Colombia inteligente

Colaboración, conocimiento y acciones
para la transformación del sector eléctrico colombiano

15
años
2011 - 2026

Construyendo una visión colaborativa para un sistema eléctrico limpio e inteligente

Publicación conmemorativa de los 15 años de la Alianza
COLOMBIA INTELIGENTE - 2026



“La transformación del sector eléctrico no comienza con la tecnología, sino cuando los diferentes actores construyen juntos una visión compartida del futuro”



Propósito

Procura mejorar la calidad de vida y beneficiar a la sociedad, a nuestros miembros y a las generaciones presentes y futuras, siendo un habilitador de la tecnología con impacto, para acelerar el desarrollo y la transformación hacia un sistema energético limpio e inteligente, a partir de un estudio constante del entorno, brindando señales estratégicas, con el fin de impulsar el desarrollo de capacidades y fortalecer el conocimiento de una manera sencilla, imparcial y con visión global.

Objetivos estratégicos

1. Impulsar el desarrollo de capacidades y fortalecer el conocimiento en el país.

2. Evaluar hipótesis de habilitadores tecnológicos para los sistemas energéticos limpios e inteligentes.

3. Ser un actor proactivo en el desarrollo de la política, la regulación y la estandarización para la implementación de los sistemas energéticos limpios e inteligentes.

4. Generar una organización sostenible garantizando y diversificando sus fuentes de financiación.

Este libro puede leerse de principio a fin, siguiendo el recorrido desde los conceptos y el marco habilitante hasta la historia de Colombia Inteligente y la agenda de acciones, o consultarse por temas según los intereses de cada lector. Más que un balance definitivo, es un documento vivo, abierto a nuevas evidencias, experiencias y aportes que enriquezcan la comprensión de los desafíos y las oportunidades del sector. Sus páginas son una invitación a compartir conocimiento, contrastar perspectivas y trabajar colaborativamente por la transformación del sistema eléctrico colombiano. El propósito no es cerrar la conversación, sino ampliarla y convertir los aprendizajes de estos quince años en acciones conjuntas para construir un sistema eléctrico más limpio, inteligente, resiliente, flexible y centrado en las necesidades de la sociedad.

NOTA DE RESPONSABILIDAD

Las opiniones que contenga este documento son parte de un ejercicio en desarrollo de identificación y análisis sectorial para consolidar acciones de transformación del sector eléctrico colombiano y no necesariamente representan la opinión oficial de una organización, entidad o empresa.
La veracidad de los datos recopilados y utilizados en el presente documento no es puesta en duda por parte de Colombia Inteligente, no haciéndose responsable por su exactitud ni su integridad. Los análisis, proyecciones y estimaciones que se presentan en este documento reflejan distintos supuestos definidos por el grupo de trabajo, los cuales podrán o no estar sujetos a discusión.
La información contenida en este documento de trabajo podrá reproducirse en cualquier medio o formato siempre y cuando se mencione explícitamente a Colombia Inteligente.

¿Cómo citar este documento?
Colombia Inteligente (2026). 15 años construyendo una visión colaborativa para un sistema eléctrico limpio e inteligente 2011 - 2026.

Colombia Inteligente
Todos los derechos reservados 2026 ©

Agradecimientos

Quince años pueden medirse en reuniones, proyectos, documentos, eventos o iniciativas desarrolladas. Sin embargo, para Colombia Inteligente estos quince años se miden, sobre todo, por las personas que han hecho posible este camino.

Este libro es también un reconocimiento a quienes, desde distintos momentos, organizaciones y responsabilidades, decidieron dedicar tiempo, conocimiento, experiencia y esfuerzo a construir una visión compartida sobre el futuro del sistema eléctrico colombiano. Cada conversación, cada propuesta, cada documento técnico, cada sesión de trabajo, cada desacuerdo constructivo y cada idea puesta sobre la mesa contribuyeron a fortalecer una iniciativa que siempre ha estado sustentada en la colaboración y el trabajo colectivo.

Colombia Inteligente ha sido el resultado de la participación de representantes de agentes, entidades públicas, academia, centros de desarrollo tecnológico, asociaciones, consultores, proveedores de tecnología y profesionales independientes que, a lo largo de los años, encontraron en este espacio una oportunidad para aprender, compartir experiencias y construir conocimiento en beneficio del sector y del país.

Somos conscientes de que sería imposible mencionar en estas páginas a todas las personas que han hecho parte de esta historia. Muchas participaron durante años; otras acompañaron proyectos específicos o contribuyeron en momentos determinantes para el desarrollo de la Alianza. A todas ellas les expresamos nuestro más sincero agradecimiento y reconocimiento. Cada aporte, sin importar su magnitud o duración, representó una pieza valiosa en la construcción de Colombia Inteligente.

Queremos extender un agradecimiento especial a las organizaciones que han respaldado esta iniciativa desde sus primeros años, así como a quienes han asumido responsabilidades de liderazgo, coordinación y gestión para mantener vivo este esfuerzo colectivo incluso en los momentos más desafiantes. Gracias a su compromiso, la Alianza logró consolidarse como un espacio de encuentro para analizar tendencias, generar capacidades, formular propuestas y promover el intercambio de conocimiento alrededor de los sistemas eléctricos inteligentes.

También recordamos con gratitud a quienes hicieron parte de este recorrido y hoy desarrollan sus proyectos profesionales en otros sectores, otras organizaciones o en diferentes lugares del mundo. Su trabajo y dedicación siguen presentes en muchos de los avances, aprendizajes y resultados alcanzados durante estos años.

De manera muy especial, queremos rendir homenaje a aquellas personas que ya no nos acompañan. Su legado permanece en las ideas que ayudaron a construir, en los proyectos que impulsaron, en las relaciones que fortalecieron y en la huella humana que dejaron en quienes tuvieron la oportunidad de trabajar a su lado. Este libro es también un reconocimiento a su memoria y a su contribución al desarrollo del sector eléctrico colombiano.

Finalmente, agradecemos a todos los miembros, participantes, aliados y amigos de Colombia Inteligente por creer en el valor de la colaboración como herramienta para construir futuro. La historia de esta Alianza demuestra que las transformaciones más importantes comienzan cuando las personas deciden trabajar juntas alrededor de un propósito común.

A todos ustedes, gracias por ser parte de estos quince años de construcción colectiva y, sobre todo, de lo que seguimos construyendo juntos. Su aporte ha sido y seguirá siendo fundamental para continuar promoviendo el conocimiento, el diálogo y las capacidades que requiere la evolución hacia un sistema eléctrico cada vez más limpio, inteligente, resiliente y centrado en las necesidades de la sociedad.

Prólogo

Hace quince años nació una idea sencilla pero profundamente transformadora: crear un espacio donde los diferentes actores del sector eléctrico colombiano pudieran encontrarse para pensar el futuro, compartir conocimiento y construir una visión común sobre los desafíos tecnológicos y energéticos del país. Lo que comenzó como un acuerdo de voluntades alrededor de las redes inteligentes y la modernización del sistema eléctrico se ha convertido, con el paso del tiempo, en una de las iniciativas de colaboración sectorial más relevantes para la transformación energética de Colombia y motivadora para otros países de la región.

