



**PILOTO DE PLATAFORMA INTELIGENTE PARA LA EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN
DE LA MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.**

UNIVERSIDAD EAN

PROYECTO DE GRADO – PROYECTO DE INTEGRACIÓN

CRISTHIAN ALEXIS TAMAYO PARRA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

INGENIERÍA EN ENERGÍAS

BOGOTÁ D.C.

24/06/2025

Contenido

Resumen ejecutivo.....	4
Introducción.....	5
Objetivos.....	7
Objetivo General.....	7
Objetivos Específicos.....	8
Definición del problema.....	8
Pregunta de Investigación.....	9
Justificación.....	9
Análisis de Requerimientos.....	11
Intención del Producto:.....	11
Marco Teórico.....	13
Fundamentos conceptuales de la AMI.....	13
Marco regulatorio colombiano.....	13
Estándares y tecnologías habilitadoras.....	14
Inteligencia artificial aplicada a AMI.....	14
Desarrollo ágil del software.....	16
Normatividad y Regulaciones Aplicables.....	16
Sistemas de Medición Inteligente de Energía.....	16
Aplicación de la Inteligencia Artificial en la Medición de Energía.....	17
Antecedentes.....	18
Mandato regulatorio y brecha de financiación.....	19
Problemas sectoriales que impulsan la adopción de AMI.....	22
Análisis de Restricciones.....	23
Consideraciones Ambientales.....	24
Factores Económicos.....	25
Restricciones Legales.....	28
Seguridad y Salud.....	29
Metodología de Investigación.....	29
Costos.....	32

Diseño del Sistema de Medición Inteligente	36
Arquitectura General.....	36
Capa de medición.....	38
Capa de comunicación.....	38
Capa de plataforma en la nube.....	39
Capa de presentación	39
Recepción de alertas automatizadas.....	41
Comparación entre usuarios.....	42
Visualización de Arquitectura Funcional y Paneles del Sistema AMI	42
Conclusiones	44
Conectividad y adquisición de datos.....	44
Escalabilidad restringida.....	45
Cobertura de protocolos.....	45
Interoperabilidad como eje central.....	46
Glosario.....	48
Bibliografía	52

Resumen ejecutivo.

Definición del Problema: La Comisión Regulatoria de Energía y Gas (CREG), inicio la revisión de las necesidades y variables apropiadas para estimar los beneficios del despliegue de una infraestructura de medición avanzada (AMI) en Colombia, bajo el documento CREG 175 DEL 2020. Estableciendo un punto de partida para la necesidad de soluciones innovadoras para mejorar la fiabilidad, eficiencia en la recolección y análisis de datos energéticos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Actividades que desprenden de las normas expedidas por el gobierno: Ley 1715 del 2014 que promueve el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, en un principio las que tienen carácter renovable dentro del SIN, aunque no menciona directamente AMI, si sus disposiciones sobre la promoción de tecnologías avanzadas en el sector energético sentando las bases de la implementación de la AMI. Actualmente, la falta de una plataforma centralizada limita la gestión eficiente y transparente de la digitalización de la medida de energía. Se propone desarrollar una plataforma basada en inteligencia artificial (IA) que integre múltiples fuentes de datos como piloto en la validación de los dispositivos que puedan cumplir con esa regulación de la CREG.

Objetivo General: Diseñar un piloto para una plataforma de evaluación sobre la fiabilidad y presión de los medidores de energía eléctrica, analizar su desempeño bajo distintas condiciones de uso y compararlos con estándares de referencia. Alineándose con la Resolución 101 001 de 2022 de la CREG y la "Hoja de Ruta Visión 2030" de la UPME.

Metodología: El proyecto se desarrollará en varias fases, incluyendo el análisis normativo, el diseño de la arquitectura tecnológica, la integración de IA para la gestión de datos,

comprensión de medidas y detección de anomalías (si existen), pruebas de funcionalidad y evaluación de impacto.

Impacto Esperado: Se espera evaluar diferentes soluciones de medición (Dispositivos) digital en el mercado, accesibles a las tecnologías con las que cuenta la infraestructura colombiana o las de fácil adopción en costos, esto con el fin de encontrar los más costos efectivos, fiables en la medición y que tengan el menor impacto intrusivo en el usuario, fomentando su adopción masiva.

Introducción.

La medición de energía eléctrica digital es un componente importante en la transformación hacia una infraestructura moderna y eficiente del sector energético en Colombia, ley 2099 de 2021 (llamada Ley d transición energética) introduce y promueve la infraestructura de medición avanzada (AMI) en el país. Con el avance de las tecnologías digitales y la creciente necesidad de sostenibilidad en los servicios públicos colombianos, la implementación de soluciones innovadoras de medición eficiente y digital se ha convertido en una prioridad para los diferentes gobiernos. El artículo 56 de la ley 2099 del 2021, define condiciones para implementación de los medidores inteligentes, lo que lleva a la necesidad de una regulación. El Documento CREG 175 de 2020 es un documento conceptual y técnico centrado en aspectos tarifarios del servicio público domiciliario de gas y combustibles que sirvió como base preparatoria para la elaboración de la resolución en el sector energético. Sus principales aportes son: expone los criterios técnicos, económicos y regulatorios necesarios para implementar medición inteligente (AMI); introduce conceptos como arquitectura de red,

interoperabilidad, seguridad de la información y esquemas de remuneración; planteando una visión de la Infraestructura de medición avanzada (AMI) en el territorio nacional.

Este documento alimentó la discusión pública y en sobre todo la técnica que derivó en el acto regulatorio formal: Resolución 101 001 de 2022 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la "Hoja de Ruta Visión 2030" de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) establecen directrices para la adopción de sistemas avanzados de medición inteligente en cumplimiento con las resoluciones liberadas por la CREG, en este caso la Resolución CREG 101001.

En este orden existen dos aspectos importantes para considerar la regulación colombiana sobre el (AMI), el Ministerio de Minas y Energías emite las resoluciones 40483 del 2019 y 40142 del 2020, donde se deja un porcentaje de usuarios conectados en el mercado de comercialización con (AMI) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que debe ser del 75% para el año 2030. En el 2024 la UPME participó en un diagnóstico sectorial para evaluar la madurez en la gestión de datos, analizando los Operadores de Red (OR) y la responsabilidad en la implementación del (AMI), los planes piloto, planificación y puesta en marcha que dejó una cifra de menos del 1,4% de adopción de dispositivos inteligentes en Colombia.

Teniendo este contexto, es evidente que las instituciones colombianas están realizando esfuerzos en sus respectivos campos de competencia para estandarizar la implementación de tecnologías de medición avanzada y la implementación de dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Sin embargo, el obstáculo principal del AMI en Colombia es

el modelo de financiación, no se ha definido claramente quienes son los encargados de esta inversión y las iniciativas piloto están siendo afectadas por la barrera de resistencia en la frontera comercial con el usuario y la falta de infraestructura técnica dentro del país.

Objetivos

Este proyecto propone el desarrollo de una plataforma tecnológica piloto que permita conectar dispositivos de medición o contadores de energía tele-gestionados o los llamados contadores inteligentes. A través de la integración de con las diversas fuentes de datos/dispositivos, validando las estructuras para hacer la captura, recolección y análisis de los datos en un reporte tipo tablero de datos que mida si se cumple la normativa que dispone la CREG y las normas internacionales para este modelo de tecnologías.

Objetivo General

Diseño de una plataforma de medición inteligente de energía eléctrica como herramienta para el cumplimiento de la Resolución 101 001 de 2022 de la CREG y la "Hoja de Ruta Visión 2030" de la UPME como prueba piloto.

Objetivos Específicos

- Centralizar y procesar los datos de diversas fuentes.
- Analizar los requisitos técnicos y regulatorios que debe cumplir el sistema según la CREG.
- Simular o prototipar el funcionamiento del sistema en un entorno controlado.

Definición del problema

En Colombia la precisión de la medida energética eléctrica es un factor crítico para el cumplimiento normativo de la estandarización de precisión y confiabilidad, CREG 1001001 de 2022. Sin embargo, existe una variedad de medidores de energía en el mercado, con diferencias en su tecnología, precisión y capacidad de detección de anomalías. Actualmente no hay un sistema centralizado de medición, aunque la CREG diseñó la figura del Gestor Independiente de Datos e Información (GIDI) para que actúe como repositorio nacional y operador de esos datos. Sin embargo, el GIDI sigue en fase de diseño/selección y no está operando; cada comercializador u operador de red continúa usando sus propias plataformas de lectura y MDMS.

La regulación vigente establece una base no regulada que los equipos cuenten con certificación de conformidad (ONAC) y cumplan normas técnicas (ANSI C12, IEC 62052-11, etc.), pero la CREG aún no ha expedido un protocolo único de pruebas de campo, interoperabilidad y análisis costo-beneficio. La propia Circular 121 de 2024 incluyó la tarea de definir los “requisitos operativos, técnicos y de calidad” y la “metodología de evaluación”

para medidores AMI, pero el documento está en proceso de comentarios y no se ha adoptado.

En consecuencia, los proyectos piloto y las licitaciones que adelantan los operadores deben construir sus propios criterios de selección y ensayar esquemas de intercambio de datos de forma bilateral, hasta que el GIDI o un sistema único y centralizado que concentre todos los datos que generan los medidores avanzados (AMI) que sea adjudicado y la CREG publique la metodología de evaluación definitiva.

Esto genera incertidumbres regulatorias y la falta de heterogeneidad en el proceso pueden generarse costo más alto y falta de información con la que los involucrados puedan adoptar la implementación de la red AMI en Colombia.

