad del suministro eléctrico, además de realizar nuevos desarrollos regulatorios que faciliten dicho despliegue y a su vez capturar los beneficios esperados (por ejemplo el desarrollo de nuevas tarifas que se adecúen a la disponibilidad de una mayor periodicidad en los datos de consumo). Adicionalmente, también apoya típicamente en la función de divulgación tanto a los distribuidores eléctricos como a los comercializadores, gestores de la energía y consumidores con objeto de incentivar el despliegue de la MI.

3. **Los distribuidores y comercializadores eléctricos:** típicamente son los responsables de instalar la medición inteligente. Es por ello, que se deberán cumplir las normas y reglamentos establecidos por el regulador, en torno a la precisión de los datos recogidos, el acceso a los datos o la seguridad de los datos, entre otros aspectos.
4. **Las empresas de comunicaciones y gestión de datos:** generalmente proporcionan la infraestructura de comunicaciones que gestiona los datos obtenidos de la MI con el objetivo final de garantizar a los agentes del sector eléctrico disponer de la datos inmediatos, accesibles, precisos y con una granularidad adecuada.
5. **Otras empresas de servicios eléctricos:** En muchas ocasiones se tratará de nuevos agentes no presentes en la cadena de valor que comiencen a ofrecer servicios energéticos a partir de la nueva información disponible a raíz de la implementación de la MI, desarrollando un mercado más competitivo. Para ello, se les debe facilitar el acceso a la información, salvaguardando la confidencialidad de los consumidores y los datos. Típicamente esta información puede ser información pública o información privada facilitada por los consumidores finales.
6. **Los consumidores eléctricos:** asumirán total o parcialmente el costo del despliegue, por lo que se les debe garantizar una serie de funcionalidades y derechos con el objeto de que puedan obtener un beneficio suficiente que genere un rédito positivo sobre las inversiones efectuadas, que además les aporte seguridad.

- **Situar al consumidor en el centro.**

La adopción de un modelo de esta tipología tiene típicamente un costo inicial muy elevado para el conjunto del sistema eléctrico que terminarán sufragando los consumidores. Es por ello que, los beneficios deben poder ser tangibles para éstos, permitiéndoles sufragar dichos costos a futuro y disponer de un servicio eléctrico de mayor calidad, pero a su vez permitir su empoderamiento con una participación activa en el sector eléctrico, lo que redundará a su vez en un sistema eléctrico más sostenible y un menor costo en la factura eléctrica de éstos.

- **Fomentar la confianza en aspectos relacionados con la seguridad, confidencialidad y protección de los datos** con el objeto de dar seguridad sobre los procesos de captación, comunicación y utilización de los datos de los consumidores.

En este sentido, los esquemas donde la propiedad de los datos sea del consumidor final, que dispongan de normativas y protocolos específicos de confidencialidad y seguridad que permitan garantizar a los usuarios finales la adecuada protección de su información personal, favorecen la confianza de los consumidores.

- **Evitar la percepción por parte de los consumidores de un mayor costo en su factura eléctrica.**

En este sentido, **se recomienda dar visibilidad al mecanismo retributivo que se defina para financiar el despliegue de la MI y como estos costos van a ser recuperados**, así como al desarrollo de un marco normativo que garantice su implementación, los derechos de los consumidores y la materialización de los beneficios esperados.

En este sentido, con objeto de evitar esta percepción por parte de los consumidores se recomienda **informar a los consumidores sobre los beneficios energéticos y económicos directos e indirectos, cuantificables o no**, identificados en el análisis CBA, que podrán disfrutar a raíz de la implantación de la MI, y **que permitiría su empoderamiento y una participación activa por parte de éstos en el mercado eléctrico**. Para garantizar lo anterior, se recomienda garantizar el acceso no discriminatorio a dichos beneficios por parte de todos los consumidores eléctricos.

- **Evitar la percepción por parte de la población sobre consecuencias negativas en la salud derivadas de los componentes eléctricos de la MI.**

Para ello, se recomienda **informar sobre la existencia de legislación general ya existente en cada país en torno a las tecnologías electrónicas, donde se puede englobar la MI, así como de los nuevos desarrollos previstos en cada país con objeto de dotar de mayor seguridad a sus usuarios en términos de salud u otros aspectos**.

En este sentido, los diferentes agentes y, por supuesto, los consumidores deben ser conocedores de que la tecnología asociada a la MI tendrá que seguir estrictas normas de seguridad y calidad y estará sujeta a supervisión y controles por parte de los organismos encargados, con objeto de garantizar su cumplimiento.

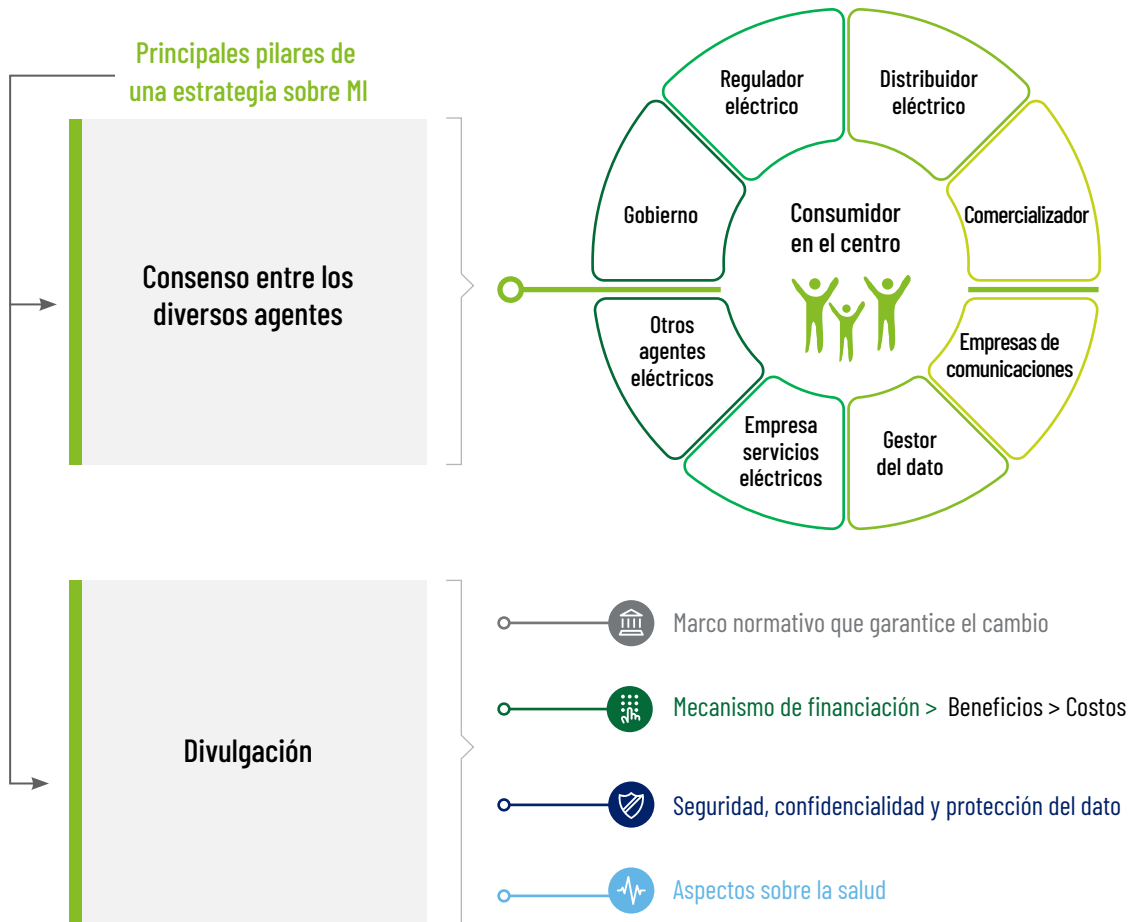
- **Priorizar la divulgación mediante campañas de comunicación específicas, especialmente entre los consumidores.**

A pesar de todos los esfuerzos que se realicen para que el despliegue de la MI sea un éxito, **la aprobación social se debe priorizar en el camino hacia el despliegue masivo de la MI**. En este sentido, hay que poner en marcha un proceso de divulgación para que se informe a los usuarios finales sobre los beneficios del despliegue de la MI y las funcionalidades que incorpora su instalación tanto al sistema eléctrico como a los usuarios, a la vez que se considere en este proceso de comunicación, las preocupaciones de los usuarios ante la MI. En este sentido, **la realización de campañas (ya sean públicas, privadas o público-privadas) que promuevan el despliegue de la MI puede permitir alcanzar mayores grados de concienciación entre los consumidores y minimizar el descontento social sobre el despliegue de la medición avanzada**.