Este libro conmemorativo celebra un aniversario institucional, pero sobre todo reconoce una historia construida colectivamente. Una historia impulsada por personas y organizaciones que entendieron que ningún actor, por sí solo, podría liderar la transformación que requiere el sector eléctrico. Desde sus primeros años, Colombia Inteligente ha sido un espacio para tender puentes entre empresas, gobierno, academia, centros de investigación, desarrolladores tecnológicos, emprendedores y organismos internacionales, generando conversaciones que posteriormente se han traducido en proyectos, políticas, capacidades y conocimiento para el país.

La evolución de Colombia Inteligente refleja también la evolución misma del sistema eléctrico colombiano. En estos quince años hemos acompañado la construcción de la visión nacional de redes inteligentes, contribuido al desarrollo de hojas de ruta sectoriales, promovido discusiones regulatorias y técnicas, impulsado estudios, proyectos piloto y espacios de formación, y generado recomendaciones para acelerar la adopción de tecnologías habilitadoras como la medición avanzada, la automatización de redes, los recursos energéticos distribuidos, la ciberseguridad, la gestión de datos, la inteligencia artificial, la flexibilidad y la participación activa de los usuarios, entre otros.

Sin embargo, el principal logro de Colombia Inteligente no puede medirse únicamente por sus publicaciones, proyectos o eventos. Su mayor contribución ha sido construir confianza alrededor de una visión compartida de futuro. Una visión que entiende que la transición energética exige mucho más que nuevas tecnologías. Exige nuevas formas de colaboración, nuevas capacidades institucionales y una comprensión más profunda de cómo la energía, la digitalización y las personas se articulan para generar bienestar y desarrollo sostenible.

Durante los últimos años, desde la Presidencia de Colombia Inteligente, he tenido el privilegio de observar de cerca la madurez alcanzada por esta comunidad. He visto cómo la Alianza evolucionó desde un espacio orientado principalmente a difundir tendencias tecnológicas hacia una plataforma capaz de generar análisis rigurosos, formular propuestas estratégicas, acompañar discusiones de política pública y convertirse en un referente nacional sobre la transformación de los sistemas energéticos.

También he tenido la oportunidad de comprobar algo que considero fundamental: detrás de cada logro existe una comunidad comprometida. Por ello, este aniversario es, ante todo, una ocasión para agradecer.

Gracias a los fundadores que imaginaron esta iniciativa cuando hablar de redes inteligentes era todavía una conversación emergente. Gracias a las empresas y organizaciones que creyeron en esta visión desde sus primeros años y decidieron respaldarla. Gracias a quienes han sido miembros permanentes de la Alianza y a quienes, en distintos momentos de estos quince años, aportaron su conocimiento, experiencia y liderazgo para hacer realidad sus objetivos.

Un reconocimiento muy especial merece al Comité Directivo y al Grupo de Seguimiento Estratégico, cuyos integrantes han contribuido a orientar el rumbo de la organización y a mantener una visión de largo plazo. Igualmente, a los líderes y participantes de los Grupos de Trabajo Colaborativo, verdadero corazón técnico de Colombia Inteligente.

Muchas de las ideas, lineamientos, estudios y propuestas que hoy son referencia para el sector nacieron precisamente en esos espacios de discusión abierta, rigurosa y constructiva.

Allí se han encontrado distintas visiones para construir consensos, identificar oportunidades y aportar soluciones a los desafíos que enfrenta el país.

Agradezco también a los aliados nacionales e internacionales, a las entidades públicas, a la academia y a todos aquellos que han participado en nuestros eventos, talleres, proyectos, investigaciones y publicaciones. Cada uno ha dejado una huella que hace parte de esta historia común. Los logros alcanzados durante estos quince años pertenecen a todos quienes han contribuido a construirlos.

Pero este libro no pretende ser únicamente una mirada al pasado. Es también una invitación a mirar hacia adelante.

Vivimos un momento decisivo para la evolución del sistema eléctrico colombiano. La integración masiva de energías renovables, la creciente electrificación de la economía, la digitalización de los procesos, la incorporación de inteligencia artificial, la proliferación de recursos energéticos distribuidos, la necesidad de una mayor resiliencia frente al cambio climático y el fortalecimiento de la ciberseguridad exigirán una transformación más profunda y acelerada de la que hemos experimentado hasta ahora, donde la velocidad de adaptación es clave.

Los análisis y propuestas desarrollados por Colombia Inteligente muestran con claridad que el país necesita acelerar la adopción de tecnologías inteligentes, fortalecer la interoperabilidad y la gobernanza de los datos, promover nuevas capacidades, impulsar la flexibilidad del sistema, consolidar señales regulatorias habilitantes y aprovechar todo el potencial de la innovación para responder a los retos de la transición energética.

Estoy convencido de que el futuro del sistema eléctrico será cada vez más digital, descentralizado, flexible y participativo. Pero también estoy convencido de que su éxito dependerá de algo que ha acompañado a Colombia Inteligente desde su nacimiento: la capacidad de trabajar juntos.

Por eso, cuando celebramos estos quince años, no cerramos un capítulo. Abrimos uno nuevo.

Invitamos a nuevas organizaciones, instituciones, empresas, emprendedores, académicos, investigadores y profesionales a sumarse a esta comunidad. Los desafíos que vienen son demasiado grandes para enfrentarlos de manera aislada, pero también representan oportunidades extraordinarias para quienes estén dispuestos a construir colectivamente las soluciones del futuro.

La historia de Colombia Inteligente demuestra que cuando el conocimiento se comparte, cuando la confianza supera las diferencias y cuando la colaboración se convierte en una práctica permanente, es posible acelerar la transformación de todo un sector.



"A quienes hicieron posible estos primeros quince años, gracias.

A quienes hoy continúan construyendo esta visión, gracias.

Y a quienes se unirán para escribir los siguientes capítulos, bienvenidos.

Lo mejor de Colombia Inteligente no está únicamente en su historia. Está, sobre todo, en el futuro que aún podemos construir juntos."

Jaime Alejandro Zapata Uribe
Presidente

COMITÉ DIRECTIVO 2026

El trabajo colaborativo es gracias a las organizaciones miembro y personas participantes en el comité directivo.