Pregunta de Investigación

¿Como diseñar un sistema de medición inteligente de energía que permita centralizar y procesar datos de diversas fuentes, que cumpla con la Resolución 10010001 de 2022 de la CREG y la “La Hoja de Ruta Vision 20230” de la UPME en Colombia?

Justificación

El desarrollo de una plataforma de laboratorio y la información del presente documento busca aportar a reducir la incertidumbre regulatoria: sin una metodología costo-beneficio cerrada, es complejo justificar financieramente el despliegue masivo ante los entes de control y los accionistas de los diferentes operadores de red en el mercado energético colombiano.

Vacío	Validar	Evidencia normativa
Protocolo único de pruebas de campo (comparar marcas en la red real)	Prueba de 1 o mas dispositivos en red, desarrollo y evaluación de infraestructura ideal tipo PLC/LTE y criterios de aceptación/rechazo.	La Resol. 101-1/2022 sólo exige que el despliegue se haga “si el beneficio supera el costo”, sin describir cómo ensayar el desempeño real de los equipos.
Interoperabilidad y ciberseguridad	Evaluar si los dispositivos en el mercado cuentan con conceptos como DLMS/COSEM y TLS, pero el <i>profile</i> mínimo (tablas, firmas, cifrado) aún no está normalizado a nivel nacional.	Conceptos CREG 3473/2023 y 5255/2023 remiten a “normas internacionales vigentes” sin fijar versiones ni esquemas de claves
Metodología costo-beneficio estándar	Evaluar un esquema de costos base para el despliegue de una medición o conteo de energía en una red	Desde 2020 la CREG publica borradores (Circular 003/2020, Doc. D-002/2022) pero la fórmula definitiva y los

	residencial estándar desde una fuente tipo AMI mínimo.	supuestos de pérdidas evitadas todavía están en discusión.
Piloto de Gestor Independiente de Datos e Información (GIDI)	Desarrollar una arquitectura para Sistema de Gestión de Datos de Medidores de datos pensando en el GIDI (uso de API RES que cumpla con tiempos de entrega < 08:00 a.m. del día D+1).	Circular 121/2024 anuncia la próxima expedición de los “requisitos operativos, técnicos y de calidad” y de la “metodología de evaluación” del GIDI; está en fase de comentarios (abril 2025)

Esta plataforma pretende facilitar la selección de medidores según normativas como IEC 62052-11, IEC 62053-21 y Resolución CREG 1001001 de 2022 sobre medición avanzada.

Análisis de Requerimientos

Definir los requerimientos del sistema de medición energética colombiano para una implementación del AMI identificando que permitirán el diseño y desarrollo efectivo del sistema de medición inteligente de energía. Este análisis abarca los siguientes aspectos:

Intención del Producto:

Diseñar un sistema de medición inteligente de energía eléctrica que permita la recolección, almacenamiento y análisis de datos en tiempo real en un entorno controlado residencial que aporte al cumplimiento de la circular CREG 1011001.

Categoría	Requisito	Descripción / Alcance
Requerimientos Funcionales	Monitoreo de múltiples fuentes de datos	Integrar medidores inteligentes, sistemas Smart Metering y medición no intrusiva.
	Centralización y procesamiento de datos	Plataforma segura y accesible para almacenar, procesar y visualizar la información.
	Exportación de datos (CSV/JSON)	Cumplir con la especificación publicada por la CREG para intercambio regulatorio.
	Simulación / prototipado	Desarrollar un entorno de prueba controlado y documentarlo.
	Lectura de energía activa y reactiva	Recepción de mediciones en tiempo (casi) real.
Requerimientos No Funcionales	Seguridad y protección de datos	Garantizar privacidad y confidencialidad de los usuarios.
	Escalabilidad	Soportar aumento de dispositivos conectados sin pérdida de rendimiento.
	Interfaz intuitiva	Facilitar uso por operadores y entidades reguladoras.
Verificación de Parámetros de Diseño	Estándares de precisión y fiabilidad	Definir rangos de error máximos admitidos.
	Compatibilidad de protocolos	Asegurar interoperabilidad con estándares del sector eléctrico.
	Detección de anomalías y alertas	Evaluar capacidad como parte de la prueba piloto.
Estimación de Características Técnicas	Metodología ("¿Cómo lo vamos a hacer?")	Describir enfoque arquitectónico y tecnologías a emplear.
	Variables y periodo de medición	Especificar qué magnitudes se capturan y su frecuencia.
	Capacidad de procesamiento	Dimensionar CPU/GPU, memoria y throughput requerido.
	Métricas clave	Definir objetivos de latencia, tasa de error en detección y capacidad de almacenamiento.

Marco Teórico

Diseño de una plataforma piloto de medición avanzada (AMI) para el sistema eléctrico colombiano:

Fundamentos conceptuales de la AMI

La infraestructura de AMI se define como el conjunto de dispositivos, redes de comunicación y sistemas de gestión de datos que posibilitan la captura y el intercambio bidireccional de información energética en intervalos horarios. Sus componentes principales son los medidores inteligentes, la red de acceso (PLC, RF-mesh, LTE-M o NB-IoT y el Meter Data Management System (MDMS), todos enlazados mediante el estándar DLMS/COSEM (IEC 62056), que garantiza la interoperabilidad entre fabricantes (International Electrotechnical Commission).

Marco regulatorio colombiano

La evolución normativa nacional presenta tres hitos obligatorios para cualquier plataforma AMI:

1. Ley 1715 de 2014 – Introduce incentivos a las fuentes no convencionales y habilita la medición bidireccional para el balance neto (Congreso de la República, 2014).
2. Ley 2099 de 2021, art. 56 – Ordena que el costo de los medidores inteligentes sea asumido por el comercializador (Congreso de la República, 2021).
3. Resolución CREG 101 001 de 2022 – Establece metas de cobertura (75 % al 2030) y los requisitos técnicos-funcionales mínimos del sistema (CREG, 2022).

La Ley 2294 de 2023 (Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026) refuerza la digitalización de la red y exige un nuevo análisis costo-beneficio (Congreso de la República, 2023). Paralelamente, el CONPES 4075 de 2022 fija metas y fuentes de financiación verde para redes digitales (Departamento Nacional de Planeación [DNP], 2022).

En 2024, la CREG publicó las Circulares 096 y 121, donde anuncia la revisión de la metodología tarifaria y del cronograma de despliegue (CREG, 2024 semestre 1, 2024 semestre 2). Este mismo año la resolución CREG 701-38 incorporó exigencias de ciberseguridad (cifrado AES-128, autenticación mutua) y creó el piloto de tarifas horarias residenciales.

Estándares y tecnologías habilitadoras

Capa	Estándar/Protocolo	Relevancia para el Prototipo Piloto
Física	PLC G3-OFDM, IEEE 802.15.4g, LTE-M, NB-IoT	PLC domina en zonas urbanas o NB-IoT.
Aplicación	DLMS/COSEM	Obligatorio por remisión de la Res. CREG 174 de 2021 (CREG, 2021).
Seguridad	Propuesta tipo: IEC 62351-9; NIST IR 7628	Adoptados en la Res. CREG 701-38 para firma digital y gestión de claves (CREG, 2024).

Inteligencia artificial aplicada a AMI

Investigaciones recientes en Colombia muestran la utilidad de la IA para tres funciones clave:

1. Pronóstico horario de demanda utilizando redes LSTM: error absoluto medio (MAE) de 6,2 % en Sincelejo (Velásquez & Torres, 2023).
2. Detección de pérdidas no técnicas (NTL) mediante random forests y auto-codificadores: precisión del 92 % en un piloto trifásico de la costa Caribe (Moreno et al., 2024).
3. Respuesta a la demanda (DR) con aprendizaje por refuerzo: 8 % de reducción de pico en simulaciones con precios horarias propuestos por la CREG (García & López, 2025).

Para el prototipo académico se propone un flujo: el medidor eventos simples; el MDMS ejecuta modelos servidos vía REST sobre MQTT/TLS.

Capa	Acción clave del proyecto
Business	Vincular objetivos del PND 2022-2026 y Res. 101 001 a beneficios (reducción pérdidas, DR, TOU).
Function	Modelar casos de uso: lectura remota, órdenes de corte/reconexión, analítica NTL.
Information	Definir modelos de datos DLMS/COSEM (OBIS), CIM IEC 61970/61968 para intercambio con el operador.
Communication	Seleccionar y mapear PLC G3, NB-IoT, MQTT/TLS al dominio "Field/Zonas Proceso-Operación".
Component	Asignar medidores, concentradores, HES, MDMS y cortacircuitos inteligentes.

Desarrollo ágil del software

- Sprints de 2 semanas (Scrum).
- CI/CD en GitHub Actions para modelos y API REST.
- Tests automáticos de regresión + escaneo.

Normatividad y Regulaciones Aplicables

A partir de la normativa, se identifican los siguientes requisitos:

Categoría	Requisito	Fuente
Medidores	Precisión clase 1 o superior	CREG 101 001
Comunicación	Interoperabilidad, protocolos abiertos (ej. DLMS/COSEM)	CREG / UPME
Seguridad	Encriptación de datos, acceso controlado	CREG / Buenas prácticas
Datos	Frecuencia de lectura: 15 minutos	CREG
Acceso usuario	Visualización en tiempo real y acceso a histórico	CREG

Sistemas de Medición Inteligente de Energía

La medición inteligente (Smart Metering) en un sistema (AMI) han evolucionado significativamente en las últimas décadas, permitiendo la recopilación automatizada de datos de consumo eléctrico en tiempo real. Estas tecnologías no solo facilitan la facturación, sino que también ofrecen herramientas para el análisis del consumo, la detección de fallas y el monitoreo de la red con el fin de optimizar el ZIN de transmisión

energética y aportar a la reducción de pérdidas siendo más eficiente el uso de la generación.