En este sentido, se recomienda **analizar las principales preocupaciones de los consumidores finales intrínsecas a cada país y que incitan el descontento social de los mismos ante la MI e implementar medidas que permitan delimitarlas o darles respuesta.** Algunas de ellas han sido identificadas en los aspectos anteriores.

Ilustración 11: Algunos aspectos fundamentales en el diseño de una estrategia nacional de medición inteligente (detalle ilustrativo no exhaustivo)

Fuente: Elaboración propia



El diseño de una estrategia nacional consensuada y que sitúe al consumidor en el centro, con campañas de divulgación que permitan delimitar o dar respuesta a las incertidumbres de los consumidores y resto de agentes relevantes en la MI permitirá aportar mayores garantías al éxito en su implementación.

3. En relación con los mecanismos regulatorios que incentiven la MI

Como se ha observado en el análisis del despliegue de la MI efectuado en los países de ALC, la estructuración de esquemas regulatorios en torno a la MI ha sido diversa a lo largo de la región, si bien sí se ha podido identificar en varios países una incorporación progresiva y de forma diversa a sus marcos regulatorios, con diferentes orientaciones en relación con la MI, aspectos tales como, **la asignación de funciones y responsabilidades a los diferentes agentes, principios de retribución de los costos incurridos o, la definición de las funcionalidades técnicas y no técnicas asociadas a los medidores inteligentes**, entre otros aspectos fundamentales en el desarrollo de un marco regulatorio robusto en torno a la MI.

A continuación, se detallan determinados **aspectos críticos que deben ser considerados en el desarrollo de un marco regulatorio que permita incentivar un despliegue en torno a la MI:**

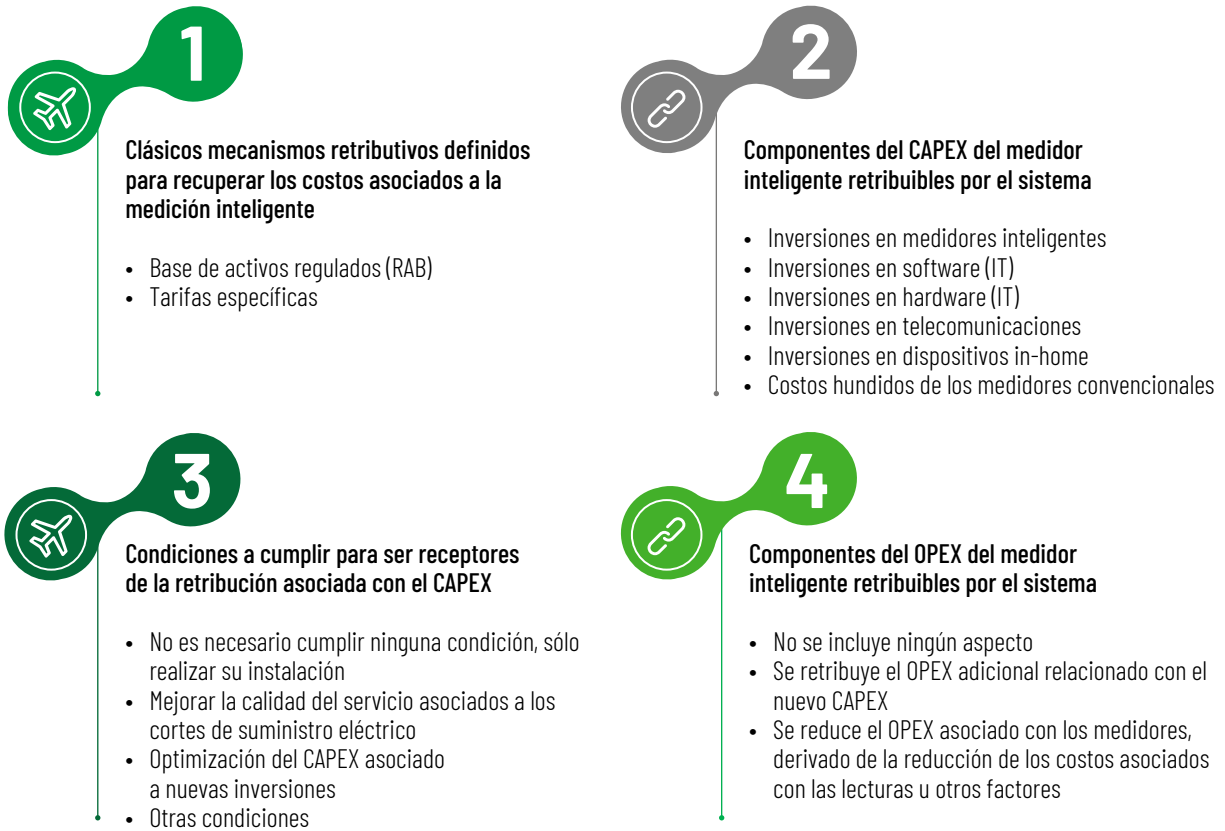
- En aquellos modelos en que se decida regular una **retribución asociada con la MI** se debe definir:
 1. **El mecanismo regulatorio a establecer para la recuperación del costo.** En este sentido, típicamente podría establecerse una tarifa específica o ser recuperado a través de la base de activos regulados de la empresa distribuidora o el valor agregado de distribución. Cualquier opción garantiza su recuperación, si bien una tarifa específica permite aportar más transparencia al proceso, al poder el consumidor identificar de forma más fácil en su factura eléctrica el costo que se le repercute por este proceso. En todo caso se recomienda que la contribución que se realice por parte de los consumidores se realice bajo un esquema de transparencia y no discriminación.
 2. **La tipología de costos que son recuperables** por parte de los agentes y que por lo tanto serán asumidos por el consumidor. En este sentido se podrían identificar componentes concretos del CAPEX u otros asociados con el OPEX. Asimismo, en el caso del OPEX, se podrían identificar tanto OPEX adicionales a los ya incurridos en las tareas de medición o, incluso, eficiencias derivadas de la digitalización de las lecturas, entre otros.
 3. **Las condiciones que deben cumplir los distribuidores o agentes encargados del despliegue, para percibir la tarifa o retribución asociada con la MI.** En este sentido, en ocasiones se establecen objetivos de mejora en el desempeño de la calidad de servicio.

A continuación, se detallan en la siguiente ilustración los principales aspectos a considerar en el diseño retributivo asociado con la MI:

Ilustración 12: Principales aspectos a considerar en el diseño retributivo asociado con la MI (detalle ilustrativo no exhaustivo)

Fuente: Elaboración propia

Principales aspectos a considerar por el modelo regulatorio



• **Regulación de responsabilidades de los diferentes agentes en torno a la MI:**

La MI implica la aparición de nuevas funciones y actividades sobre las que se debe asignar responsabilidades entre los diferentes agentes involucrados. A continuación, se pueden observar las principales responsabilidades que se deben regular:

Ilustración 13: Principales responsabilidades a regular sobre la medición inteligente

Fuente: Elaboración propia



En este sentido, la responsabilidad sobre la instalación y la propiedad del medidor, según el modelo diseñado, puede recaer sobre el distribuidor, el comercializador, el consumidor o incluso ser designado a un tercero.

Asimismo, las responsabilidades en relación con los datos (acceso, lectura, almacenamiento, tratamiento y transmisión) suelen recaer sobre los distribuidores o agentes específicos que se habiliten al respecto.

La instalación y propiedad de dispositivos in-home típicamente es asumida por los consumidores, si bien hay países donde otros agentes son los que habilitan dicho despliegue.

- **Especificaciones de funcionalidades del medidor inteligente**

Una de las principales cuestiones más allá de las funcionalidades técnicas que se deberán garantizar en torno a la MI, son la seguridad y la privacidad de los datos y sus comunicaciones. En particular, se recomienda establecer un principio de proporcionalidad para garantizar la seguridad del sistema de MI que se incorpore y, en consecuencia, un tratamiento adecuado de los datos recogidos. En este sentido, los costos asociados a garantizar la seguridad deben ser proporcionales al resto de la instalación de la MI, para que no supongan una carga económica adicional ante un despliegue masivo en el país. En este sentido, se recomienda incorporar las siguientes funcionalidades relacionadas con los datos en los medidores inteligentes:

1. Los medidores inteligentes **deberían disponer información** sobre el consumo a los usuarios finales, tanto del histórico, como del consumo en tiempo real, con una granularidad de la información adecuada para los objetivos buscados (por ejemplo, información cuarto-horaria, horaria, diaria, etc.).
2. Se deben implementar **sistemas de medición remota** por parte del responsable de las lecturas y **telegestión**, con objeto de maximizar los beneficios derivados de su implementación.
3. Con objeto de **garantizar la interoperabilidad** de la MI y los dispositivos asociados a la misma, no sólo se recomienda cumplirla en términos de capacidades técnicas de medición de los mismos, pudiendo proporcionar información, datos, contratos de suministro de energía y opciones de precios a los usuarios, así como otros aspectos relacionados con el suministro, como la habilitación remota de cambios sobre la demanda máxima admitida o el control remoto del encendido y el apagado del suministro, o incluso conectarse a cualquier aparato de un hogar inteligente. Es por ello por lo que, a efectos de garantizar la interoperabilidad, se recomienda establecer unos criterios comunes en relación con el tipo de medidores inteligentes a instalar y los protocolos de comunicación que se establecerán en el sistema de MI.