Nombre	Entidad	Nombre	Entidad
Adriana Arango M.	RIELEC-UNINORTE	Juan E. Hincapié	ERCO
Alberto Olarte A.	CNO	Karen Roldán C.	CIDET
Antonio Hoyos c.	COCIER	Luis E. Prieto L.	FENOGE
Carlos M. Caro S.	ISA-Intercolombia	Mario Castaño G.	CINTEL
Diego E. Sánchez O.	CREG	Mario Rubio N.	CAC
Edgar Prieto C.	EMCALI	Mauricio Lasso T.	CELSIA
Eduin García A.	CIDET	Natalia Villegas C.	ISA-Intercolombia
Gary Cooper M.	CINTEL	Nelson F. Capera A.	COCIER
Héctor Peña G.	EMCALI	Néstor E. Polanía V.	INM
Luis Rodriguéz B.	SSPD	Orlando Rojas D.	MINENERGIA
Iván A. Sanín R.	ISA-Intercolombia	Paola Tibatá S.	FENOGE
Jaime A. Zapata U.	XM	Paula Guerra T.	ERCO
Jairo A. Valencia	IPSE	Pedro Hinestroza G.	CELSIA
Jessica Serrano P.	ERCO	Sandra M. Téllez G.	UPME
Jorge E. Celis M.	ENLAZA-GEB	Stevenson Rodríguez E.	CELSIA
Juan A. López B.	CEO	Víctor M. Garrido A.	RIELEC-UNIPAMPLONA
Juan C. Arbelaez Z.	XM		
Juan C. Bedoya C.	MINENERGIA		

Equipo ejecutor

Jaime A. Zapata Uribe	Presidente
Alberto Olarte A	Vicepresidente
Juan D. Molina C	Líder de gestión
Sara Valencia H	Facilitadora de Trabajo colabortivo
Mariana Alzate A.	Coordinador de investigaciones
Maira López M.	Apoyo investigaciones

Mensajes de nuestros miembros



Carlos Mario Caro Sánchez

"Espacios como los generados por Colombia Inteligente han sido fundamentales para el desarrollo organizacional de ISA ENERGÍA porque nos han permitido articularnos alrededor de los verdaderos desafíos del país. En un entorno cada vez más dinámico, estos espacios de construcción colectiva nos han ayudado a comprender mejor las tendencias del sector y, especialmente, a posicionar la transmisión de energía como el eje estratégico e indispensable para viabilizar la transición energética. Gracias a estas sinergias entre diversos actores, hoy avanzamos con una visión técnica compartida para consolidar un sistema eléctrico más eficiente, sostenible y preparado para el futuro."



Mario Castaño Gonzalez

"Contar con un espacio de trabajo colaborativo como Colombia Inteligente es fundamental para avanzar en la transformación tecnológica del sistema eléctrico colombiano. Los desafíos actuales no pueden resolverse desde una sola organización o sector; requieren articular las capacidades de las empresas, el Gobierno, la academia, los centros de investigación y los proveedores de tecnología. Esta colaboración permite compartir experiencias, identificar barreras, construir conocimiento y convertir las buenas ideas en iniciativas concretas que beneficien al sector y a los usuarios. Ser parte de Colombia Inteligente ha significado para mí la oportunidad de aportar, aprender y construir junto con profesionales y organizaciones que comparten una visión de futuro. También ha permitido fortalecer la relación entre los sectores eléctrico y de tecnologías de la información y las comunicaciones, una convergencia indispensable para avanzar hacia un sistema más digital, automatizado, seguro, resiliente y centrado en las necesidades de las personas. Más que un espacio de discusión, Colombia Inteligente representa una comunidad capaz de generar confianza, alinear esfuerzos y acelerar los cambios que el país necesita."



Nestor Eduardo Polania Vargas

"La participación del area de potencia y energía del Instituto Nacional de Metrología en Colombia Inteligente es fundamental para aportar confianza y trazabilidad a las mediciones eléctricas, compartir capacidades técnicas y contribuir a resolver los retos del sector. Este espacio permite articular esfuerzos, intercambiar conocimientos y fortalecer la metrología como base para impulsar la innovación y acelerar la transformación tecnológica del sistema eléctrico colombiano."



Juan Camilo Arbeláez Zapata

"Colombia Inteligente es un espacio que reúne a distintos actores del sector para compartir conocimiento, generar soluciones y acelerar la transformación del sistema eléctrico colombiano. Ser parte de esta comunidad me ha permitido aprender de diferentes perspectivas, aportar desde mi experiencia y participar en iniciativas que contribuyen al futuro energético del país. Su mayor valor está en demostrar que, cuando trabajamos de manera colaborativa, podemos avanzar más rápido y con mayor impacto para el país"



Jairo Alberto Valencia Llanos

"El espacio colaborativo de Colombia Inteligente, es un escenario apropiado en el que confluyen ideas, propuestas , estrategias, resultados que apalancan la innovación y el desarrollo actualizado de las tecnologia aplicables al sector energía. Sus temáticas impartidas son la base para acelerar la transformación tecnologica y consecuentemente superar barreras a través de la generación de nuevo conocimiento."



Adriana Arango Manrique

"Creo que las transformaciones más importantes ocurren cuando somos capaces de unir conocimientos, experiencias y voluntades alrededor de un propósito compartido. En el sector eléctrico colombiano, donde convergen grandes desafíos tecnológicos, regulatorios, económicos y sociales, contar con espacios como Colombia Inteligente es una oportunidad para superar barreras, aprender unos de otros y construir respuestas colectivas a problemas que nos conciernen a todos. Desde mi compromiso con la formación de ingenieros electricistas, la investigación y la participación en la Junta Directiva, encuentro en Colombia Inteligente un espacio donde estas dimensiones se complementan y adquieren un propósito común. Como presidenta de la Red de Programas de Ingeniería Eléctrica (RIELEC), reconozco la importancia de acercar las universidades a las necesidades reales del sector eléctrico, para formar profesionales capaces de comprender sus transformaciones y contribuir a resolver sus desafíos. Desde la investigación, valoro la posibilidad de conectar el conocimiento con problemas concretos relacionados con la integración de energías renovables, los recursos energéticos distribuidos, las redes inteligentes y la evolución de los mercados y la regulación. Y desde la Junta Directiva, encuentro la oportunidad de contribuir a una construcción colectiva que demanda diálogo, confianza y compromiso para alinear capacidades y orientar esfuerzos hacia objetivos compartidos. Ser parte de Colombia Inteligente significa, para mí, creer en el poder del conocimiento cuando se comparte y en la capacidad de la colaboración para convertir ideas en soluciones. Significa también reconocer que la transformación tecnológica del sector no depende únicamente de la infraestructura o de las herramientas disponibles, sino de las personas, las instituciones y la voluntad de trabajar juntas para hacerla posible. Celebrar estos 15 años es reconocer el valor de una trayectoria construida colectivamente y, al mismo tiempo, renovar el compromiso con los retos que tenemos por delante. Colombia necesita un sistema eléctrico cada vez más flexible, confiable, resiliente y sostenible, y avanzar hacia ese propósito requiere mantener abiertos los espacios de conversación, aprendizaje e innovación. Estoy convencida de que Colombia Inteligente seguirá siendo un escenario valioso para conectar capacidades y construir, entre todos, el futuro energético que el país necesita."



Mauricio Yepes Isaza

"Nuestro sector energético avanza más cuando trabajamos juntos. Los espacios colaborativos nos permiten compartir experiencias, aprender unos de otros y encontrar soluciones a los retos que tenemos en común.

Colombia Inteligente es un gran ejemplo del valor de unir capacidades y voluntades para impulsar el desarrollo del sector. Para CIDET, ha sido un espacio valioso para compartir conocimiento y construir con otros actores.

Celebrar sus 15 años es reconocer una trayectoria de trabajo conjunto y el aporte de muchas organizaciones y empresas al futuro energético del país. ¡Felicitaciones a Colombia Inteligente y a todos los que han sido parte de este camino! Que sigan construyendo futuro para el sector energético colombiano."