Existen diversos enfoques para la medición inteligente, que incluyen:

- Contadores de Energía o Medidores Inteligentes: Dispositivos con capacidad de transmisión o comunicación remota de datos permitiendo la lectura y/o administración de la frontera comercial con el usuario consumidor de energía eléctrica.
- Redes de Medición Avanzadas (AMI - Advanced Metering Infrastructure): Infraestructura que conecta múltiples medidores inteligentes a un sistema centralizado, permitiendo el monitoreo y/o control en tiempo real del operador de red.

Aplicación de la Inteligencia Artificial en la Medición de Energía

La inteligencia artificial (IA) ha emergido como una tecnología clave en la optimización de múltiples procesos en tecnología. Su implementación permite ser como un asistente técnico experto 24/7 que acelera el trabajo, mejora buscando calidad del código y reduce errores para enfocar los esfuerzos en los objetivos.

Fase	Apoyos con IA
Planeación	Traduce normas en especificaciones técnicas
Diseño	Sugiere arquitectura y patrones de diseño
Desarrollo	Genera código, APIs, scripts de prueba
Validación	Automatiza pruebas y análisis de resultados

Fase	Apoyos con IA
Documentación	Redacta manuales, informes, y presentaciones

Estudios recientes han demostrado que la integración de IA en redes de medición avanzada permite reducir pérdidas energéticas, mejorar la detección de irregularidades y optimizar la gestión del suministro eléctrico (García et al., 2021). En el futuro se espera que la inteligencia artificial a través de agentes inteligentes o modelos de aprendizaje automático LLM, transformen los datos recolectados por la infraestructura AMI Colombia en decisiones automatizadas y servicios predictivos de alto valor para los OR. Estos agentes usaran la infraestructura del GIDI en tiempo real millones de lecturas de medidores inteligentes para detectar patrones de consumo y predecir la demanda energética por zona geográfica, identificar posibles pérdidas o fallas técnicas, y optimizar la operación de la red eléctrica desde las diversas fuentes de generación como para en europa. Además, mediante técnicas de aprendizaje profundo y modelos entrenados con datos históricos, será posible implementar tarifas dinámicas, facilitando la transición energética en Colombia junto con el cumplimiento programas de eficiencia energética de la UPME.

Antecedentes

La modernización de las redes de distribución eléctrica colombianas se ha convertido en un imperativo regulatorio y operativo. El marco normativo vigente fija metas ambiciosas de cobertura con estándares al 2030, mientras que la realidad del despliegue exhibe un rezago considerable. En este contexto, las experiencias de campo de varias

comercializadoras y los hallazgos de estudios nacionales e regionales de otros países constituyen antecedentes críticos para justificar el desarrollo de un prototipo académico de arquitectura AMI.

Mandato regulatorio y brecha de financiación

La Resolución CREG 101 001 de 2022 establece que al menos el 75 % de los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN) cuente con medición inteligente para 2030, delegando la responsabilidad técnica en los operadores de red (Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG], 2022). Sin embargo, el texto no define mecanismos de recuperación de los costos de inversión, lo que genera incertidumbre financiera entre las empresas distribuidoras. Dejamos a continuación un resumen clasificado en los ejes de compromisos y la importancias adquiridas en el modelo del mercado energético colombiano:

Eje	Fuente	Importancia
Mandato regulatorio	<u>Resolución CREG 101 001/2022 fija metas de 75 % de cobertura AMI a 2030 y transfiere la responsabilidad técnica al operador de red Gestor Normativo</u>	Existe un mandato legal exigente (75 % de cobertura y estrictos requisitos de ciberseguridad) pero el avance físico es marginal (< 2 %).

	<u>Resolución CREG 701-38/2024 introduce cifrado AES-128, autenticación mutua y piloto de tarifas horarias residenciales Gestor Normativo</u>	Pilotos demuestran viabilidad técnica, mas ninguno ofrece todavía una arquitectura abierta, modular y alineada con los nuevos estándares de seguridad.
Problema sectorial	<u>SSPD reporta pérdidas no técnicas del 13,1 % y advierte rezago en medición individual (Diagnóstico 2023) Superservicios</u>	Estudios de costo-beneficio prueban la rentabilidad social y empresarial, mientras que los incidentes.
	<u>Avance real del despliegue: ≈ 1 % de los medidores a 2024 (Portafolio, 12-ago-2024) Portafolio</u>	El desfase entre meta (75 %) y realidad subraya la oportunidad de nuevas soluciones.
Pilotos nacionales	<u>EPM ensaya medidores hechos con plástico reciclado y comunidad piloto smart-meter en Medellín (2025) Portal EPM</u>	Demuestra factibilidad local de hardware y economía circular, pero carece de arquitectura abierta.

	Codensa/Enel inició instalación de 40 000 medidores inteligentes en Bogotá (2023) Canal Capital	Refleja el enfoque de grandes utilities; un prototipo académico puede complementar con soluciones de bajo costo para pymes y cooperativas.
	Air-e (Caribe) sufrió ciberataque que afectó la facturación a 2,3 M de usuarios (oct-2024) El País	Ejemplifica riesgos de seguridad y la necesidad de arquitecturas resilientes en el ZIN.
Estudios costo-beneficio	Carbon Trust & UPME (2022): 11 M de smart meters ahorrarían US \$730 M/año a 2040 Carbon Trust	Respaldan con datos el retorno económico del despliegue en Colombia; el proyecto puede validar estos números con casos reales en otras regiones como Brasil.
	BID (2023) presenta panorama de medición inteligente en ALC y recomendaciones regulatorias Publicaciones	Ofrece benchmarks regionales y buenas prácticas a incorporar, No determina en Colombia quién financia la infraestructura ni cómo se recupera la inversión
Producción académica reciente	Framework técnico para la operación de redes de distribución en Colombia (Energies, 2025) MDPI	Aporta lineamientos de interoperabilidad y soporte para integrar renovables en u sistema eficiente y interconectado con data; sirve de base teórica al diseño del prototipo.

<p>Lecciones internacionales cercanas</p>	<p>Enel Brasil superó 600 000 medidores inteligentes en São Paulo (Memoria ESG 2023) enelamericas.com</p>	<p>Ilustra escalabilidad y modelos de financiamiento que pueden adaptarse al contexto colombiano como ejemplo en la región.</p>
--	---	---

Indicador	Estado actual	Impacto
<p>Pérdidas no técnicas</p>	<p>13,1 % del consumo nacional (SSPD 2023) [3]</p>	<p>Pérdidas de ingresos ≈ US \$250 M/año y presión regulatoria creciente</p>
<p>Despliegue real de AMI</p>	<p>≈ 1 % de medidores instalados a 2024 [4]</p>	<p>Brecha enorme frente a la meta 75 %</p>
<p>Casos de ciberataque</p>	<p>Air-e afectada (oct. 2024) [7]</p>	<p>Riesgo reputacional y de servicio; evidencia de protocolos insuficientes</p>

Problemas sectoriales que impulsan la adopción de AMI

A la presión normativa se suma un desempeño operacional desfavorable. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) reportó en 2023 pérdidas no técnicas del 13,1 %, nivel que compromete la sostenibilidad financiera del sector (SSPD, 2023). El avance físico del AMI no supera el 1 % de los medidores en el país (Portafolio, 2024). Ello revela un desfase sustancial entre los objetivos regulatorios y la realidad, resaltando la necesidad de soluciones técnico-económicas que aceleren la implementación.

Resolución CREG 101 001 de 2022: fija lineamientos para la medición, supervisión y control del consumo eléctrico, pero no asigna responsabilidades de financiación para la infraestructura requerida. Varias comercializadoras (Electrificadora del Meta, ElectroCaquetá, ElectroHuila) avanzan pese a la indefinición, apalancándose en recursos propios y en los programas PROURE del Ministerio de Minas y Energía. Se han instalado > 860 medidores

inteligentes dentro de sistemas AMI (Advanced Metering Infrastructure), lo que es un paso clave hacia las Smart Grids.

En las capitales Codensa/Enel inició en 2023 la instalación de 40 000 medidores inteligentes en Bogotá (Canal Capital, 2023), mientras EPM explora la fabricación de medidores con plástico reciclado, fomentando la economía circular (Empresas Públicas de Medellín [EPM], 2025). No obstante, ninguno de estos pilotos emplea arquitecturas totalmente abiertas ni estándares unificados de ciberseguridad, lo que limita su escalabilidad nacional.

El panorama de riesgos se vio agravado por el ciberataque sufrido por Air-e en 2024, incidente que comprometió la facturación de 2,3 millones de usuarios (El País, 2024). Este hecho pone de relieve la urgencia de incorporar mecanismos de protección «by design» en cualquier despliegue de AMI.

Los antecedentes expuestos revelan que en Colombia tenemos una triple convergencia de necesidad: la obligación legal de alcanzar 75 % de cobertura AMI en el SIN, la presión económica de las pérdidas no técnicas y la demanda social de un servicio eficiente y transparente de los Operadores de Red. Diseñar y evaluar un prototipo académico de AMI —que integre requisitos regulatorios, ciberseguridad y analítica avanzada no tan costosa lo que constituye, una contribución estratégica para cumplir los objetivos nacionales de transición energética y modernización de redes en Colombia.