4. Los medidores inteligentes deberían permitir **enviar información sobre la electricidad** generada por los prosumidores, así como aquella que se vierta a la red, garantizando la bidireccionalidad de las comunicaciones entre los agentes.
 5. La **medición de energía reactiva** para determinada tipología de clientes puede ser recomendable.
 6. Los medidores inteligentes deberían cumplir las **normas de privacidad, protección de datos y seguridad** que se establezcan en cada país.
 7. **Se deben establecer protocolos de protección de detección y prevención del fraude.** Los medidores inteligentes son vulnerables y están sujetos a malas prácticas cada vez más sofisticadas, por lo que la normativa debe recoger protocolos que permitan reducir dichas vulnerabilidades.
 8. Los datos de los medidores inteligentes se recomiendan que sean **propiedad de los consumidores**, pudiéndose transmitir a terceras partes, tanto para su gestión como para su análisis con previo consentimiento de los usuarios.
- **Aspectos relacionados con el acceso y la gestión del dato**

A continuación, se detallan en la siguiente ilustración algunos de los principales aspectos a regular en relación con el acceso y la gestión del dato.

Ilustración 14: Principales aspectos a regular sobre el acceso y la gestión del dato

Fuente: Elaboración propia



En términos generales se recomienda garantizar la facilidad en el acceso, con información suficientemente detallada, que sea útil para la toma de decisiones por parte de éstos.

Se precisa un marco regulatorio claro que proteja la privacidad de la información y también regule las condiciones de acceso a la misma, tanto para las empresas distribuidoras, como para otros agentes y comercializadores que puedan realizar ofertas atractivas de productos y servicios energéticos.

- **Se recomienda establecer un marco regulatorio que permita el desarrollo de nuevos servicios en torno a la MI.**

La MI, a partir de los nuevos datos que pone a disposición de los diferentes agentes y nuevas funcionalidades introducidas en el sistema eléctrico, establece la base para el desarrollo de nuevos ecosistemas y modelos de negocio, que permitirá la oferta de nuevos servicios a los consumidores eléctricos. En este sentido la MI permite la introducción de nuevos mecanismos de gestión de la demanda activa, el desarrollo de comunidades energéticas, el desarrollo del autoconsumo, nuevos sistemas tarifarios más eficientes, una atención comercial más satisfactoria para el consumidor, etc., todo ello en torno a un nuevo modelo de consumidor más empoderado y activo en la toma de decisiones. No obstante, todos estos desarrollos deberán ir acompañados de regulación específica que permita su factibilidad.

A continuación, se detallan algunos de los principales servicios que se generan típicamente en torno a la MI y deberán ser consideraras en los nuevos desarrollos regulatorios, con objeto de que se puedan maximizar los beneficios de este cambio:

Ilustración 15: Principales servicios que se generan en torno a la MI

Fuente: Elaboración propia



El marco regulatorio sobre la medición inteligente debe definir desde aspectos intrínsecos con la MI, como es su esquema de financiación, las responsabilidades y funcionalidades asociadas con la MI o el esquema de acceso y seguridad sobre la información que se genere, hasta otros aspectos relacionados con futuros servicios que se podrán establecer en torno a la MI y que permitirán el desarrollo de nuevos modelos de negocio. La regulación de los modelos de negocio innovadores, como la MI, es un gran reto para los reguladores que se deberá adecuar a las necesidades y particularidades de cada país.

4. Recomendaciones sobre mecanismos de innovación regulatoria

Los nuevos avances tecnológicos, como los relacionados con digitalización y, en concreto, la medición inteligente en las redes eléctricas, plantean un gran reto para los reguladores y los gobiernos de los diferentes países. En general, **para lograr que alcance el éxito el desempeño para el desarrollo de un proceso de innovación, es necesario vencer las diferentes barreras existentes**, tecnológicas, sociales, las barreras de los mercados, las propias barreras internas de las organizaciones y las de naturaleza regulatoria, **así como conocer la necesidad de regulación en torno al avance tecnológico dado.**

En la mayoría de las ocasiones, los desarrollos regulatorios van por detrás de las innovaciones tecnológicas, lo que puede dar lugar a marcos regulatorios poco eficientes y que podrían dar señales no adecuadas a los diferentes agentes, haciendo necesaria una revisión de estos marcos de forma recurrente, lo que genera lógicamente ineficiencias y dificulta el desarrollo de los mercados. El gran reto es ser capaces de definir un nuevo marco regulatorio, más flexible, que permita estimular la aparición de estos nuevos modelos de negocio y tecnologías como la MI, favoreciendo un proceso innovador rentable, con resultados escalables a futuros desarrollos.

Con objeto de superar estas limitaciones y fomentar la digitalización de las redes eléctricas, es **preciso revisar e introducir cambios en la regulación actual con objeto de proporcionar una retribución suficiente y coherente con los servicios y funcionalidades que se le piden a una red digitalizada** y con ello, crear un ambiente regulatorio en torno a la medición inteligente que se considere adecuado por los agentes involucrados, además de considerar por estos este proceso de digitalización como una oportunidad de inversión atractiva.

En el momento de elaborar un **modelo de regulación fiable y efectivo sobre medición inteligente, los organismos reguladores se enfrentan a una serie de cuestiones a las que dar respuesta:**

Ilustración 16: Pasos para la realización de un modelo regulatorio

Fuente: Elaboración propia



¿Qué se debe hacer?

Fase 1: Pre-regulación

Es necesario desarrollar una revisión del estado de la regulación existente. En este análisis se deben identificar los agentes implicados y las áreas de convergencia con otras regulaciones previas u otras regulaciones transversales de otros sectores, realizando un análisis del ecosistema regulatorio en su conjunto, con una aproximación holística.

Una visión retrospectiva aporta muchas veces lecciones aprendidas sobre posibles vías de regulación, identificación de vacíos regulatorios y mecanismos que han sido exitosos y fallidos.

¿Cuándo se debe implementar la regulación?

Fase 2: Periodo regulatorio

La correcta elección del momento de inicio de una nueva regulación resulta indispensable para el correcto desarrollo de la misma. Este momento debe ser elegido cuidadosamente para que no sea demasiado pronto ni demasiado tarde.

Una regulación excesivamente temprana puede ser prematura en la información que se tiene del hecho regulado, sin suficiente aprendizaje y los agentes pueden tener dificultades para adaptarse al entorno regulatorio. Una regulación tardía puede suponer que se escapen del ámbito regulado hechos que debieron haberlo sido (con las posibles consecuencias negativas en competencia, seguridad, calidad, etc.).

Para ello, los reguladores deben estar al tanto y participar activamente en los procesos de innovación tecnológica, permitiendo un modelo regulatorio más ágil y flexible.

¿Cómo se debe regular?

Fase 3: Enfoque regulatorio

Entre los principales motivos para regular una actividad destacan mejorar la calidad de vida, asegurar la protección de la ciudadanía, aumentar la competencia del mercado y reducir las externalidades.

Resulta primordial establecer la importancia de cada uno de estos aspectos para determinar el tipo de modelo regulatorio a implantar, especialmente ante cambios tan disruptivos como es la introducción de la MI.

Los enfoques regulatorios tienen un amplio espectro, en función de la importancia del hecho regulado, desde una regulación fuerte y estricta, a una regulación suave o incluso desregulación.

¿Qué ha cambiado respecto al inicio?

Fase 4: Revisión periódica

La continua inclusión de mejoras tecnológicas en la MI, así como el avance de los modelos de negocio hacen que la regulación pueda resultar obsoleta con el paso del tiempo. Por ello, se debe establecer el periodo de tiempo para realizar la revisión tanto de algunos de los parámetros como de la estructura regulatoria al completo.


Prácticas regulatorias más comunes

Los principios regulatorios que se presentan a continuación dan respuesta a las preguntas de "cuándo regular" y "cómo regular". Además, los diferentes principios establecen las bases de varios puntos de vista a la hora de entender el proceso de elaborar la metodología regulatoria. Las prácticas más comunes son³⁰:

³⁰ Fuente: The future of regulation. Deloitte

Tabla 10: Principios regulatorios para entender el proceso de elaboración de la metodología regulatoria

Fuente: Elaboración propia

	1	Regulación adaptable	Se establece una regulación dinámica, que evoluciona en función de los cambios del entorno regulado, con un mayor número de revisiones e iteraciones, según se requiera en lugar de regulaciones inmutables por largos periodos.
	2	Sandboxes regulatorios	Se busca realizar pruebas, ensayos y prototipos, creando entornos seguros y que permitan la innovación. Participan el regulador y agentes públicos y privados en el ensayo.
	3	Regulación basada en resultados	Se centra en objetivos, dejando mayor flexibilidad a los agentes sobre cómo conseguir dichos objetivos.
	4	Regulación específica riesgo	No es una regulación generalista, sino que, en función de análisis detallados, establece un enfoque más segmentado de la regulación.
	5	Regulación colaborativa	Permite la participación de un mayor número de agentes en el desarrollo de la norma, favoreciendo una regulación más inclusiva.