Mario Rubio Novoa

"La modernización del sistema eléctrico colombiano requiere de consensos técnicos sólidos y reglas claras que viabilicen la transición. Desde el Comité Asesor de Comercialización (CAC), reconocemos en Colombia Inteligente una iniciativa colaborativa invaluable que ha tendido puentes entre agentes, reguladores, academia y entidades de gobierno para anticipar los desafíos en el mercado minorista en un entorno cada vez más dinámico. Su liderazgo ha permitido madurar discusiones en torno a la infraestructura de medición avanzada (AMI), la interoperabilidad, la gestión independiente de datos y el empoderamiento del usuario a través de la demanda activa y la flexibilidad del mercado. Esta convergencia técnica y regulatoria resulta indispensable para consolidar señales de mercado eficientes que fortalezcan la competitividad del sector. Felicitamos a Colombia Inteligente por estos 15 años de visión y construcción colectiva".

UNA AGENDA PARA ACELERAR LA TRANSFORMACIÓN HACIA UN SISTEMA ELÉCTRICO LIMPIO, INTELIGENTE, RESILIENTE Y FLEXIBLE

1 Política con visión de largo plazo

Lineamiento	Acciones
Establecer una política con visión de largo plazo que oriente la transformación hacia un sistema eléctrico limpio e inteligente, dando continuidad a las decisiones y la planificación necesarias para alcanzar los objetivos trazados, en armonía con la evolución tecnológica, sectorial y normativa, y promoviendo la apropiación social de la infraestructura requerida para materializar esta visión.	**1.** Formular una Política Nacional de Sistema Eléctrico Limpio e Inteligente 2035, liderada por Minenergía, con participación de UPME, CREG, SSPD, MinTIC, ANE, XM, operadores de red, comercializadores, usuarios, academia y Colombia Inteligente. La política debe integrar AMI, automatización de distribución, DER, almacenamiento, movilidad eléctrica, comunidades energéticas, flexibilidad, datos, ciberseguridad y telecomunicaciones críticas. **2.** Establecer metas nacionales 2030 y 2035 para AMI, automatización, DER gestionables, almacenamiento, comunidades energéticas, movilidad eléctrica gestionada, telecomunicaciones críticas, ciberseguridad y flexibilidad. **3.** Crear un Comité Ejecutivo de Transformación del Sistema Eléctrico, con agenda trimestral, seguimiento público y capacidad para resolver barreras interinstitucionales. **4.** Implementar un mecanismo de planeación anticipatoria y adaptativa del sistema eléctrico, respaldada por señales regulatorias y económicas de largo plazo que habiliten oportunamente inversiones en redes, almacenamiento y nuevas tecnologías, reconociendo su aporte a la confiabilidad, resiliencia y flexibilidad del sistema. **5.** Crear un observatorio nacional de modernización del sistema eléctrico, sistemas multienergéticos y ciudades inteligentes con indicadores sobre medición avanzada, digitalización de la red, recursos distribuidos, calidad del servicio, gestión de pérdidas, flexibilidad y resiliencia.

2 Sistema digital, automatizado y ciberresiliente

Lineamiento	Acciones
Impulsar un sistema eléctrico digital, automatizado y ciberresiliente, soportado en infraestructuras digitales y telecomunicaciones interoperables, con medición avanzada, observabilidad y una gestión integral de datos que asegure su gobernanza, calidad, disponibilidad, interoperabilidad y la gestión integral de riesgos de ciberseguridad, permitiendo convertir la información del sistema en inteligencia para la operación, planeación y mejora continua del servicio.	**6.** Implementar una arquitectura y perfil de datos de energía basada en estándares abiertos de interoperabilidad, incluyendo funciones de gestión e intercambio, gobernanza, reglas de acceso, privacidad, protección de datos personales, trazabilidad, calidad, disponibilidad, ciberseguridad y portabilidad del usuario. **7.** Definir las pautas para el diseño y aprobación de planes de mejora de calidad del servicio y resiliencia soportado en proyectos de modernización de sistemas de gestión o plataformas, reconectadores telemandados, sensores, subestaciones digitales, entre otras tecnologías. **8.** Requerir hojas de ruta de digitalización e interoperabilidad para los agentes del sector, promoviendo el uso de estándares abiertos, modelos de datos comunes y mecanismos seguros de intercambio de información. **9.** Definir con MinTIC y ANE la estrategia de asignación y uso de telecomunicaciones de misión crítica para el sector eléctrico, considerando espectro, latencia, cobertura, disponibilidad, redundancia, ciberseguridad y priorización de activos críticos. **10.** Establecer un marco sectorial de ciberresiliencia eléctrica que defina niveles mínimos de madurez, mecanismos de coordinación tipo CSIRT sectorial y capacidades de gestión integral de riesgos, continuidad operativa y recuperación ante incidentes en entornos convergentes de tecnologías operacionales, tecnologías de información y telecomunicaciones.

3 Recursos distribuidos y flexibilidad del sistema

Lineamiento	Acciones
Facilitar la integración de recursos energéticos distribuidos y sistemas eléctricos locales para contribuir a un sistema eléctrico más eficiente, confiable, sostenible y dinámico. Esta integración habilita flexibilidad, nuevos servicios, participación de nuevos actores y desarrollo de modelos de negocio. Para ello, articula recursos distribuidos, almacenamiento, gestión de la demanda y tecnologías de mejora de la red, con el fin de optimizar la infraestructura existente, aumentar la capacidad de integración de nueva generación y fortalecer la confiabilidad, resiliencia y eficiencia del sistema en todos sus niveles.	**11.** Desarrollar una estrategia nacional de flexibilidad del sistema eléctrico, integrando DER, almacenamiento, demanda flexible, movilidad eléctrica y tecnologías de mejora de la red para optimizar la infraestructura, ampliar las capacidades del sistema para atender las necesidades e incrementar los beneficios a los usuarios y fortalecer la confiabilidad y resiliencia del servicio. **12.** Implementar un análisis periódico y actualización de los requisitos técnicos y comerciales para el registro, conexión y operación DER, incluyendo comportamiento ante fallas, control de potencia activa/reactiva, respuesta en frecuencia, protecciones, comunicaciones, ciberseguridad y pruebas de conformidad. **13.** Incentivar la implementación progresiva de plataformas para la gestión de DER en operadores con alta inserción de autogeneración y generación distribuida de forma individual o colectiva, sistemas de almacenamiento de energía, movilidad eléctrica o demanda flexible. **14.** Desarrollar guías técnicas y operativas para comunidades energéticas o sistemas eléctricos locales, incluyendo medición, balance energético, excedentes, calidad, mantenimiento, gobernanza, responsabilidades y coordinación con el operador de red. **15.** Implementar los servicios de flexibilidad donde los DER de forma individual o agregada ofrezcan servicios para la gestión de congestión, respaldo (seguridad/reserva), regulación de tensión, calidad, integración renovable, confiabilidad local y resiliencia.