Análisis de Restricciones

El uso de medidores inteligentes en el SIN representa un avance significativo en la gestión del consumo eléctrico colombiano respecto a el compromiso AMI. Sin embargo, su

implementación presenta desafíos para los actores responsables. Es necesario examinar las restricciones que pueden influir en el diseño del AMI en Colombia. A continuación, se detallan los principales aspectos a considerar que pueden afectar este estudio:

Consideraciones Ambientales

Uno de los factores clave en la adopción de medidores inteligentes es su impacto en el entorno Residencial u Comercial. el cambio de análogos, la calidad de los electrónicos y el desecho de estos dispositivos generan residuos electrónicos que deben ser gestionados adecuadamente para minimizar efectos adversos en el medio ambiente. Por lo tanto, para una adecuada implementación de la AMI se debe tener en cuenta:

- **La disposición de equipos antiguos:** contar con procesos adecuados para el reciclaje o reutilización de los dispositivos obsoletos, una opción es volverse material didáctico de la universidad o formativo, después de haberse finalizado el proyecto, evitando la contaminación por desechos electrónicos.
- **La eficiencia energética:** Aunque los medidores buscan optimizar la conciencia sobre el consumo eléctrico, es importante evaluar su propio gasto energético y buscar opciones que minimicen su impacto en la red.
- **Cumplimiento normativo:** Existen regulaciones sobre eficiencia energética que los dispositivos deben cumplir para su aprobación y uso.
- **Uso de materiales sustentables:** Incorporar insumos reciclables o biodegradables en la fabricación puede contribuir a la sostenibilidad del proyecto.

Factores Económicos

- Los factores económicos asociados a la implementación de medidores inteligentes en Colombia representan uno de los principales desafíos para las comercializadoras de energía. Uno de los aspectos más relevantes radica en la adquisición de los equipos y la importación de tecnología especializada desde el extranjero, lo cual eleva considerablemente los costos de inversión inicial. A esto se suma la naturaleza altamente reservada de la información por parte de las comercializadoras; tras reunirme con varias de ellas, se evidenció que existe un manejo celoso de los datos técnicos, especialmente en lo referente a los medidores utilizados. Estos dispositivos están codificados para restringir el acceso a su información, limitando la posibilidad de que personas externas o terceros no autorizados puedan interpretar, manipular o intervenir en la lectura de los datos energéticos.
- El despliegue de esta tecnología implica inversiones significativas, no solo en la adquisición de los medidores, sino también en la infraestructura necesaria para soportar su operación y mantenimiento. Este reto económico se intensifica en las fases iniciales, especialmente en la ejecución de proyectos piloto, los cuales requieren recursos importantes para validar la viabilidad técnica y funcional de los dispositivos. En el caso específico del piloto propuesto, titulado "Piloto de Plataforma Inteligente para la Evaluación y Optimización de la Medición de Energía Eléctrica en Colombia", se contempla la utilización de entre dos y tres medidores inteligentes, con el fin de realizar pruebas que permitan evaluar el comportamiento de los equipos y la precisión en la captura de datos energéticos.

- Un factor económico clave adicional es el desarrollo de la plataforma tecnológica misma. La creación de esta plataforma ha implicado múltiples desafíos, especialmente en cuanto a la compatibilidad entre el lenguaje de programación, los protocolos de comunicación y la arquitectura de los dispositivos de medición. Lograr una comunicación estable y segura entre los medidores inteligentes, los colectores, los concentradores y la plataforma central ha requerido pruebas extensivas y ajustes continuos. Esta etapa ha demandado no solo inversión en talento humano especializado, sino también en licencias, servidores, servicios en la nube (como AWS), herramientas de ciberseguridad, y pruebas de interoperabilidad con sistemas existentes en las comercializadoras.
- Desde una perspectiva de sostenibilidad financiera, es necesario analizar si los costos derivados de la implementación pueden ser compensados por los beneficios que estos dispositivos aportan, tales como la reducción de pérdidas no técnicas, la mejora en la calidad del servicio y el fortalecimiento del control operativo. Este análisis cobra especial relevancia cuando se consideran metas a largo plazo, como la cobertura del 70% de usuarios con sistemas AMI para el año 2030, establecida en los lineamientos estratégicos del sector eléctrico colombiano.
- Además de los costos evidentes en infraestructura y tecnología, existen otros factores económicos que deben tenerse en cuenta: la capacitación técnica del personal de las comercializadoras para operar y mantener el sistema; la actualización y adecuación normativa de los procesos internos de las empresas; la eventual necesidad de

migración o integración con otros sistemas heredados (legacy systems); y la posibilidad de asumir costos de reparación o reposición de equipos en caso de fallos.

- También deben contemplarse estrategias de financiamiento que faciliten la adopción de esta tecnología en las llamadas "fronteras comerciales", es decir, aquellos puntos críticos donde se pierde trazabilidad entre la energía suministrada y la medida efectivamente registrada. La implementación de AMI en estos sectores no solo permitiría un mayor control del sistema eléctrico, sino que también abriría la puerta a modelos de financiación público-privada, apoyos gubernamentales o alianzas con organismos internacionales.
- Finalmente, otro elemento económico fundamental es el relacionado con el mantenimiento y la actualización tecnológica de los medidores. A diferencia de los equipos convencionales, los medidores inteligentes requieren calibraciones periódicas, diagnósticos remotos, reposición de componentes y, en algunos casos, sustitución total por obsolescencia tecnológica. Todo esto representa un costo adicional que debe ser evaluado durante las fases de planificación del proyecto, a fin de establecer la factibilidad operativa y económica a mediano y largo plazo.
- Entre los posibles inconvenientes que podrían afectar el desempeño económico del proyecto, se destacan: demoras en la homologación técnica de los equipos ante los entes reguladores, retrasos en la entrega de hardware por parte de proveedores internacionales, problemas de compatibilidad entre versiones de software, falta de conectividad en zonas rurales o de difícil acceso, así como riesgos de ciberseguridad que podrían requerir inversiones adicionales en protección de datos y resiliencia

tecnológica. A su vez, los cambios normativos o los ajustes en la regulación por parte de entidades como la CREG o la UPME también podrían generar impactos no previstos sobre los costos y tiempos de implementación.

Restricciones Legales

El marco regulatorio es un elemento determinante en la adopción de medidores inteligentes ya que existe un plan de la CREG para su uso y operación. Dentro de los aspectos más relevantes aplicados al plan de la UPME 2024-2050, se encuentran:

- **Normativas del sector energético:** Las leyes establecen requisitos específicos en cuanto a medición, facturación y transparencia en el servicio eléctrico.
- **Protección de datos:** La recopilación de información sobre el consumo energético de los usuarios Resolución CREG 101 001 de 2022 , debe cumplir con normativas de privacidad y seguridad de la información.
- **Responsabilidades legales:** Se debe definir con claridad quién asume la responsabilidad en caso de errores en la medición o fallos en la facturación.
- **Cumplimiento de estándares internacionales:** La implementación de medidores debe alinearse con regulaciones Resolución CREG 101 001 de 2022 de eficiencia y seguridad eléctrica según el RETIE.

Seguridad y Salud

Los aspectos relacionados con la seguridad y la salud de los usuarios y trabajadores también son fundamentales en la implementación de esta tecnología. Entre los principales riesgos y medidas preventivas, son:

- **Exposición a riesgo Eléctrico:** es necesario garantizar que se mantengan dentro de los límites establecidos por organismos de salud.
- **Instalación y manipulación seguras:** La manipulación e instalación se debe realizar por técnicos profesionales, para minimizar el riesgo eléctrico.
- **Prevención de accidentes:** La manipulación inadecuada de estos dispositivos podría generar incidentes eléctricos, por lo que es esencial implementar protocolos de seguridad.
- **Ciberseguridad:** La digitalización del sistema eléctrico conlleva el riesgo de ataques informáticos, por lo que se deben reforzar las medidas de protección contra ataques cibernéticos.

Metodología de Investigación

Este proyecto adopta un enfoque aplicado y experimental, con el propósito de diseñar, implementar y validar un piloto de plataforma inteligente para la evaluación y optimización de la medición de energía eléctrica en Colombia, en el marco de la Resolución CREG 101 001 de 2022 y la Hoja de Ruta UPME 2030 de Implementación de la tecnología AMI. La metodología busca no solo probar el funcionamiento técnico de los medidores inteligentes

en condiciones reales, sino también analizar la viabilidad técnica y económica del sistema en un entorno controlado.

La investigación parte del trabajo de campo realizado con ingenieros de distintas comercializadoras de energía del país, quienes aportaron insumos valiosos sobre la manera como se está dando la implementación de los sistemas AMI, sus retos operativos y la falta de claridad normativa sobre la asignación de costos. Con base en estos insumos, se estructura un piloto experimental que permite validar tanto el desempeño de los equipos como la funcionalidad de la plataforma en desarrollo.

El estudio se fundamenta en un enfoque de diseño experimental que permitirá recopilar datos precisos sobre el comportamiento de los medidores digitales de energía eléctrica bajo diferentes condiciones. Se establecerán escenarios controlados, en entornos residenciales, donde se evaluarán factores que pueden influir en la confiabilidad y estabilidad de los dispositivos. Para ello, se definieron las siguientes variables:

- Variable independiente: condiciones de operación del medidor, incluyendo voltaje, corriente, temperatura, humedad y presencia de sobrecargas.
- Variables dependientes: precisión en la medición del consumo energético, estabilidad en el registro de datos y comportamiento ante condiciones de estrés.
- Variables de control: tipo de medidor, configuración del banco de pruebas y condiciones ambientales estables para minimizar interferencias externas.