Sandboxes regulatorios como mecanismos de innovación regulatoria

Dado que típicamente los agentes innovadores carecen de oportunidades y mecanismos para **desarrollar y reproducir las nuevas soluciones en contextos reales**, se necesita un espacio experimental para probar nuevos bienes, servicios y modelos de negocio en un entorno real sin que se apliquen algunas de las normas y regulaciones habituales. En este contexto, el uso de **sandboxes crea espacios seguros para que los agentes interesados puedan probar sus soluciones energéticas en un entorno controlado, sin las condiciones regulatorias habituales**. Al mismo tiempo se establecen determinadas medidas de seguridad para minimizar el riesgo hacia los consumidores finales y el resto del sistema eléctrico, dado que se limitan tanto la duración de la prueba como el número máximo de consumidores, si aplica. Finalmente, **uno de los objetivos de la implementación de sandboxes es comprender si la regulación debe cambiar de forma permanente**, ya que las exenciones que se puedan conceder dentro del *sandbox*, estarán en la mayoría de los casos relacionadas con el proyecto innovador y limitadas en el tiempo.

Los *sandboxes* regulatorios requieren la coordinación y combinación de múltiples acciones políticas complementarias. En particular, la incorporación de instrumentos de investigación e innovación (por ejemplo, financiación pública de proyectos), con medidas legislativas (por ejemplo, cláusulas experimentales), junto con organismos reguladores orientados a la innovación y, organismos involucrados en la política energética (Gobierno y otras entidades).

De esta forma, los mecanismos de innovación regulatoria como los *sandbox* regulatorios, resaltan la importancia de los siguientes aspectos: i) **la innovación regulatoria es indispensable para acoplar los beneficios de los nuevos avances tecnológicos con los requisitos del mercado y la sociedad,** y ii) es necesario que los **procesos innovadores se ejecuten armónicamente entre los ámbitos regulatorios, tecnológicos y empresariales.**

Consecuentemente, las políticas sobre energía e innovación, como es el caso de la medición inteligente, deben ir de la mano de acciones complementarias que sirvan de enlace multi-sectorial y permitan la transferencia de conocimiento entre las partes interesadas.

En este sentido, los *sandboxes* regulatorios podrían tener un papel potencialmente relevante en el contexto de la MI, como herramientas concedidas para facilitar la innovación al permitir que las empresas puedan probar nuevas ideas en entornos controlados y seguros, minimizando los riesgos, algo que puede ser muy interesante en el desarrollo de nuevos servicios innovadores que podrían surgir en torno a la MI y que actualmente no son posibles en el marco regulatorio actual.

Bibliografía y regulación de referencia



Argentina

- Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Enero, 2017. Dossier Energético – Argentina.
- BNAmericas. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Bajo la lupa: “los medidores inteligentes en América Latina”. Disponible en:
<https://www.bnamericas.com/es/reportajes/bajo-la-lupa-los-medidores-inteligentes-en-america-latina>
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad (CAMMESA). Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Solicitud de Incorporación de Grandes Usuarios al MEM. Disponible en:
<https://fadmem.cammesa.com/fadmem-fe/instruccionesFADMEM.html>
- Edesur. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Tarifas vigentes. Disponible en:
<https://www.edesur.com.ar/tarifas-cuadro-tarifario/>
- Edesur. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Trámites online. Disponible en:
<https://www.edesur.com.ar/servicios-al-cliente/tramites-online/>
- Edesur. Septiembre, 2016. La Medición Inteligente, el impulso hacia las Redes Inteligentes – Anexo 3. Disponible en:
https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/rti-edesur-233342_-_plan_de_inversion_plurianual_para_las_redes_de_alta_media_y_baja_tension_-_anexo_iii.pdf
- Ente Nacional Regulador de la Electricidad (Argentina). Resolución ENRE 0059/1993. Boletín Oficial N° 27.783 del 10 de diciembre de 1993.
- Federación de Cooperativas de Electricidad y Servicios Públicos de la Provincia de Buenos Aires Ltda (FEDECOBA), Cooperativas de las Américas (Región de la Alianza Cooperativa Internacional). 2019. Aporte de las cooperativas eléctricas argentinas a los objetivos de desarrollo. Disponible en:
https://www.aciamericas.coop/xxiconferencia/wp-content/uploads/2019/12/01_%C3%81ngel-Echarren_FEDECOBA.pdf
- Ley N° 24.065, Régimen de la Energía Eléctrica.
- Ministerio de Desarrollo Productivo. RESOL-2022-380-APN-SCI#MDP del 12 de abril de 2022.
- Ministerio de Economía (Argentina). Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Demanda de energía Eléctrica MWh (Categoría Tarifaria). Disponible en:
<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/panel-de-indicadores-demanda-interna/superset-demanda-de-energia-electrica-mwh-categoria-tarifaria>
- Ministerio de Economía (Argentina). Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Distribuidores actualmente inscriptos en la plataforma digital de acceso público por jurisdicción. Disponible en:
<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida/distribuidores-actualmente-inscriptos-en-la-plataforma>

- Ministerio de Economía. Abril, 2020. Comunicado de prensa “Medidores prepagos: nuevas disposiciones que garantizan el acceso a la energía eléctrica”. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/medidores-prepagos-nuevas-disposiciones-que-garantizan-el-acceso-la-energia-electrica>
- Ministerio de Producción y Trabajo. Reglamento Técnico y Metrológico para los Medidores de Energía Eléctrica en Corriente Alterna – Anexo.
- Resolución 247/2019 del Ministerio de Desarrollo Productivo. RESOL-2019-247-APN-SCI#MPYT.
- Resolución 380/2022 del Ministerio de Desarrollo Productivo. RESOL-2022-380-APN-SCI#MDP.
- Secretaria de Energía. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Introducción al quinquenio 1991-1995. Disponible en: <https://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3583>

Bahamas

- Ministry of the Environment and Housing, Ministry of Works & Urban Development. 2013. The Bahamas National Energy Policy 2013 – 2033.
- Utilities Regulation & Competition Authority. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Register of Licences. Disponible en: <https://www.urcabahamas.bs/wp-content/uploads/2022/05/ES-Register-of-Licenses-rev-220502.pdf>
- WorldData. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Energy consumption in the Bahamas. Disponible en: <https://www.worlddata.info/america/bahamas/energy-consumption.php>

Barbados

- BID Agosto, 2016. Archiving Sustainable Energy in Barbados - Energy Dossier.
- Fair Trading Commission (Barbados). Mayo, 2021. Determination of Standards of Service for the Barbados Light & Power Company Limited (BL&P).
- Gobierno de Energía de Barbados. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Informe Visualizations for Energy Consumption by Sector, per Year. Disponible en: <https://energy.gov.bb/our-publications/data/#1634662682100-d4530b03-e70b>
- Ministerio de Energía y Recursos Hídricos (Barbados). Enero, 2020. Barbados National Energy Policy.
- The Barbados Light & Power Co. Ltd. Mayo, 2017. Pursuant to Section 16 of the Utilities Regulation Act Cap. 282 of the Laws of Barbados.

- The Barbados Light & Power Co. Ltd. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. The Advanced Metering Infrastructure Project. Disponible en: <https://www.blpc.com.bb/index.php/company/our-projects/the-ami-project>

Belize

- Belize Electricity Limited. 2021. Rate Schedule approved by the Public Utilities Commission (PUC) for electricity rates in Belize, for the period July 1, 2021, to June 30, 2024.
- Energy Unit, Ministry of Public Service, Energy and Public Utilities. 2018. Belize - Annual Energy Statistics Report.
- Ley de Electricidad N°13 de 1992 (Belice).

Bolivia

- Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), Ministerio de Hidrocarburos y Energías. 2022. Memoria Anual 2021 - Resultados de la Operación.
- CNDC. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Conformación del Mercado Eléctrico Mayorista. Disponible en: <https://www.cndc.bo/empresa/conformacion.php>
- Cooperativa Rural de Electrificación. Junio, 2019. Medidor Monofásico Inteligente - Especificación Técnica NTCRE 008/19-SAP 5346. Disponible en: <https://www.cre.com.bo/wp-content/uploads/2019/07/19-MEDIDOR-MONOFASICO-CL-1-5-80-A-50-Hz-INTELIGENTE-6-2019.pdf>
- Ley 1604 de 21 de Diciembre de 1994. Ley de Electricidad Boliviana.