4 Participación efectiva de los consumidores

Lineamiento	Acciones
Facilitar que los consumidores participen de manera activa, asequible, equitativa y efectiva en la transformación y en los servicios del sistema eléctrico, reduciendo las barreras de acceso a la información, tecnología y mecanismos de participación. Esto incluye fortalecer sus capacidades para comprender y utilizar información sobre consumo, costos y alternativas de participación, así como promover la inclusión de usuarios vulnerables, rurales o con limitaciones de conectividad y capacidades digitales.	**16.** Desarrollar una estrategia nacional de información al usuario sobre la comprensión y beneficios en el uso de los datos de energía, recomendaciones de eficiencia y canales para su acceso. **17.** Realizar el despliegue de medidores avanzados mediante planes por operador de red, con campañas segmentas de apropiación, priorizando usuarios con potencial de gestión de demanda, zonas con baja calidad del servicio y con potencial de acceso a servicios digitales para hogares, comercios, industria a nivel urbano y rural. **18.** Implementar programas de tarifas horarias, intradiarias o dinámicas para usuarios con medición avanzada, iniciando con participación voluntaria en usuarios residenciales, comerciales, industriales, vehículos eléctricos, comunidades energéticas o sistema eléctrico locales. **19.** Ampliar los esquemas de financiación inclusiva para eficiencia energética, medición avanzada, recursos energéticos colectivos y sustitución tecnológica en usuarios vulnerables. **20.** Implementar programa de inclusión y apropiación energética digital para usuarios vulnerables, rurales o con limitaciones de conectividad, facilitando el acceso a información, herramientas y mecanismos de participación en el sistema eléctrico.

5 Fortalecimiento de las capacidades nacionales

Lineamiento	Acciones
Fortalecer las capacidades nacionales y los mecanismos de innovación, experimentación, validación y escalamiento que permitan probar, demostrar, estandarizar e implementar tecnologías, soluciones y funciones que contribuyan a la evolución del sistema eléctrico, promoviendo la articulación entre el sector eléctrico, la academia, los centros de desarrollo tecnológico, innovación y productividad. Esto incluye el desarrollo de capacidades técnicas, marcos regulatorios habilitantes y condiciones que faciliten la viabilidad y bancabilidad de nuevos modelos de negocio y la adopción de tecnologías emergentes.	**21.** Impulsar y acompañar el desarrollo de areneros regulatorios para facilitar la experimentación y validación de nuevos modelos servicios o mecanismos asociados a la mejora en la prestación del servicio de energía eléctrica al usuario y nuevos mecanismos o modelos de negocio con tarifas dinámicas, agregación de recursos, servicios de flexibilidad, servicios de almacenamiento, datos, entre otros. **22.** Crear una plataforma sectorial de lecciones aprendidas y mejores prácticas con casos de uso, resultados de pilotos o proyectos, costos, beneficios, fallas, requisitos técnicos, modelos de negocio y recomendaciones para tecnologías inteligentes. **23.** Fomentar y articular un programa de alcance nacional de formación especializada en plataformas y sistemas asociados en medición avanzada, gestión avanzada de activos de distribución y transmisión, analítica de datos, ciberseguridad, telecomunicaciones críticas, automatización, flexibilidad y reglamentación en entornos digitales. **24.** Fortalecer y articular los centros de desarrollo tecnológico, innovación y productividad, la academia, así como los laboratorios nacionales, para el desarrollo de casos de uso, pruebas de concepto y validaciones de tecnologías emergentes, incluyendo inteligencia artificial, interoperabilidad, recursos energéticos distribuidos, tecnologías de red, ciberseguridad y comunicaciones críticas, promoviendo su adopción y escalamiento en el sistema eléctrico, el desarrollo de sistemas multienergéticos y ciudad inteligentes. **25.** Diseñar mecanismos para el escalamiento de tecnologías y modelos de negocio validados, incluyendo estándares técnicos, lineamientos regulatorios, esquemas de financiación y herramientas de gestión de riesgo que faciliten su adopción masiva y bancabilidad.

Tabla de contenido

UNA AGENDA PARA ACELERAR LA TRANSFORMACIÓN HACIA
UN SISTEMA ELÉCTRICO LIMPIO E INTELIGENTE 16

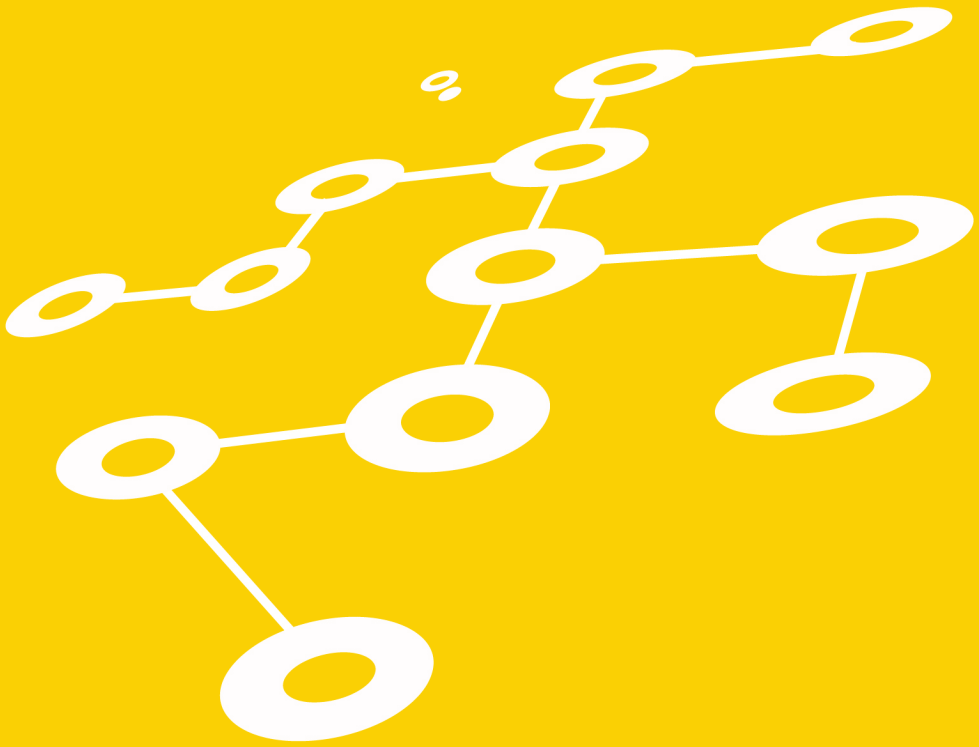
1. DEL CONCEPTO DE RED INTELIGENTE A UN SISTEMA ELÉCTRICO INTELIGENTE, RESILIENTE Y FLEXIBLE 22
1.1. El origen de las redes inteligentes y los desafíos de los sistemas eléctricos tradicionales 22
1.2. Convergencia entre energía, digitalización y telecomunicaciones 26
1.3. De las redes inteligentes a los sistemas energéticos inteligentes 31
1.4. Tendencias y desafíos para la transformación de los sistemas eléctricos 35

2. LA CONSTRUCCIÓN DEL MARCO HABILITANTE PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO LIMPIO E INTELIGENTE EN COLOMBIA 42
2.1. Evolución de la visión Colombia para los sistemas eléctricos inteligentes 42
2.2. Desarrollo de la política pública, la regulación y la normalización 48
2.3. Estado actual: logros, brechas y desafíos pendientes 57