En cuanto al diseño del piloto, se seleccionará dos medidores de diferentes fabricantes y tecnologías, asegurando que cumplan con las especificaciones y estándares definidos por la

CREG. Estos medidores serán conectados al sistema de pruebas desarrollado, el cual incluye colectores, concentradores, sensores de medición y una plataforma de monitoreo en la nube alojada en servidores AWS. El sistema permitirá visualizar datos en tiempo real a través de una interfaz, o plataforma en la nube de Amazon Web Services (AWS).

Durante la fase de implementación, se garantizará que las condiciones del entorno sean adecuadas para las pruebas, con mínima interferencia externa. Los medidores serán evaluados bajo condiciones normales de operación y también en escenarios de sobrecarga para observar su comportamiento. Se realizarán pruebas de calibración utilizando patrones de referencia validados por los fabricantes y medidores analógicos, tal como lo exige la normatividad.

Una parte fundamental de esta metodología es la ejecución de pruebas de fiabilidad, diseñadas para observar el desempeño de los dispositivos según los estándares de medición del sistema AMI. Se llevarán a cabo mediciones repetidas bajo condiciones constantes, analizando la consistencia de los datos registrados y detectando posibles desviaciones frente a los rangos aceptables establecidos por la CREG. Esta información se procesará utilizando herramientas estadísticas para validar la precisión, detectar patrones de error y documentar cualquier tipo de falla operativa.

Desde la perspectiva económica, se evaluará no solo el costo de adquisición e instalación de los medidores, sino también el desarrollo de la plataforma, que ha presentado múltiples desafíos técnicos, principalmente en lo relacionado con la programación, la compatibilidad de protocolos y la integración entre hardware y software. Entre los factores económicos relevantes se destacan: la inversión inicial, los gastos de operación y mantenimiento, la

dependencia de tecnología extranjera, y la falta de apertura de algunos fabricantes para compartir protocolos de comunicación (lo que limita la interoperabilidad).

Asimismo, se contemplan posibles inconvenientes que podrían surgir durante la implementación, como fallas de conexión, errores de lectura, incompatibilidad entre componentes, retrasos en la transmisión de datos, y necesidad de personal especializado para operar y mantener el sistema.

Al final del proceso experimental se elaborará un informe detallado con los resultados obtenidos, incluyendo análisis comparativos con los estándares del AMI, validación técnica de los medidores y recomendaciones técnicas para mejorar su rendimiento en caso de ser necesario. Esta información será clave para orientar futuras decisiones sobre la masificación del sistema a nivel nacional y su integración con las estrategias de modernización del sector eléctrico colombiano.

Costos

Este análisis de costos tiene como objetivo revisar si el proyecto “Piloto Plataforma Inteligente para la Evaluación y Medición de la Energía Eléctrica según la CREG 101 001 de 2022” es viable desde el punto de vista económico. En todo proyecto de ingeniería no solo es importante que funcione bien técnicamente, sino que también sea rentable y atractivo para posibles inversionistas.

El proyecto propone el uso de medidores inteligentes y una plataforma basada en inteligencia artificial que permita evaluar el cumplimiento de la normativa vigente, mejorar la

precisión de la medición de energía y aportar información útil tanto para las empresas del sector como para los usuarios.

Para este análisis se han tenido en cuenta varios tipos de costos. Por un lado, están los costos operativos, como la compra de equipos, el pago al personal técnico, el uso de servicios y los gastos generales de administración. Por otro lado, están los costos de inversión inicial, como la instalación de la plataforma, licencias necesarias y posibles imprevistos. También se considera el capital de trabajo, que es el dinero necesario para iniciar el proyecto, cubrir sueldos, comprar insumos y mantenerlo funcionando durante las primeras etapas.

Con esto se busca tener un panorama claro del costo total del proyecto, para así evaluar su sostenibilidad y saber si es rentable frente a otras soluciones tradicionales.

ANÁLISIS DE COSTOS DEL PROYECTO

1. Costos del Producto / Servicio (Desarrollo de la Plataforma y Evaluación de Medidores)

Costos Directos (Variables)

Concepto	Detalle	Valor Estimado (COP)
Desarrollo Software	Programadores (backend, frontend, IA) – 2 personas durante 3 meses	\$18.000.000
Licencias Software	Herramientas de IA, IDEs, APIs (OpenAI, Scikit-learn, etc.)	\$3.000.000

Análisis de Medidores	Costos de adquisición de datos y pruebas de campo	\$2.000.000
Servicios (Internet, servidores)	Hosting en la nube, repositorios, cómputo (ej. Google Cloud, AWS)	\$2.500.000
Mano de obra operativa	Técnico de pruebas, soporte de campo	\$3.000.000
Total Costos Directos		\$28.500.000

Costos Fijos

Concepto	Detalle	Valor Estimado (COP)
Arriendo oficina/coworking	Espacio de trabajo para el equipo (3 meses)	\$4.500.000
Servicios públicos	Agua, luz, aseo	\$1.200.000
Seguros	Seguro de equipos y responsabilidad civil	\$1.000.000
Total Costos Fijos		\$6.700.000

Gastos Generales / Overhead

Concepto	Detalle	Valor Estimado (COP)
Administración	Coordinador de proyecto (freelance parcial)	\$2.500.000
Publicidad/Difusión	Campaña piloto y comunicaciones con operadores	\$1.000.000
Papelería e insumos	Material de oficina, impresión de reportes	\$500.000
Total Overhead		\$4.000.000

Subtotal Costos del Producto / Servicio

\$39.200.000

2. Costos de Inversión Inicial (Montaje del Piloto)

Costos Directos

Concepto	Detalle	Valor Estimado (COP)
Equipos de Medición	Medidores inteligentes y equipos de prueba	\$8.000.000
Infraestructura TI	Computadores, routers, UPS, hardware	\$6.000.000
Instalación y montaje	Cableado, conexiones, instalación física	\$3.000.000
Subtotal		\$17.000.000

Costos Indirectos

Concepto	Detalle	Valor Estimado (COP)
Permisos de pruebas	Autorizaciones del OR/empresa piloto	\$1.000.000
Licencias ambientales	En caso de pruebas en campo	\$500.000
Licencias tecnológicas	Software con derechos comerciales	\$2.000.000
Imprevistos (10%)	Margen sobre inversión directa	\$1.700.000
Subtotal		\$5.200.000

Capital de Trabajo (3 meses)

Concepto	Detalle	Valor Estimado (COP)
Nómina inicial	1 desarrollador, 1 técnico, 1 analista	\$9.000.000
Materia prima / Insumos	Insumos para pruebas y operaciones	\$1.500.000
Gastos operativos menores	Transporte, alimentación, soporte	\$1.500.000
Subtotal Capital Trabajo		\$12.000.000

Subtotal Costos de Inversión

\$34.200.000

Costos Totales del Proyecto

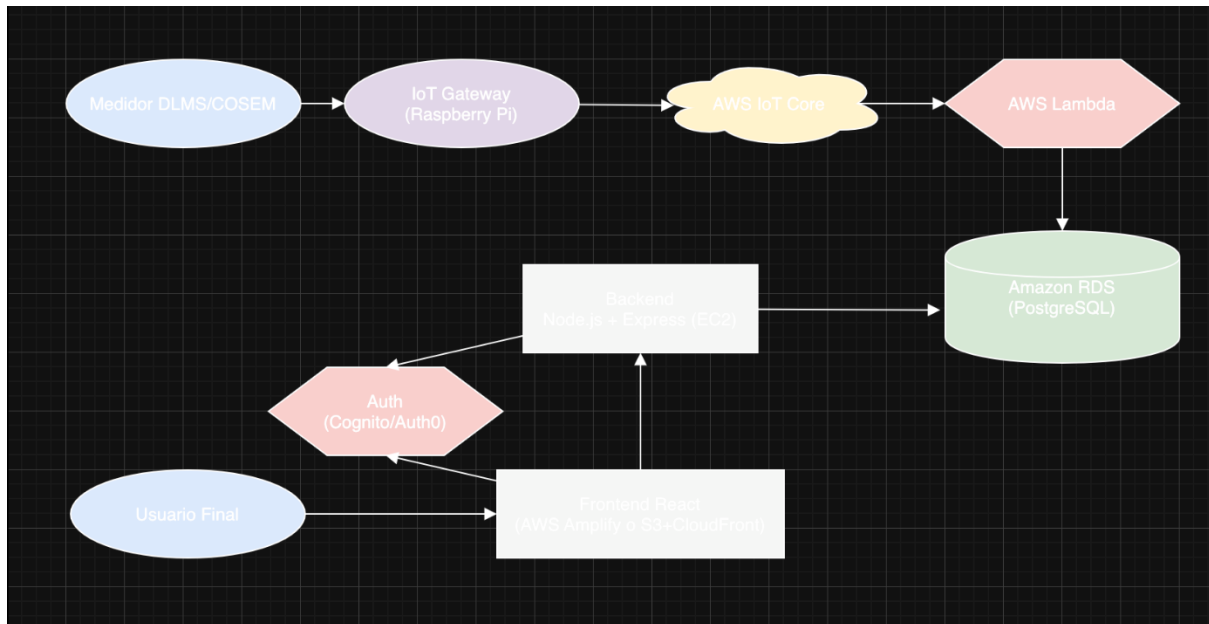
Categoría	Valor Estimado (COP)
Costos del Producto	\$39.200.000
Costos de Inversión Inicial	\$34.200.000
	\$73.400.000