Brasil

- Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE). Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Página web. "VISÃO GERAL DO SETOR". Disponible en: <https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor/>
- BID. Abril, 2022. Dossier de energia 2022, Brasil: um foco no setor elétrico.
- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Diciembre, 2013. Redes elétricas inteligentes (smart grid): oportunidade para adensamento produtivo e tecnológico local.
- Bnamericas. Julio, 2020. Noticia: "Bajo la lupa: los medidores inteligentes en América Latina". Disponible en: <https://www.bnamericas.com/es/reportajes/bajo-la-lupa-los-medidores-inteligentes-en-america-latina>

- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica de Brasil (CCEE). Enero, 2022. Noticia “Mercado livre de energia bate recorde de migração de unidades consumidoras em 2021”. Disponible en: <https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/mercado-livre-de-energia-bate-recorde-de-migracao-de-unidades-consumidoras-em-2021>
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Junio, 2022. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2022.
- Enel Distribución RIO. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Tarifas en Baja Tensión. Disponible en: https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/one-hub-brasil---2018/tarifas-taxas-impostos/rio/Tarifa%20enel%20Rio_Julho%202022.pdf
- Lei Nº 9.427, de 26 de Dezembro de 1996 (Brasil)
- Ministério de Minas e Energia (MME). Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética. Disponible en: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/manuais-modelos-e-instrucoes/pesquisa-e-desenvolvimento-e-eficiencia-energetica>
- MME. Junio, 2022. Noticia “Análise para normatização de recursos energéticos distribuídos é divulgada pela ANEEL”. Disponible en: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/analise-para-normatizacao-de-recursos-energeticos-distribuidos-e-divulgada-pela-aneel>
- MME. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). 2020. Plan Nacional de Energia - PNE2050.
- MME. 2010. Smart Grids. Grupo de Trabalho de Redes Eléctricas Inteligentes.
- MME. Junio, 2022. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Noticia “Análise para normatização de recursos energéticos distribuídos é divulgada pela ANEEL”. Disponible en: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/analise-para-normatizacao-de-recursos-energeticos-distribuidos-e-divulgada-pela-aneel>
- Neoenergía (Iberdrola). Junio, 2020. Noticia proyecto piloto “Neoenergía lleva medidores inteligentes al interior de São Paulo. Disponible en: <https://www.neoenergia.com/es-es/sala-de-comunicacion/noticias/Paginas/neoenergia-lleva-medidores-inteligentes-interior-de-sao-paulo.aspx>
- Norma Brasileira: ABNT NBR 16968 - Perfil DLMS/COSEM para medidores inteligentes de energía eléctrica - Requisitos (Brasil).

Chile

- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (Nicolás García Bernal). Marzo, 2019. Instalación de medidores inteligentes.
- BNamericas. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Noticia: “Bajo la lupa: los medidores inteligentes en América Latina”. Disponible en: <https://www.bnamericas.com/es/reportajes/bajo-la-lupa-los-medidores-inteligentes-en-america-latina>

- Comisión Nacional de Energía (CNE - Chile). 2021. Anuario estadístico de Energía.
- CNE - Chile. Agosto, 2019. Anexo Técnico - Sistemas de Medición, Monitoreo y Control.
- CNE - Chile. Diciembre, 2019. Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
- CNE - Chile. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Tarificación. Disponible en: CNE - Chile <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/>
- CNE - Chile. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Tarificación 2020-2024. Disponible en: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/vad-2020-2024-y-servicios-asociados/>
- CNE - Chile. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Pricing 2024-2028. Disponible en: <https://www.cne.cl/en/tarificacion/electrica/>
- Compañía General de Electricidad Industrial. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Entidades Reguladoras del Sector Eléctrico. Disponible en: <https://www.cge.cl/sector-electrico/entidades-reguladoras-del-sector-electrico/>
- Coordinador Eléctrico Nacional de Chile. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Portal web del Directorio de Empresas Coordinadas. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/directorio-de-empresas-coordinadas/>
- Decreto 327 del Ministerio de Minería (Chile), que fija el reglamento de la ley general de servicios eléctricos del Ministerio de Minería.
- Enel. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Conceptos de Tarifa. Disponible en: <https://www.enel.cl/es/clientes/tarifas-y-regulacion/conceptos-tarifas.html>
- Enel. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Mediciones Inteligentes. Disponible en: <https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/medicion-inteligente.html>
- Ley 21076 del Ministerio de Energía (Chile) por la que se modifica la Ley General de servicios eléctricos para imponer a la empresa distribuidora de energía la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización de las instalaciones por fuerza mayor.
- Ministerio de Energía. Octubre, 2013. Redes Inteligentes: Oportunidades de Desarrollo y Estrategia de Implementación en Chile.
- Proyecto que modifica la ley N° 21.076 con el propósito de hacer voluntario, para los usuarios, el cambio de medidores o empalmes por parte de la concesionaria del servicio público de distribución (Boletín N° 12450-08 de la Cámara de Diputados de Chile).

Colombia

- BID, Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Tecnología de la Información y las Comunicaciones, Unidad de Planeación Minero -Energética, Iniciativa Colombia Inteligente. Abril, 2020. Smart Grids: Colombia Visión 2030. Parte III Política y Regulación.

- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Diciembre, 2020. Insumos para el Análisis de Beneficios Netos de Alternativas para Implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada en el sin Producto.
- Econometría Consultores. Diciembre, 2020. Presentación de Resultados “Análisis de Beneficios Netos de las Alternativas de Infraestructura de Medición Avanzada en el Sistema Interconectado Nacional”. Disponible en: https://www.creg.gov.co/sites/default/files/presentacion_ami_29-12-2020_v2.pdf
- Empresas Públicas de Medellín E.S.P. Febrero, 2022. Tarifas y Costo de Energía Eléctrica - Mercado Regulado.
- Empresas Públicas de Medellín E.S.P. Fecha de consulta: 30 de septiembre de 2022. Energía Prepago. Disponible en: <https://cu.epm.com.co/clientesyusuarios/energia/hogar/energia-prepago>.
- Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. ISA. Fecha de consulta: 30 de septiembre de 2022. Certificación accionistas en circulación. Disponible en: <https://www.isa.co/es/grupo-isa/composicion-accionaria/>
- Organización Latinoamericana de Energía, Relaciones Exteriores - Comercio y Desarrollo de Canadá. Marzo, 2013. Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe (Colombia).
- Proyecto de Resolución 701-011 de 2022, de la CREG (Colombia), por la cual se modifican los Títulos II, V, VI y VII de la Resolución CREG 101 001 de 2022.
- Resolución 097 de 2008, de la CREG (Colombia), por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.
- Resolución 101-001, de la CREG (Colombia), por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN.
- Resolución 40072 de 2018, del Ministerio de Energía y Minas (MEM - Colombia), por la cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición avanzada en el servicio público de energía eléctrica.
- Resolución 40072 de 2018, del MEM - Colombia, por la cual se establecen los mecanismos para implementar la infraestructura de Medición avanzada en el servicio público de energía eléctrica.
- Resolución 40459 de 2019, del MEM - Colombia, por la cual se modifica la Resolución 40072 de 2018.
- Resolución 40483 de 2019, del MEM - Colombia, por la cual se modifica la Resolución 40072 de 2018.
- Resolución CREG 128/1996, de la CREG, por la cual se dictan reglas sobre la participación en las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad y se fijan límites de participación accionaria entre empresas con actividades complementarias, se prohíbe a ninguna empresa de generación tener más del 25% de la actividad de comercialización.