3. COLOMBIA INTELIGENTE: CONSTRUYENDO UNA VISIÓN COMPARTIDA 68
3.1. Los años de gestación (2010 - 2013) 70
3.2. Creación de capacidades y conocimiento (2013 - 2016) 73
3.3. Fortalecimiento del trabajo colaborativo (2017 - 2020) 77
3.4. Nuevos desafíos para la transformación (2021 - 2025) 81
3.5. Principales hitos e impacto de Colombia Inteligente 84

4. ACCIONES PARA ACELERAR LA TRANSFORMACIÓN HACIA UN SISTEMA ELÉCTRICO LIMPIO, , INTELIGENTE, RESILIENTE Y FLEXIBLE 90
4.1. Política con visión de largo plazo 92
4.2. Sistema digital, automatizado y ciberresiliente 94
4.3. Recursos energéticos distribuidos y flexibilidad del sistema 96
4.4. Participación efectiva de los consumidores 99
4.5. Fortalecimiento de las capacidades nacionales 101

5. PERSONAS QUE CONSTRUYEN FUTURO: REFLEXIONES Y VOCES DEL TRABAJO COLABORATIVO 106
Anexos 109
Acrónimos y siglas 124



01

DEL CONCEPTO DE RED INTELIGENTE A UN SISTEMA ELÉCTRICO INTELIGENTE

1. DEL CONCEPTO DE RED INTELIGENTE A UN SISTEMA ELÉCTRICO INTELIGENTE

Este capítulo presenta la evolución conceptual y técnica que ha llevado al sector eléctrico desde la noción inicial de red inteligente hacia una visión más amplia de sistema eléctrico inteligente. A partir del reconocimiento de las limitaciones del modelo eléctrico tradicional —centralizado, unidireccional y con baja observabilidad en distribución— se examina cómo la convergencia entre infraestructura eléctrica, digitalización, telecomunicaciones, automatización, gestión de datos y nuevos recursos energéticos distribuidos ha transformado la manera de planear, operar y regular los sistemas de potencia. El análisis muestra que la inteligencia del sistema ya no reside únicamente en la red física, sino en la capacidad de coordinar generación, demanda, almacenamiento, movilidad eléctrica, usuarios activos, mercados, plataformas digitales y decisiones operativas en múltiples escalas. En este contexto, las experiencias internacionales muestran que la modernización tecnológica solo genera valor cuando se acompaña de interoperabilidad, ciberseguridad, regulación habilitante, capacidades institucionales y colaboración multisectorial. Por ello, el tránsito hacia sistemas eléctricos inteligentes debe entenderse como una transformación sistémica orientada a habilitar mayor flexibilidad, resiliencia, eficiencia, sostenibilidad y participación efectiva de los usuarios en la transición energética.

1.1. El origen de las redes inteligentes y los desafíos de los sistemas eléctricos tradicionales

Durante gran parte del siglo XX, los sistemas eléctricos se concibieron como infraestructuras centralizadas, jerárquicas y predominantemente unidireccionales. La energía era generada en grandes centrales, transportada por redes de transmisión de alta tensión y distribuida hacia usuarios finales con escasa capacidad de interacción con la operación del sistema. Este modelo permitió garantizar cobertura, confiabilidad y crecimiento económico durante varias décadas, y fue suficiente para un entorno caracterizado por demanda relativamente predecible, generación despachable y una relación pasiva entre el sistema eléctrico y los consumidores. Sin embargo, los cambios tecnológicos, ambientales, económicos y sociales de las últimas décadas modificaron profundamente las condiciones bajo las cuales opera la infraestructura eléctrica.

Sin embargo, los cambios tecnológicos, ambientales, económicos y sociales de las últimas décadas modificaron profundamente las condiciones bajo las cuales opera la infraestructura eléctrica. La agencia internacional de energía (IEA, por sus siglas en inglés) ha señalado que las redes eléctricas, que históricamente fueron la columna vertebral del suministro, se están convirtiendo en una condición crítica para habilitar transiciones energéticas seguras, asequibles y sostenibles (IEA, 2023).

El sistema eléctrico tradicional se diseñó para resolver un problema esencial: garantizar que la generación disponible coincidiera instantáneamente con la demanda. Bajo ese paradigma, los operadores del sistema equilibraban la oferta y la demanda mediante grandes unidades de generación centralizada, reservas operativas y expansión progresiva de infraestructura. La distribución eléctrica, en muchos países, se concibió como una red pasiva de entrega de energía, con bajos niveles de monitoreo, limitada automatización y poca información en tiempo real sobre el comportamiento de los usuarios y de los activos ubicados en media y baja tensión. Esta arquitectura funcionó razonablemente bien mientras la variabilidad del sistema fue acotada y mientras la mayor parte de las decisiones operativas podía gestionarse desde el lado de la oferta. Es de señalar que la regla histórica de generar electricidad exactamente al mismo tiempo en que se consume ha sido modificada por nuevas tecnologías del lado de la oferta, la demanda, el almacenamiento y las redes (Linvill et al., 2019).

La presión sobre este modelo comenzó a aumentar por varios factores simultáneos. En primer lugar, el envejecimiento de la infraestructura eléctrica incrementó los recursos requeridos para mantener estándares de confiabilidad y seguridad.

En segundo lugar, el crecimiento de nuevos usos eléctricos, como transporte, climatización, centros de datos, procesos industriales electrificados y producción de hidrógeno, amplió la complejidad de la planificación. En tercer lugar, la incorporación acelerada de fuentes renovables variables modificó los patrones tradicionales de despacho y operación. Finalmente, la mayor exposición a eventos climáticos extremos puso en evidencia la necesidad de redes más resilientes, capaces no solo de resistir perturbaciones sino de recuperarse con rapidez.

La IEA advierte que las redes no están avanzando al mismo ritmo que la nueva economía energética y que pueden convertirse en un cuello de botella para la transición limpia si no se modernizan sus capacidades físicas, regulatorias y operativas (IEA, 2023). A estas presiones se sumó una brecha tecnológica evidente. Mientras sectores como las telecomunicaciones, la banca, el comercio y el transporte incorporaban sensores, automatización, plataformas digitales, analítica avanzada y herramientas de interacción con usuarios, muchas redes eléctricas continuaban operando con información limitada y procesos manuales o semiautomatizados. Este contraste fue uno de los elementos que originó la discusión internacional sobre redes inteligentes. La pregunta dejó de ser únicamente cómo ampliar la red, y pasó a ser cómo convertir la infraestructura eléctrica en una plataforma con capacidad de monitorear, comunicar, analizar, anticipar y responder. El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DoE, por sus siglas en inglés) plantea que la red del futuro debe integrar mejor todas las fuentes de electricidad, aumentar la seguridad, resolver desafíos de almacenamiento y generación distribuida, y entregar electricidad resiliente, confiable, flexible, segura, sostenible y asequible (DoE, 2024).