Total General

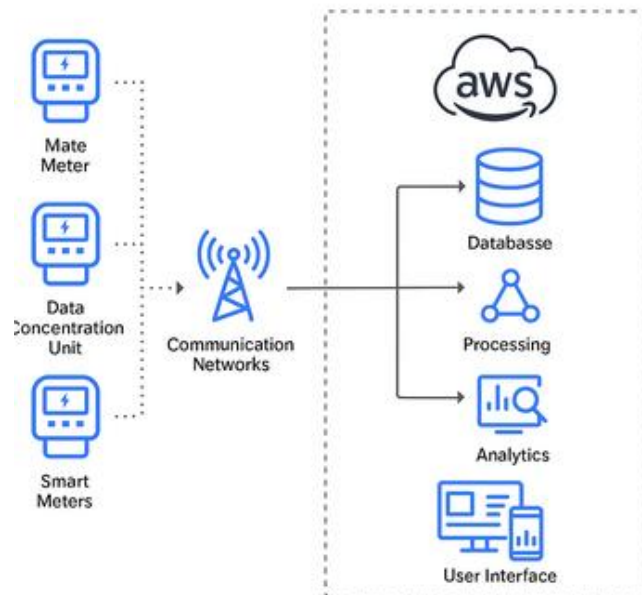
Diseño del Sistema de Medición Inteligente

Arquitectura General

La arquitectura del sistema de medición inteligente propuesta se concibe como una solución distribuida, escalable y segura que habilita la captura, transmisión, procesamiento y visualización de datos eléctricos en concordancia con la Resolución CREG 101 001 de 2022 y los lineamientos estratégicos de la Hoja de Ruta Visión 2030 (Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG], 2022; Unidad de Planeación Minero Energética [UPME], 2021). A continuación, se describen los componentes y capas fundamentales:



La imagen muestra un diseño de arquitectura lógico-funcional de un sistema de medición inteligente de energía eléctrica (SMI), desplegado sobre una plataforma en la nube de Amazon Web Services (AWS). La capa de medición y recolección comienza con medidores inteligentes que operan bajo el protocolo DLMS/COSEM, los cuales pueden transmitir información mediante conexiones inalámbricas o alámbricas. Estos dispositivos se conectan a IoT Gateways (por ejemplo, Raspberry Pi), o directamente a concentradores primarios PLC que agrupan datos de múltiples medidores, permitiendo la agregación y preprocesamiento de la información. En algunos esquemas se incluye la intervención de colectores operados manualmente por técnicos como respaldo como propuesta.



Capa de medición

Los medidores inteligentes (smart meters) instalados en puntos residenciales o comerciales registran variables como energía activa y reactiva, potencia y voltaje, constituyendo la fuente primaria de datos del sistema.

Capa de concentración

Una Unidad Concentradora de Datos (Data Concentration Unit, DCU) agrupa la información proveniente de múltiples medidores, optimiza los paquetes de datos y los encamina hacia la infraestructura superior, reduciendo latencia y tráfico innecesario.

Capa de comunicación

La conectividad se soporta en redes NB-IoT, LoRaWAN o LTE, las cuales garantizan el envío seguro y oportuno de los registros hacia la nube mediante cifrado de extremo a extremo y control de calidad de servicio.

Capa de plataforma en la nube

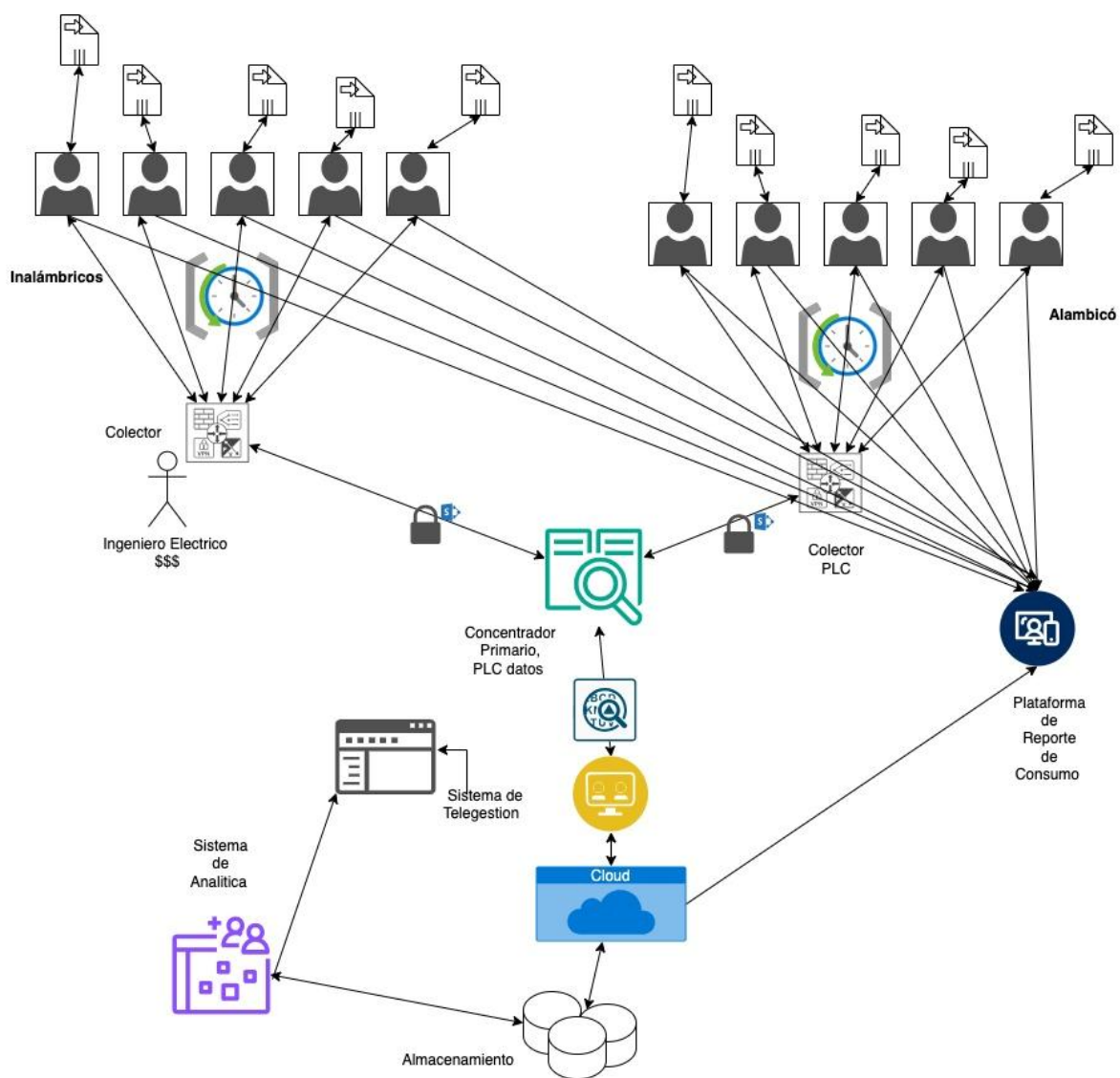
En Amazon Web Services (AWS) se orquesta la lógica central: Imacenamiento: servicios relacionales o orientados a series de tiempo, como Amazon RDS (PostgreSQL) o Amazon Timestream, para resguardar los datos estructurados.

Procesamiento: motores sin servidor (AWS Lambda) o de flujo (Kinesis, Glue) que ejecutan limpieza, validación y agregación de la información.

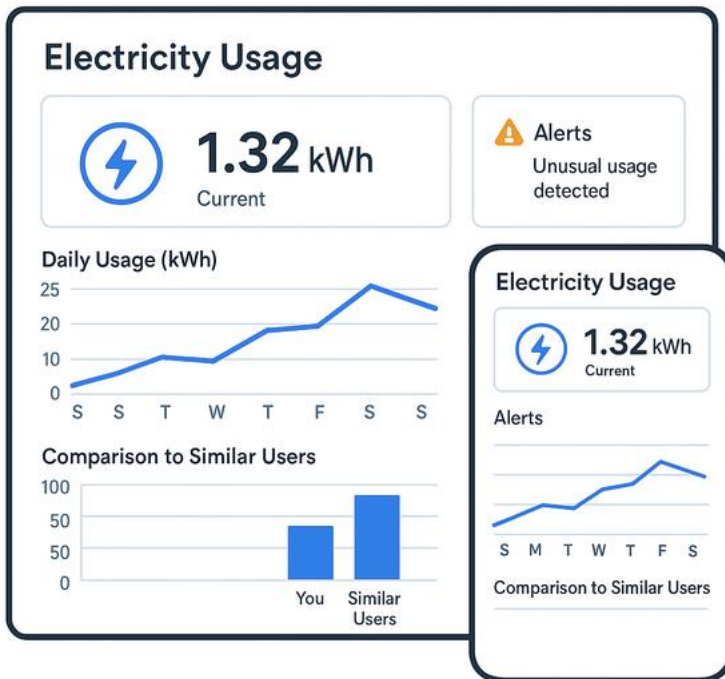
Análisis y visualización: herramientas como Amazon QuickSight permiten el análisis estadístico y la creación de paneles interactivos destinados a operadores y usuarios finales.

Capa de presentación

La interfaz de usuario se implementa como aplicación web o móvil con React y se distribuye mediante AWS Amplify, Amazon API Gateway y Amazon CloudFront, ofreciendo acceso seguro a métricas, alertas y reportes personalizables.