- Resolución N° 30 de 2018, de la CREG, por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.
- Resolución N° 38 de 2010, de la CREG, por el cual se modifica la Resolución CREG 199 de 1997.
- Sentencia C-186/22 de la Corte Constitucional (Colombia) declarando inexecutable el inciso 2º del artículo 56 de la Ley 2099 de 2021, permitiendo así que el costo del medidor inteligente y su instalación sea trasladado al usuario.
- Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible, Dirección Técnica de Gestión de Energía. Junio, 2022. Diagnóstico sobre el Estado de la Medición de Energía Eléctrica en el SIN (Enero a Diciembre de 2021).
- Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible, Unidad de Monitoreo de Mercados de Energía y Gas Natural. Agosto, 2022. Boletín de Seguimiento y Monitoreo de los Mercados.
- Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). Diciembre, 2020. Reporte Final del Proyecto. Apoyo al despliegue de tecnologías de redes inteligentes en Colombia.
- XM Administradores del mercado eléctrico (XM). Enero, 2022. Demanda de energía en 2021 marca máximos históricos.
- XM. Fecha de consulta: 30 de septiembre de 2022. Listado de Operadores Transmisores Nacionales. Disponible en: https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/AgentesRegistrados_1.xlsx
- XM. Fecha de consulta: 30 de septiembre de 2022. Usuarios pertenecientes al Mercado No Regulado de Electricidad a junio de 2022. Disponible en: https://sinergox.xm.com.co/infms/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc={-BA20F570-CE49-431B-993E-9FE69341B597}&file=UNR_2do_Trimestre2022.xlsx&action=default
- XM. Fecha de consulta: 30 de septiembre de 2022. Número de distribuidores registrados ante XM al mes de agosto de 2022. Disponible en: https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/AgentesRegistrados_1.xlsx

Costa Rica

- Anuario estadístico 2019-2020, Compendio de estadísticas nacionales del Instituto Nacional de Estadística y Censos de Costa Rica (INEC). 2020. Instituto Nacional de Estadística y Censos de Costa Rica.
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. RE-0037-IE-2022 del 22 de junio de 2022.
- Banco Centroamericano de Integración Económica. Enero, 2018. Análisis comparativo del marco regulatorio, incentivos y sistema tarifario de precios existentes, para la compra/generación de electricidad de plantas de energía renovable en Centroamérica y Panamá (Costa Rica).
- BID. 2013. Dossier Energético (Costa Rica).

- BNAmericas. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Grupo ICE superará 600.000 medidores inteligentes instalados al finalizar 2022. Disponible en: <https://www.bnamericas.com/es/noticias/grupo-ice-superara-600000-medidores-inteligentes-instalados-al-finalizar-2022>
- Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. 2019. Proyecto Instalación de medidores inteligentes en la Zona Servida por la Sucursal Escazú. Disponible en: <https://www.cnfl.go.cr/contenido/documentos/transparencia/proyectos/proyecto-medidores-inteligentes.pdf>
- Decreto N° 39220 del Ministerio de Ambiente y Energía por el que se establece el reglamento de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla.
- Gobierno de Costa Rica. Febrero, 2019. Plan de Nacional de Descarbonización 2018-2050, Gobierno de Costa Rica.
- Instituto Costarricense de Electricidad. Enero, 2018. Manual de Normas de Construcción, Tomo I, Materiales y Equipos Normalizados.
- Ley N° 8345, Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional.
- Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España en Panamá. Noviembre, 2021. El Sector Eléctrico en Costa Rica.
- Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE) y Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) - Costa Rica. Febrero, 2021. Estrategia Nacional de Redes Eléctricas Inteligentes 2021-2031.

Ecuador

- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables de Ecuador. 2021. Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano del año 2020.
- Asamblea Nacional. Enero, 2015. Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- Centro Nacional de Control de Energía de Ecuador (CENACE). 2020. Informe Anual 2019.
- Empresa Eléctrica Quito S.A. E.E.Q. Septiembre, 2022. Sistema Oficial de Contratación Pública - Proceso "Adquisición e implantación de un Sistema de Medición Avanzada (AMI) para el área de servicio de: Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. (EEA-SA), Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. (ELEPCOSA), Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE), Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQ) y Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (CENTROSUR)". Disponible en: <https://www.compraspublicas.gob.ec/ProcesoContratacion/compras/PC/informacionProcesoContratacion2.cpe?idSoliCompra=KPWKJi3pW-jvzUM8m1STscP4TifixeTP-bAwW3PQk3N4>

- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MERNNR) en colaboración con el Banco Interamericano de Desarrollo. 2017. Plan Nacional de Eficiencia Energética (2016 - 2035).
- MERNNR. Enero, 2019. Invitación a presentar expresión de interés para la "Implementación del Sistema de Medición Avanzada para las empresas eléctricas (Centrosur, Ambato, Emelnorte, Elepcosa y Quito)".

El Salvador

- AES El Salvador. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Portal Móvil para clientes. Disponible en: <https://www.movilaesweb.com/#/>
- AES El Salvador. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Ejemplo de pliego tarifario. Disponible en: <https://www.aes-elsalvador.com/sites/default/files/2022-04/1.CAESS%20Tarifa%203x6%2C5%2014%20de%20Abril%202022-01.jpg>
- AES El Salvador. Julio, 2021. Comunicado de prensa "AES instalará la primera red 100% inteligente." Disponible en: <https://www.aes-elsalvador.com/es/aes-instala-prime-ra-red-100-inteligente>
- BID. 2013. Dossier Energético (El Salvador).
- BNamericas. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. AES impulsa la digitalización de los servicios de distribución eléctrica en El Salvador. Disponible en: <https://www.bnamericas.com/es/noticias/aes-impulsa-la-digitalizacion-de-los-servicios-de-distribucion-electrica-en-el-salvador>
- Comisión Económica Para América Latina (CEPAL). 2021. Síntesis de Definiciones Clave para la Transición Energética en El Salvador.
- Consejo Nacional de Energía (CNE - El Salvador). 2015. Informe del Sector eléctrico en El Salvador.
- CNE - El Salvador. 2020. Política Energética El Salvador 2020-2050.
- Decreto N° 70 Reglamento de la Ley General de Electricidad.
- Decreto N° 84 de la Asamblea Legislativa (República de El Salvador). Ley General de Electricidad.
- Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET). Abril, 2021. Mercado Eléctrico de El Salvador.
- SIGET. 2020. Boletín de Estadísticas Eléctricas N° 22.

Guatemala

- BID. 2013. Dossier Energético (Guatemala).
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE - Guatemala). 2022. Distribuidoras de electricidad en Guatemala.

- CNEE - Guatemala. Junio, 2005. Marco Legal del Subsector Eléctrico de Guatemala, Compendio de Leyes y Reglamentos.
- EEGSA(Grupo EMP). Mayo, 2020. Guía de uso de la Tarifa Horaria y Portal de Consumo Inteligente.
- EEGSA. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Información de tarifas. Disponible en: <https://eegsa.com/factura-eegsa-2/calculadora-de-facturas/informacion-de-tarifas/>
- EEGSA. Marzo, 2021. Informe de Gestión 2021.
- Ministerio de Energía y Minas (MEM-Guatemala). Enero, 2019. Estadísticas del subsector eléctrico en 2017.
- MEM-Guatemala. Enero, 2022. Plan de Expansión del Sistema de Transporte (2022 - 2052).
- MEM-Guatemala.. Septiembre, 2019. Índice de cobertura eléctrica 2017.

Guyana

- Gobierno de Guyana. Septiembre, 1999. Electricity Sector Reform Act 1999.
- Guyana Energy Agency. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Draft Strategic Plan (2016 - 2020): Reliable energy - economically, environmentally and socially sustainable - for all in Guyana. Disponible en: <https://gea.gov.gy/downloads/Strategic-Plan-2016-2020.pdf>
- Guyana Power & Light (GPL). Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Portal Web de Guyana Power and Light (GPL). Disponible en: <https://gplinc.com/about-us/who-we-are/>
- Our World in Data. 2022. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Guyana: Energy Country Profile. Disponible en: <https://ourworldindata.org/energy/country/guyana#how-much-electricity-does-the-country-consume-each-year>

Haití

- Electricité d’Haïti (EDH). Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Histoire de Électricité d’Haïti. Disponible en: <https://edh.ht/notre-histoire.php>
- Agencia internacional de la energía. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Portal de Datos y Estadísticas. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=HAITI&fuel=Energy%20consumption&indicator=TotElecCons>

Honduras

- BID. 2013. Dossier Energético (Honduras).
- Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Estructura tarifaria que debe aplicar la ENEE para la facturación a partir del mes de julio de 2022. Disponible en: <https://www.cree.gob.hn/tarifas-vigentes-enee/>
- Decreto No. 158-94. 1994. Ley Marco del Subsector Eléctrico (Honduras).
- El Heraldito. Mayo, 2017. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. La Empresa Energía Honduras instalará 500,000 medidores de luz inteligentes. Disponible en: <https://www.elheraldo.hn/economia/honduras-la-empresa-energia-honduras-instalara-500000-medidores-de-luz-inteligentes-FBEH1072070>
- Empresa Energía Honduras (EEH). Fecha de consulta septiembre de 2022. Especificaciones técnicas medición tipo AMI Centralizada. Disponible en: <https://docplayer.es/83222666-Especificaciones-tecnicas-medicion-tipo-ami-centralizada.html>
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE - Honduras). Diciembre, 2021. Boletín Estadístico Diciembre 2021.
- ENEE - Honduras. Noviembre, 2012. Información de Servicios: Desconexión del servicio.
- ENEE - Honduras. Noviembre, 2012. Información de Servicios: Nuevas instalaciones eléctricas.
- Superintendencia de Alianza Público-Privada. 2017. Contrato de Alianza Público-Privada para la recuperación de pérdidas en los servicios prestados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para la ejecución de "distribución y flujo financiero".