El concepto de red inteligente, o Smart Grid, surgió precisamente como respuesta a esta necesidad de modernización. En sus primeras formulaciones, la red inteligente se entendió como una red eléctrica que incorpora tecnologías digitales, comunicaciones bidireccionales, medición avanzada, automatización y control para mejorar el desempeño técnico, económico y ambiental del sistema.

El aporte conceptual fue relevante porque desplazó la discusión desde la infraestructura física hacia una visión más amplia de operación informada, interoperabilidad y gestión activa. NIST, en su Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, planteó que la interoperabilidad, entendida como la capacidad de intercambiar información accionable y oportuna, es una capacidad crítica pero todavía insuficientemente desarrollada en el sistema eléctrico moderno (Gopstein et al., 2021).

Desde una perspectiva estratégica, las primeras redes inteligentes buscaron resolver seis desafíos estructurales. El primero fue mejorar la observabilidad de la red, especialmente en distribución, donde tradicionalmente existían zonas operativas con baja visibilidad. El segundo fue habilitar esquemas de automatización para reducir tiempos de interrupción, mejorar la localización de fallas y restaurar el servicio con mayor rapidez. El tercero fue desarrollar medición avanzada para mejorar la información sobre consumo, calidad del servicio y comportamiento de los usuarios.

El cuarto fue fortalecer la interoperabilidad entre dispositivos, sistemas y agentes. El quinto fue permitir la integración de recursos energéticos distribuidos. El sexto fue construir capacidades de ciberseguridad y resiliencia digital. Estos elementos aparecen de forma recurrente en la visión del DoE sobre modernización de redes, que organiza la transformación alrededor de dispositivos y sistemas integrados, operación, planificación, mercados, políticas, regulación, sistemas resilientes y cargas flexibles (DoE, 2024).

El desarrollo de redes inteligentes también reveló que la transformación del sistema eléctrico no podía limitarse al despliegue de equipos. Una red con medidores avanzados, sensores o telecomunicaciones no se convierte automáticamente en una red inteligente si no existen procesos, estándares, capacidades humanas, regulación habilitante, gestión de datos y modelos operativos capaces de convertir la información en decisiones. Esta lección ha sido central en los programas de modernización de Estados Unidos, Europa, Australia, India y China.

NIST advierte que la proliferación de tecnologías y estándares ha mejorado solo de manera parcial la interoperabilidad, debido a la creciente complejidad de los recursos distribuidos, las expectativas de los usuarios y las arquitecturas del sistema (Gopstein et al., 2021). Por ello, el origen de las redes inteligentes debe entenderse menos como una agenda tecnológica aislada y más como una respuesta institucional y operativa a la transformación del entorno eléctrico. La red inteligente nació de la necesidad de operar sistemas más complejos, con mayor incertidumbre, mayor diversidad de actores y mayor presión por eficiencia, sostenibilidad y resiliencia.

Esta evolución marcó el inicio de una transición que, con el tiempo, desbordaría el concepto inicial de Smart Grid para avanzar hacia una visión de sistemas eléctricos inteligentes, donde la red, los recursos, los datos, los usuarios y los mercados interactúan de manera coordinada.

1.2. Convergencia entre energía, digitalización y telecomunicaciones

La evolución internacional de las redes inteligentes puede interpretarse como un proceso de convergencia entre tres dominios: infraestructura energética, tecnologías digitales y telecomunicaciones. Durante décadas, estos sectores evolucionaron con ritmos distintos. La infraestructura eléctrica priorizaba confiabilidad, cobertura y seguridad operativa; las telecomunicaciones avanzaban en conectividad, ancho de banda y comunicación en tiempo real; y las tecnologías digitales desarrollaban capacidades de procesamiento, almacenamiento y análisis de datos. Las redes inteligentes emergieron cuando estas capacidades comenzaron a integrarse en la operación eléctrica, permitiendo que la infraestructura dejara de ser únicamente un sistema físico de transporte de energía y avanzara hacia una plataforma ciberfísica de operación, información y decisión. ENTSO-E reconoce que la operación futura de los sistemas eléctricos europeos dependerá crecientemente de soluciones innovadoras, coordinación regional, tecnologías de información y comunicación, flexibilidad y mercados adecuados para la transición energética (ENTSO-E, 2025).

Estados Unidos fue uno de los primeros países en estructurar una agenda integral de modernización. El DoE impulsó la Grid Modernization Initiative y el Grid Modernization Laboratory Consortium como mecanismos para articular laboratorios nacionales, industria, operadores, reguladores y universidades alrededor de una visión de red más flexible, segura y resiliente. Esta agenda no se limitó a la medición avanzada, sino que incluyó investigación aplicada en sistemas de distribución, almacenamiento, ciberseguridad, recursos distribuidos, control avanzado, modelamiento, inteligencia artificial y mercados. La estrategia de modernización del DoE definió pilares técnicos que abarcan dispositivos y sistemas integrados, operación, planificación, mercados y regulación, sistemas resilientes y seguros, y generación y carga flexibles, reflejando una visión sistémica de la transformación (DoE, 2024).

Los laboratorios nacionales estadounidenses han sido fundamentales en esa evolución. El National Laboratory of the Rockies (NLR o previamente llamado NREL por sus siglas en inglés) ha desarrollado investigación sobre integración de energías renovables, sistemas de potencia con alta penetración de inversores, herramientas de planificación, operación avanzada y aplicaciones de inteligencia artificial en centros de control. El Pacific Northwest National Laboratory - PNNL ha contribuido a enfoques de arquitectura de red, energía transaccional, demostraciones de redes inteligentes y coordinación de recursos distribuidos. El Lawrence Berkeley National Laboratory - LBNL ha generado conocimiento sobre respuesta de la demanda, mercados, eficiencia, recursos distribuidos y planificación de distribución. Aunque sus enfoques difieren, todos comparten una premisa: la modernización de la red exige integrar tecnología, regulación, datos, operación y comportamiento del usuario.

Europa siguió una trayectoria marcada por la transición energética, la integración regional y la necesidad de coordinación entre transmisión y distribución. ENTSO-E, ACER, DSO Entity y E.DSO han puesto énfasis en la digitalización, la flexibilidad, la interoperabilidad, la planificación coordinada y el papel activo de los operadores de distribución. La creación del DSO Entity en el marco europeo refleja el reconocimiento de que la distribución ya no puede verse como una infraestructura pasiva. A medida que los recursos energéticos distribuidos se conectan principalmente a redes de media y baja tensión, los operadores de distribución adquieren funciones críticas en observabilidad, gestión de congestiones, intercambio de datos, flexibilidad local y coordinación con operadores de transmisión. DSO Entity y ENTSO-E han señalado que la digitalización es esencial para mejorar la operación, planificación e integración de usuarios en un sistema eléctrico europeo en transición (DSO Entity & ENTSO-E, 2025).