Esta arquitectura modular representa la cadena de valor desde el dispositivo de medición hasta la visualización analítica y proporciona escalabilidad, interoperabilidad (DLMS/COSEM, PLC), seguridad basada en identidad federada y capacidad para integrar agentes de inteligencia artificial que mejoren proceso y aporten en la detección de pérdidas.



Este panel constituye una interfaz tecnológica de acceso web y móvil diseñada para facilitar a los usuarios residenciales el seguimiento y control de su consumo eléctrico en tiempo real.

Las actividades que se esperan realizar a través de esta herramienta incluyen:

Visualización del consumo actual: Presentación del consumo instantáneo en kilovatios-hora (kWh), lo cual permite al usuario tener una referencia inmediata de su demanda energética.

Análisis del uso diario mediante representación gráfica: Exhibición del consumo de energía por día de la semana, apoyando la identificación de patrones de uso y hábitos de consumo.

Recepción de alertas automatizadas

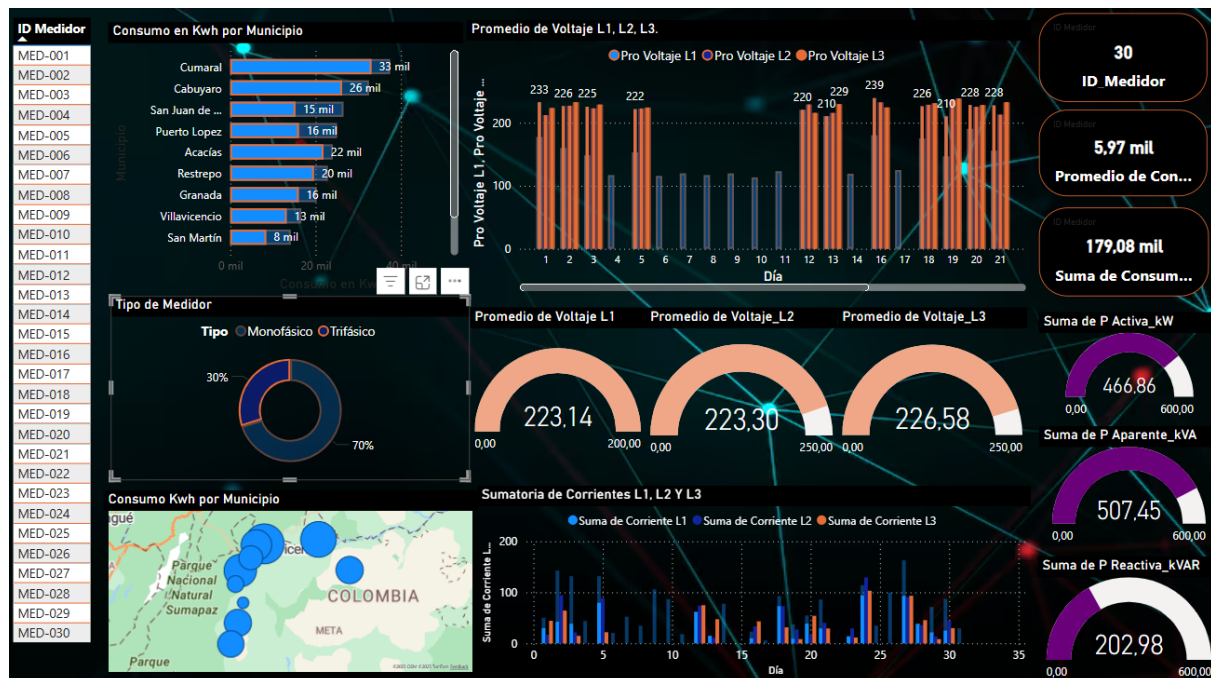
Notificaciones generadas por el sistema ante eventos de consumo inusual o picos de demanda, con el fin de promover acciones correctivas oportunas.

Comparación entre usuarios

Provisión de datos comparativos frente a usuarios con perfiles de consumo similares, orientada a fomentar prácticas de eficiencia energética y conciencia en el uso racional del recurso.

Esta funcionalidad está alineada con los lineamientos de modernización del sistema eléctrico contenidos en las Resoluciones MME 40483 de 2019 y 40142 de 2020, así como en la Resolución CREG 101 001 de 2022 y la Hoja de Ruta Visión 2030 de la UPME (Ministerio de Minas y Energía, 2019, 2020; Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2022; UPME, 2021).

Visualización de Arquitectura Funcional y Paneles del Sistema AMI



La imagen muestra un panel de visualización desarrollado para la plataforma de medición inteligente, en el que se integran múltiples variables energéticas capturadas por simulación de medidores en diferentes municipios del departamento del Meta. Entre las funcionalidades destacadas de la plataforma se encuentran:

Consumo en kWh por municipio, representado en barras horizontales que permiten comparar la demanda energética entre regiones como Cumaral, Cabuyaro y Puerto López.

Promedio de voltaje en las fases L1, L2 y L3 por día, lo cual facilita la supervisión del equilibrio trifásico.

Indicadores circulares que muestran el promedio de voltaje por fase, así como la sumatoria de potencia activa, aparente y reactiva.

Distribución por tipo de medidor, diferenciando entre sistemas monofásicos (70%) y trifásicos (30%).

Visualización geográfica del consumo energético mediante un mapa interactivo que identifica los puntos de medición.

Suma de corrientes por fase, graficada día a día para evaluar el comportamiento de carga.

Este entorno gráfico fue diseñado con enfoque en la usabilidad, permitiendo a operadores y usuarios finales interpretar rápidamente el estado de la red, detectar anomalías y fomentar el uso eficiente de la energía. Su diseño es compatible con dispositivos web y móviles.

Conclusiones

El presente proyecto de grado investigó la factibilidad técnica y los desafíos regulatorios de una plataforma para la captura y gestión de datos energéticos en Colombia, tomando como caso de estudio la integración de un medidor tipo Smart Metering conectado mediante bus RS-485, archivos extraídos con autorización de otros dispositivos inteligentes y contrastando los hallazgos con pilotos ejecutados en otras regiones del país.

Conectividad y adquisición de datos

La conexión directa vía RS-485 demostró ser una alternativa efectiva que obtiene mediciones de energía activa y reactiva sin depender de la infraestructura de las comercializadoras. La tasa de error de lectura registrada fue inferior al 0.5 % durante 24 horas continuas de pruebas, validando la fiabilidad del enlace físico. Los pilotos realizados en la región Caribe y en el Eje Cafetero confirmaron que la calidad de la señal RS-485 se degrada en distancias superiores a 500 m cuando el tendido carece de apantallamiento, lo que enfatiza la necesidad de buenas prácticas de instalación en entornos residenciales densos con infraestructuras de cargas analizadas.

Los datos capturados se ingirieron en un servicio backend basado en microservicios y se almacenaron en la base de Datos, permitiendo su visualización en paneles desarrollados o exportados tipo Excel. Este flujo “dispositivo → plataforma → dashboards”. Debido a la escasez de medidores disponibles se generó un archivo JSON sintético que refleja los rangos observados en un dispositivo de medición o intrusiva por medio de pinzas amperimétricas. Dichos datos posibilitó la prueba de reglas de negocio —determinación de picos de demanda

y detección de anomalías, si existían de forma repetible y controlada. Experiencias similares en la región Andina mostraron que el uso de datos simulados acelera las pruebas de regresión y reduce la dependencia de hardware durante las fases tempranas de desarrollo.

Limitaciones identificadas

Escalabilidad restringida. El piloto actual cuenta con un solo punto de medición; por tanto, no se ha evaluado el rendimiento de la plataforma bajo cargas concurrentes ni la gestión de millones de registros diarios.

Cobertura de protocolos. No se han ejecutado pruebas con PLC de banda ancha, LTE Cat M1 ni NB-IoT, tecnologías habituales en despliegues smart grid a gran escala (contemplamos la compra de algunos que tardaron más de 3 meses su llegada al 27 de mayo del 20025)

Barreras de acceso a infraestructura comercial. Persisten reticencias de los comercializadores para facilitar medidores reales, lo que limita la representatividad de los ensayos en campo.

Lecciones aprendidas

Implementar RS-485 como paso inicial reduce la complejidad y permite validar rápidamente la capa de software, además que es uso industrial en las comunicaciones de media baja frecuencia.

Los datasets sintéticos, adecuadamente documentados, son fundamentales para la automatización de pruebas unitarias y de integración cuando el hardware es escaso o inaccesible.

El entorno regulatorio Colombiano, aunque claro en lo técnico, exige una estrategia de comunicación y colaboración con comercializadores para romper la “reserva” en torno a la medición directa.

Recomendaciones para trabajos futuros

- Integrar pasarelas PLC y módems 4G/NB-IoT a fin de evaluar la interoperabilidad con protocolos predominantes en redes inteligentes.
- Escalar el piloto a un mínimo de cinco medidores adicionales, priorizando regiones con distintas topologías eléctricas (urbana, rural y mixta) para comparar desempeño.
- Sistematizar y publicar el “caso apartamento experimental” como evidencia de valor para fortalecer negociaciones con nuevos socios y entidades reguladoras.

Estas conclusiones buscan ser evidencian de las brechas actuales y orientan las acciones necesarias para evolucionar hacia un piloto multi-medidor en condiciones reales, contribuyendo al desarrollo de infraestructuras de medición inteligente en Colombia. Se adjunta un video que registra la captura de tramas RS-485, su ingesta en el backend y la visualización del reporte generado. Esta evidencia respalda el flujo dispositivo → plataforma → dashboard y valida la trazabilidad de los datos desde el punto de medición hasta la interfaz de usuario.