Jamaica

- Agencia internacional de la energía. Portal de Datos y Estadísticas. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=JAMAICA&fuel=Energy%20consumption&indicator=TotElecCons>
- Compañía de Servicios Públicos de Jamaica (JPS). Agosto, 2011. Estatutos constitutivos. Disponible en: <https://www.jpsco.com/about-jps/>
- JPS. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Portal Web sobre los accionistas. Disponible en: <https://www.jpsco.com/about-jps/>
- JPS y Gobierno de Jamaica. Notificación publicada en el Boletín Oficial de Jamaica. Agosto, 2022. Iniciativa para crear una red eléctrica inteligente.
- JPS. Reportes Anuales. 2016, 2017, 2018, 2019
- JPS. Reporte Ajuste de Tarifas.

- JPS. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Portal Web: "Let's take the journey towards a smarter grid together". Disponible en: <https://www.jpSCO.com/smart-meter-brochure/>
- JPS. Fecha no disponible. Plan de Negocio para los años 2019-2024.
- Oficina de Regulación de los Servicios Públicos de Jamaica. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Portal Web sobre la Propuesta Tarifaria. Disponible en: <https://our.org.jm/document/jps-tariff-2019-2024-application-5/>
- Oficina de Regulación de los Servicios Públicos de Jamaica. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Portal Web sobre el Ajuste Tarifario. Disponible en: https://our.org.jm/wp-content/uploads/2022/05/JPS-Annual-Filing-2022-FINAL_May-10-2022.pdf

México

- Comisión Federal de Electricidad de México (CFE). Abril, 2015. Sistemas de infraestructura avanzada de medición (AMI).
- CFE. Enero, 2015. Sistema Interactivo y de Infraestructura avanzada de medición de energía eléctrica.
- CFE. Febrero, 2019. Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución 2019-2033.
- Comisión Reguladora de Energía (CRE - México). Septiembre, 2014. Marco Regulatorio de la Red Eléctrica Inteligente (REI) en México.
- CRE - México en colaboración con la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía (ARIAE). Mayo, 2004. Estructura Tarifaria del Sector Eléctrico Mexicano.
- Gobierno de México. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Portal Web sobre el consumo energético. Disponible en: http://dgeiawf.semarnat.gob.mx:8080/ibi_apps/WFServlet?IBIF_ex=D2_ENERGIA06_20&IBIC_user=dgeia_mce&IBIC_pass=dgeia_mce&NOMBREENTIDAD=* &NOMBREANIO=*
- Ley de Transición Energética de México. Nueva Ley publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de diciembre de 2015.
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de México. Última reforma publicada DOF 28-05-2021.
- Secretaría de Energía de México (SENER). 2017. Programa de Redes Eléctricas Inteligentes.
- SENER. 2013. Estrategia Nacional de Energía 2013-2027.
- SENER. 2017. Programa de Redes Eléctricas Inteligentes.

Nicaragua

- Comisión Económica Para América Latina (CEPAL). Agosto, 2015. Informe Nacional de Monitoreo de la Eficiencia Energética en Nicaragua.
- DISNORTE, DISSUR. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Oficina virtual del consumidor. Disponible en: <https://www1.disnorte-dissur.com.ni/>
- Instituto Nicaragüense de Energía. 2021. Resumen de los principales indicadores del subsector electricidad.
- Ley N° 272, Ley de la Industria Eléctrica.
- Ministerio de Energía y Minas (Nicaragua). Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Mercado Eléctrico-Licencias y Concesiones. Disponible en: https://www.mem.gob.ni/?page_id=1460

Panamá

- Acuerdo N° 013-2021 del Tribunal Administrativo de Contrataciones Públicas, de 15 de septiembre de 2021, por el cual se adopta el procedimiento de trámite probatorio y de gestión procesal electrónicos, basados en las tecnologías digitales de información y comunicación, que le permitan al tribunal administrativo de contrataciones públicas (el tribunal), el cometido de recibir, practicar y gestionar todas aquellas diligencias rituales que, con seguridad y efectividad, le garanticen el cumplimiento de sus competencias legales y reglamentarias.
- Asamblea Nacional, Secretaría General. Julio, 2021. Anteproyecto de Ley 041, por el cual se dictan disposiciones relativas a la prestación del servicio público de electricidad.
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá. 2022. Tarifas de electricidad para clientes regulados vigentes del 1 de julio al 31 de diciembre de 2022.
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. 2022. Procedimiento para la aplicación del artículo 15 de la Ley 295 del 25 de abril de 2022 (Movilidad eléctrica).
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). Agosto, 2016. Procedimiento para autoconsumo con fuentes nuevas, renovables y limpias.
- ASEP. Agosto, 2019. Reglamento De Distribución Y Comercialización De Energía Eléctrica-Título X: Normas de calidad del servicio comercial.
- ASEP. Diciembre, 2021. Estadística del mercado eléctrico panameño.
- ASEP. Enero, 2018. Reglas para el mercado mayorista de electricidad.
- ASEP. Julio, 2022. Indicadores de mercado mayorista.
- ASEP. Marzo, 2013. Reglamento de Distribución y Comercialización - Título XI: Normas de medición aplicables a los clientes regulados.

- ASEP. Marzo, 2013. Reglamento de Distribución y Comercialización - Título XI: Normas de medición aplicables a los clientes regulados.
- ASEP. Mayo, 2010. Criterios y procedimientos para la venta de energía y potencia a grandes clientes.
- BID. 2013. Dossier Energético (Panamá).
- Centro Nacional de Despacho (ETESA). Septiembre, 2019. Metodología para administrar el racionamiento de suministro de energía eléctrica.
- Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A. Diciembre, 2021. Estados Financieros.
- ENSA. 2022. Cargos Tarifarios vigentes a partir del 1 de enero hasta el 30 de junio del 2022.
- ENSA. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Consulta "¿Puedo cambiar mi factura?" Disponible en: <https://www.ensa.com.pa/preguntas-frecuentes/facturacion/puedo-cambiar-de-tarifa#:~:text=El%20cliente%20podr%C3%A1%20cambiar%20la,los%20requisitos%20para%20cada%20tarifa>
- Gobierno Nacional de Panamá. Acuerdo N° 013-2021 de miércoles 15 de septiembre de 2021, por el cual se adopta el procedimiento de trámite probatorio y de gestión procesos electrónicos, basados en las tecnologías digitales de información.
- Ley 6 del 3 de febrero de 1997 por la cual se dicta el marco regulatorio e institucional para la presentación del servicio público de electricidad.
- Ley N° 81 de 26 de marzo de 2019, sobre Protección de Datos Personales.
- Ministerio de Economía y Finanzas de la República de Panamá. Diciembre, 2017. Análisis del Mercado Eléctrico Panameño.
- Ministerio de la presidencia, Secretaría de Energía (SEN). Septiembre, 2021. Estrategia Nacional de Generación Distribuida.
- Ministerio de la Presidencia, SEN. 2020. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Balance de Energía Eléctrica. Disponible en: <https://www.energia.gob.pa/archivos/#>

Paraguay

- Administración Nacional de Electricidad (ANDE). 2020. Memoria Anual 2019.
- ANDE. Agosto, 2020. Comunicado de prensa "Implementación de un Sistema de Gestión y Recolección de Lecturas Remotas Mediante Medidores Inteligentes". Disponible en: <https://www.ande.gov.py/interna.php?id=7520#.ZAJjj3MKMp>
- Banco de Desarrollo de América Latina (CAF). Noviembre, 2021. Disponible en: <https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2021/11/ande-suscribe-un-convenio-con-caf-para-la-implementacion-de-un-sistema-inteligente-de-medicion-de-energia-electrica-en-el-paraguay/>

- Ley N° 966 de 2014 por la que se crea la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) como ente autárquico y establece su carta orgánica, la empresa estatal ANDE opera en régimen de monopolio para la transmisión, distribución y comercialización de la energía en Paraguay.
- Parque Tecnológico de Itaipu. Marzo, 2022. Noticia "PTI y ANDE finalizaron conversaciones sobre implementación del SAMR. Disponible en: <https://www.pti.org.py/pti-y-ande-finalizaron-conversaciones-sobre-implementacion-del-samr/>

Perú

- Decreto Ley N.º 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (OSINERGIM).
- Decreto Supremo (Nº 018-2016-EM) que modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Reglamento de Transmisión, y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.
- Decreto Supremo DS-018-2016 que modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Reglamento de Transmisión y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.
- Electro Ucayali. Mayo, 2019. Estudio de proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética.
- Gerencia de Regulación de Tarifas División de Distribución Eléctrica. Julio, 2019. Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) 2019-2023.
- Gerencia de Regulación de Tarifas División de Distribución Eléctrica. Octubre, 2019. Proyecto de Resolución de Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) 2019-2023.
- Ministerio de Energía y Minas (MEM - Perú). 2018. Propuesta de Marco Normativo para el desarrollo de Redes Eléctricas Inteligentes y Generación distribuida en el Perú.
- MEM - Perú. Enero, 2022. Capítulo 4 Distribución de energía Eléctrica. Disponible en: <https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Capitulo%204%20Transmision%20electrica%202020.pdf>
- MEM - Perú. Enero, 2022. Capítulo 5 - Distribución de energía Eléctrica. Disponible en: <https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Capitulo%205%20Distribucion%20de%20energia%20electrica%202020.pdf>
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINGERGMIN). 2019. Análisis de las propuestas de Sistemas de Medición Inteligente (SMI).
- OSINGERGMIN. 2022. Tarifas a usuario final aprobadas.
- Resolución del Consejo Directivo OSINGERGMIN (Perú) N° 225-2017-OS/CD.
- Resolución del Consejo Directivo OSINGERGMIN (Perú) N° 078-2006-OS/CD por la que se Aprueba el Procedimiento especial, criterios y procedimientos de cálculo para la fijación de las tarifas del servicio prepago.

- Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. Junio, 2019. Plan de Reemplazo a sistemas de medición inteligente.

República Dominicana

- Comisión Económica para América Latina y el Caribe. 2020. Transición energética de la República Dominicana ¿Cómo las estrategias de descarbonización del sector eléctrico aceleran la participación del sector privado en la contribución determinada a nivel nacional CDN?
- Edeeste. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Cambio de titularidad en el contrato. Disponible en: <https://edeeste.com.do/inicio/servicios/cambio-de-titularidad/>
- Edeeste. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Oficina virtual. Disponible en: <https://oficinavirtual.edeeste.com.do/>
- Edeeste. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Sistema de energía prepago". Disponible en: <https://edeeste.com.do/inicio/aprende-con-edeeeste/sistema-energia-prepago/>
- Edenorte. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Cambio de titularidad en el contrato. Disponible en: <https://edenorte.com.do/servicios/cambios-titular-contrato/>
- Edenorte. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Información de las tarifas eléctricas. Disponible en: <https://edenorte.com.do/tarifas/>
- Edesur. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Cambio de titularidad en el contrato. Disponible en: <https://www.edesur.com.do/media/r5gbdibp/cambio-de-titular>
- Edesur. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Contratación del servicio. Disponible en: <https://www.edesur.com.do/media/biqp1sws/contratacion-de-servicio>
- Ley General de Electricidad N° 125-01 y su Reglamento de Aplicación (República Dominicana).
- Ley N° 186-07 que introduce modificaciones a la Ley General de Electricidad N.º 125.01, de fecha 26 de junio de 2001. (República Dominicana).
- Ley N° 57-07 (República Dominicana).
- Monitor Energético, Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo. Abril, 2022. Pérdidas de las empresas distribuidoras de energía.
- Oficina Nacional de Estadística (ONE). Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Número de clientes por año, empresas y tipo de usuario por distribuidor eléctrico 2004-2020. Disponible en: <https://web.one.gob.do/datos-y-estadisticas/temas/estadisticas-economicas/estadisticas-sectoriales/energia/>
- ONE. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Energía facturada por año, según compañía distribuidora y tipo de usuario 2004-2020. Disponible en: <https://web.one.gob.do/datos-y-estadisticas/temas/estadisticas-economicas/estadisticas-sectoriales/energia/>

- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Agosto, 2017. Noticia "OLADE finaliza estudio de generación distribuida y medición de energía en República Dominicana". Disponible en: <https://www.olade.org/noticias/olade-finaliza-estudio-de-generacion-distribuida-y-medicion-de-energia-en-republica-dominicana/>
- OLADE. Enero, 2013. Aspectos Regulatorios y Tarifarios – Caso República Dominicana. Disponible en: <https://edenorte.com.do/tarifas/>
Resolución SIE-52-2005 de electricidad (República Dominicana).
- Resolución SIE-52-2005, de la Superintendencia de Electricidad (República Dominicana).
- Superintendencia de Electricidad. 2020. Memoria institucional 2019.
- Superintendencia de Electricidad. Enero, 2020. Estimación subsidio implícito en tarifa otorgado a los usuarios regulados del Servicio Público de Electricidad ofrecido por las empresas distribuidoras: Edesur, Edeeste y Edenorte.

Surinam

- Agencia internacional de la energía. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Portal de Datos y Estadísticas. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=SURINAME&fuel=Energy%20consumption&indicator=TotElecCons>
- BID. Septiembre, 2019. Environmental and Social Impact Assessment for Energy Infrastructure Projects.
- Ley de Electricidad N° 42 del 16 de marzo de 2016 (Surinam).

Trinidad y Tobago

- Agencia Internacional de la Energía. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Portal de Datos y Estadísticas. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=TRINIDAD&fuel=Energy%20consumption&indicator=TotElecCons>
- BID. Febrero, 2016. Energy Dossier: Trinidad & Tobago.
- Comisión de Electricidad de Trinidad y Tobago. 2015. AMI Project.
- Comisión de Electricidad de Trinidad y Tobago. Marzo, 2017. Smart Grid – Advanced Metering Infrastructure.
- Gobierno de Trinidad y Tobago y el Banco Interamericano de Desarrollo. 2015. A Unique Approach for Sustainable Energy in Trinidad and Tobago.
- Gobierno de Trinidad y Tobago. 2013. Facing the issues turning the economy around.

Uruguay

- Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Información de venta de energía. Disponible en: <https://portal.ute.com.uy/institucional/ute/utei/informacion-de-venta-de-energia>
- UTE. Fecha no disponible. Plan Estratégico correspondiente al período 2020-2021.
- UTE. 2021. Pliego de Condiciones y Especificaciones para el Suministro al UTE de Medidores Trifásicos directos electrónicos de energía activa y reactiva para tarifa doble y tarifa triple para los clientes.
- UTE. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Tarifas eléctricas de los hogares. Disponible en: <https://www.ute.com.uy/clientes/soluciones-para-el-hogar/planes-hogar/plan-inteligente#tab-323-10>
- UTE. 2020. Pacto global de Naciones Unidas. Comunicación de Progreso 2020.
- UTE. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Agenda Digital. Disponible en: <https://www.ute.com.uy/noticias/ute-y-la-agenda-digital-50-de-medidores-inteligentes-en-2020>
- BID. Enero, 2017. Dossier Energético: Uruguay.
- Facultad de Ingeniería. Instituto de Computación (Uruguay). Mayo, 2018. Riesgos y oportunidades para el mercado eléctrico como fruto de los cambios en la matriz energética.
- Ley N° 16832, Ley Reguladora del Mercado Energético (Uruguay). 1997.

Venezuela

- Agencia internacional de la energía. Fecha de consulta 30 de septiembre de 2022. Portal de Datos y Estadísticas. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=VENEZUELA&fuel=Energy%20consumption&indicator=TotElecCons>
- Ley Orgánica del Sistema y servicio eléctrico Número 39573. Diciembre, 2010.

Otra bibliografía y regulación de referencia

- BID. Marzo, 2022. Empoderando a los consumidores de electricidad por medio de la respuesta a la demanda: Porqué y cómo.
- Comisión Reguladora de Energía de Francia. 2022. La CRE définit le nouveau cadre de régulation du projet Linky. Commission de Régulation de L'Énergie. Extraído de: La CRE définit le nouveau cadre de régulation du projet Linky – CRE.
- Decreto N° 2010-1022 de 31 de agosto de 2010 relativo a los dispositivos de medida en las redes públicas de electricidad (Francia).
- Deliberación de la Comisión de Regulación Energética N° 2022-64 del 24 febrero de 2022 sobre el proyecto de decisión sobre el marco regulatorio incentivo para el sistema de contador inteligente de Enedis en el Rango de tensión BT ≤ 36 kVA (Linky) para el periodo 2022-2024 y modifica la deliberación N°2021-13. Francia.
- Deloitte. 2020. The future of regulation.
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- European Commission, Directorate-General for Energy, Alaton, C., Tounquet, F. 2020. Benchmarking smart metering deployment in the EU-28: final report, Publications Office. Disponible en:
<https://data.europa.eu/doi/10.2833/492070>
- Giordano, Vincenzo et al. 2012. Guidelines for cost benefit analysis of smart metering deployment - Publications Office of the EU. Unión Europea. Disponible en:
<https://op.europa.eu/en/publication-detail>
- International Energy Agency. 2019. Disponible en: <https://www.iea.org>
- Smarter Together. 2019. Report on deployment of Linky smart power meters in the area - D3.4.2 - Version 2.0.
- 2012/148/UE: Recomendación de la Comisión, de 9 de marzo de 2012, relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente (OJ L 73 13.03.2012, p. 9, ELI. Disponible en: <http://data.europa.eu/eli/reco/2012/148/oj>



BID

Mejorando vidas