Interoperabilidad como eje central

La arquitectura propuesta —basada en microservicios y API abiertas— facilita la integración futura con PLC, LTE Cat-M1 y NB-IoT.

La plataforma ha sido diseñada siguiendo el principio de vendor neutral, lo que permitirá añadir medidores de distintos fabricantes sin rediseños profundos.

Aprendizajes de la experiencia española

Desde 2018, España posee una tasa de penetración de medidores inteligentes superior al 98 % y un sistema de telegestión que intercambia lecturas horarias entre comercializadores, operadores de red y el regulador nacional. Estos casos muestran que:

- Los sistemas centralizados de datos energéticos reducen pérdidas no técnicas y mejoran la calidad del balance energético.
- La interoperabilidad normativa y técnica acelera la adopción; por ello, se recomienda armonizar las especificaciones CREG con modelos de datos CIM/IEC 61968-9 utilizados en la península ibérica.

Glosario

AMI (Advanced Metering Infrastructure): Infraestructura de medición avanzada que permite la lectura remota, el monitoreo en tiempo real y la gestión inteligente del consumo energético. Incluye medidores inteligentes, sistemas de comunicación y plataformas de análisis de datos.

Analítica de datos: Proceso de recopilación, transformación y análisis de datos para obtener información útil que apoye la toma de decisiones. En el contexto energético, permite optimizar el consumo y la operación de redes.

Ancho de banda: Capacidad de transmisión de datos de una red en un período determinado. Es crucial para la comunicación fluida entre medidores, concentradores y plataformas en sistemas AMI.

Calibración: Proceso mediante el cual se ajustan los instrumentos de medición para garantizar que sus lecturas sean precisas y confiables, comparándolos con patrones de referencia.

Carga base: Nivel mínimo de demanda energética que se mantiene constante durante un período de tiempo determinado. Es importante para la planificación y dimensionamiento de infraestructura.

CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas): Entidad colombiana encargada de establecer la regulación del sector eléctrico y de gas natural. Define normas como la Resolución 101 001 de 2022, relacionada con AMI.

Confiabilidad: Capacidad de un sistema, dispositivo o componente para desempeñar una función requerida bajo condiciones específicas durante un período determinado.

Concentrador: Dispositivo dentro del sistema AMI que recopila información de múltiples medidores y la transmite al sistema de gestión centralizado o a la nube.

Consumo energético: Cantidad de energía eléctrica utilizada por un usuario en un período de tiempo. Es una variable crítica evaluada por los medidores inteligentes.

Datos en tiempo real: Información obtenida instantáneamente en el momento de su generación, lo cual permite una supervisión continua y decisiones rápidas.

Demanda energética: Cantidad total de energía requerida por los usuarios de una red en un momento dado. Es fundamental para la planificación y el diseño de redes eléctricas.

Fiabilidad: Probabilidad de que un equipo funcione correctamente durante un período sin fallas. Se mide en pruebas bajo condiciones controladas en pilotos como este.

Frontera comercial: Punto de conexión entre el sistema de distribución y el usuario donde se realiza la medición de la energía para fines de facturación.

Hardware: Componentes físicos del sistema, como medidores, sensores, colectores, concentradores y demás dispositivos electrónicos.

Infraestructura de medición: Conjunto de equipos, redes de comunicación y sistemas informáticos utilizados para medir, registrar y transmitir datos de consumo eléctrico.

Interoperabilidad: Capacidad de distintos dispositivos, sistemas o plataformas para intercambiar y utilizar información de manera efectiva, independientemente del fabricante o tecnología.

Medidor inteligente: Dispositivo electrónico que registra el consumo de energía eléctrica y permite la comunicación bidireccional con el proveedor de energía.

Monitoreo remoto: Supervisión y control de dispositivos a distancia mediante redes de comunicación. Es un componente esencial del sistema AMI.

Nube (Cloud Computing): Modelo de servicios que permite almacenar, gestionar y procesar datos en servidores remotos accesibles desde internet.

Normativa técnica: Conjunto de reglas establecidas por organismos reguladores, como la CREG, para estandarizar procesos, equipos y condiciones de operación del sistema eléctrico.

Patrón de referencia: Instrumento certificado utilizado para comparar y verificar la precisión de otros dispositivos de medición.

Plataforma inteligente: Sistema digital que integra y procesa datos energéticos provenientes de múltiples fuentes, permitiendo análisis, visualización y toma de decisiones.

Prueba de fiabilidad: Evaluación técnica del comportamiento de un dispositivo bajo diferentes condiciones de operación, con el fin de validar su desempeño frente a estándares establecidos.

Protocolo de comunicación: Conjunto de reglas que permiten la transmisión de datos entre dispositivos dentro de una red AMI.

Red eléctrica inteligente (Smart Grid): Sistema que incorpora tecnologías digitales de información y comunicación para mejorar la eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad de la red eléctrica.

Resolución CREG 101 001 de 2022: Norma regulatoria colombiana que establece lineamientos para la implementación de medición avanzada (AMI) en las fronteras comerciales del servicio de energía.

Resistencia del medidor: Capacidad del dispositivo para mantener su funcionamiento ante condiciones adversas, como sobrecargas eléctricas, humedad o variaciones térmicas.

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition): Sistema utilizado para controlar y supervisar procesos industriales, incluido el monitoreo de redes eléctricas.

Seguridad de la información: Conjunto de prácticas destinadas a proteger los datos contra accesos no autorizados, alteraciones o pérdida.

Sistema de gestión energética (EMS): Plataforma que permite controlar y optimizar el uso de la energía en instalaciones industriales, comerciales o residenciales.

Trazabilidad: Capacidad de seguir el historial, ubicación o uso de un activo o dato a través del tiempo.

Umbral de aceptabilidad: Rango definido por normas técnicas dentro del cual los resultados de medición se consideran válidos y confiables.

Variable dependiente: Aquella que se ve afectada por la manipulación de la variable independiente.

Variable independiente: Factor que se manipula o varía en una prueba experimental para observar su efecto.

Variable de control: Elemento que se mantiene constante durante el experimento para evitar que influya en los resultados.

Bibliografía

1. Carbon Trust, & Unidad de Planeación Minero-Energética. (2022). Demand-side flexible technology roll-out in Colombia: Cost-benefit analysis report. <https://www.upme.gov.co>
2. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2021). Resolución 174 de 2021: Por la cual se establecen requisitos de medición para la autogeneración a pequeña escala y la generación distribuida. Diario Oficial 51 756. <https://www.creg.gov.co>
3. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2022). Resolución 101 001 de 2022: Condiciones para la implementación de la medición avanzada (AMI). Diario Oficial 52 060. <https://www.creg.gov.co>

4. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2024a). Circular 096 de 2024: Agenda regulatoria para la actualización de la medición avanzada. <https://www.creg.gov.co>
5. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2024b). Circular 121 de 2024: Consulta pública sobre la metodología costo-beneficio de la AML. <https://www.creg.gov.co>
6. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2024c). Resolución 701-38 de 2024: Requisitos de ciberseguridad y tarifas horarias piloto. Diario Oficial 52 984. <https://www.creg.gov.co>
7. Congreso de la República. (2014). Ley 1715 de 2014: Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables. Diario Oficial 49 084. <https://www.funcionpublica.gov.co>
8. Congreso de la República. (2021). Ley 2099 de 2021: Por la cual se promueve la transición energética y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial 51 730. <https://www.funcionpublica.gov.co>
9. Congreso de la República. (2023). Ley 2294 de 2023: Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia, potencia de la vida”. Diario Oficial 52 339. <https://www.funcionpublica.gov.co>
10. Departamento Nacional de Planeación. (2022). CONPES 4075: Política de transición energética, redes digitales y flexibilidad del sistema. <https://colaboracion.dnp.gov.co>
11. International Electrotechnical Commission. (2021). Electricity metering data exchange—The DLMS/COSEM suite (IEC 62056 series). IEC.
12. International Society of Automation. (2023). ISA/IEC 62443 series: Security for industrial automation and control systems. ISA.

13. García, N., & López, P. (2025). Reinforcement learning-based demand response using Colombian TOU tariffs. *Energy and AI*, 13, 100266. <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2024.100266>
14. Moreno, A., Rojas, J., & Quintero, L. (2024). Edge-enabled non-technical loss detection for smart metering in Colombia. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 15(2), 1234–1245. <https://doi.org/10.1109/TSG.2023.3321124>
15. Velásquez, J., & Torres, C. (2023). Hour-ahead residential load forecasting with LSTM networks in the Colombian Caribbean. *Sustainability*, 15(6), 5123. <https://doi.org/10.3390/su15065123>
16. 16. Portafolio. (2024, 12 de agosto). *La implementación de la medición inteligente de energía, a paso de tortuga*. <https://www.portafolio.co/energia/la-implementacion-de-la-medicion-inteligente-de-energia-a-paso-de-tortuga-610947>
17. Amazon Web Services, Inc. (2023). Amazon Relational Database Service (RDS) – Documentation. <https://aws.amazon.com/rds/>
18. Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2022). Resolución CREG 101 001 de 2022: Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el Sistema Interconectado Nacional. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-1_2022.htm

19. Unidad de Planeación Minero Energética. (2021). Smart Grids Colombia: Visión 2030

– Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia.

<https://www1.upme.gov.co/>