Mónica Marcela Montoya Giraldo
"Colombia Inteligente es un referente para el sector eléctrico colombiano y un ejemplo inspirador de lo que puede lograrse cuando se trabaja colaborativamente. A lo largo de estos 15 años, ha demostrado que sí es posible construir en red; que actores de diferentes sectores, con intereses y perspectivas diversas, incluso competidores, pueden sentarse en una misma mesa y sumar capacidades alrededor de un propósito común: contribuir al desarrollo y fortalecimiento del sector eléctrico del país. La rigurosidad técnica, el conocimiento experto y la oportunidad y pertinencia de la información son sellos que distinguen su trayectoria y le han permitido consolidarse como un referente y cuerpo consultivo confiable para el sector eléctrico Colombiano. Para Econova Energía Eléctrica, contar con Colombia Inteligente como aliado de la Red es motivo de profundo reconocimiento y gratitud. Su experiencia, conocimiento y disposición permanente para construir colectivamente representan un aporte invaluable y fortalecen nuestro propósito de conectar capacidades y promover soluciones para el futuro del sector eléctrico colombiano. Celebramos estos 15 años de aprendizajes y contribuciones, y esperamos que sean muchos más construyendo confianza, conocimiento y futuro para el país."

La experiencia europea también muestra que la transformación tecnológica requiere marcos de mercado y regulación consistentes. ACER ha insistido en que la flexibilidad del lado de la demanda y de los recursos distribuidos es una condición para mejorar eficiencia, reducir costos del consumidor, integrar renovables y fortalecer la resiliencia. Su informe de 2025 sobre barreras a la respuesta de la demanda propone acciones para habilitar precios dinámicos, entrada simplificada de agregadores, mayor adopción de medidores inteligentes y participación efectiva de pequeños recursos en mercados de flexibilidad. Este énfasis es relevante porque muestra que la red inteligente no es únicamente una infraestructura automatizada, sino un sistema donde los usuarios y los recursos distribuidos pueden proveer servicios al sistema si las reglas lo permiten (ACER, 2025).

En el caso de China, esta adoptó un enfoque de escala, integración industrial y planificación centralizada. State Grid Corporation of China (SGCC) impulsó una visión de redes fuertes, digitales y orientadas a la electrificación, combinando infraestructura de ultra alta tensión, automatización, plataformas digitales, medición avanzada y despliegue masivo de energías renovables. La colaboración entre IRENA y SGCC sobre electrificación inteligente evidencia el interés de China en integrar renovables, digitalización y nuevos servicios energéticos como habilitadores del desarrollo bajo en carbono. Esto muestra que la modernización no solo implica digitalizar la distribución, sino coordinar generación renovable, redes de transmisión, sistemas locales, industrias electrificadas y servicios energéticos (IRENA, 2023).



Sandra Ospina Arango
"Colombia inteligente ha sido un espacio de aprendizaje, actualizacion tecnologica, entendimiento real de la transformacion digital de los sistemas electricos. Ademas impulsa el mayor conocimiento de las tecnologias, la regulacion y normativas asociadas. El trabajo colaborativo permte la cocreacion propositiva de propuestas tecnicas y regulacion para la modernizacion del SIN y del sector."

En el caso de Japón y Corea del Sur, adicionalmente se contribuido desde una perspectiva de comunidades inteligentes, gestión energética local y tecnología aplicada. Japón, a través de la National Research And Development Agency (NEDO) y diversos proyectos de Smart Communities, exploró esquemas de gestión de demanda, almacenamiento, generación distribuida, movilidad eléctrica y sistemas de gestión energética en entornos urbanos y locales. Corea del Sur, por medio de KEPCO y su ecosistema tecnológico, desarrolló proyectos de redes inteligentes, ciudades inteligentes y plataformas digitales para operación y gestión. Estas experiencias muestran que la evolución de las redes inteligentes no ha tenido una única ruta internacional. En algunos mercados, la prioridad fue la resiliencia; en otros, la integración renovable; en otros, la digitalización industrial; y en otros, la participación activa del usuario y la gestión local de energía.

Por ejemplo, India representa un caso particular por la escala de su sistema, la diversidad de sus empresas de distribución y la necesidad de combinar modernización tecnológica con eficiencia comercial y mejora en la calidad del servicio. El India Smart Grid Forum (ISGF), creado como una iniciativa público-privada del Gobierno de India, ha funcionado como plataforma de articulación entre ministerios, reguladores, empresas, academia, proveedores y centros de investigación.

ISGF ha trabajado en grupos sobre transmisión avanzada, distribución avanzada, comunicaciones, medición, consumo y control de carga, regulación, arquitectura, microrredes y ciberseguridad. Su mandato incluye asesorar al gobierno, apoyar estándares, orientar selección tecnológica y fortalecer capacidades, lo que muestra el papel de las plataformas colaborativas en la modernización de sectores eléctricos complejos (India ISGF; GSEF, 2026).

Australia se ha convertido en un referente global por el alto desarrollo de generación solar distribuida, almacenamiento detrás del medidor y crecimiento de recursos energéticos del consumidor. El Australian Energy Market Operator (AEMO) ha desarrollado una hoja de ruta para preparar al sistema (National Electricity Market, NEM) para operar en condiciones de muy alta penetración de renovables, incluso escenarios de 100% de energía renovable instantánea.

Este proceso ha obligado a estudiar requisitos técnicos para recursos distribuidos, inversores, estándares de conexión, respuesta ante eventos críticos, seguridad del sistema y operación con generación basada en inversores. AEMO identifica que la operación futura requiere capacidades anticipatorias, estándares consistentes y coordinación de recursos distribuidos para mantener seguridad y confiabilidad (AEMO, 2025; ARENA, 2024).

A nivel global, organizaciones como IEEE, IEC, CIGRE, ISGAN y GSEF han desempeñado un papel esencial. IEEE ha desarrollado estándares, publicaciones y espacios técnicos para tecnologías de potencia, automatización, comunicación, recursos distribuidos e inteligencia artificial. IEC ha consolidado marcos de estandarización, incluyendo IEC 61850, como base para automatización e interoperabilidad en subestaciones y redes. CIGRE, a través de comités como C2, C6 y D2, ha producido conocimiento aplicado sobre operación del sistema, distribución activa, recursos distribuidos, información y telecomunicaciones. ISGAN, como programa de cooperación tecnológica de la IEA y el Clean Energy Ministerial, promueve intercambio de conocimiento sobre redes más limpias, flexibles y digitales.

GSEF, antes Global Smart Grid Federation, articula asociaciones nacionales, empresas de energía y centros de pensamiento para compartir mejores prácticas, identificar barreras y promover estándares y políticas (ISGAN, 2025; GSEF, s. f.).

Jaime Eduardo Restrepo Martínez
"Desde la perspectiva de ICONTEC, los espacios promovidos por Colombia Inteligente han contribuido significativamente al fortalecimiento de las capacidades técnicas y a la articulación entre los diferentes actores del sector eléctrico, creando escenarios de colaboración que facilitan el intercambio de conocimiento, la identificación de necesidades de normalización y la promoción de buenas prácticas para la transformación digital y energética del país. Para ICONTEC, estos espacios han sido especialmente valiosos al permitir una mayor aproximación entre los procesos de normalización y las necesidades reales del sector, fortaleciendo nuestro rol como Organismo Nacional de Normalización y facilitando la difusión y apropiación de normas nacionales e internacionales. Asimismo, han impulsado iniciativas de formación y transferencia de conocimiento, incluyendo actividades asociadas a la realización de seminarios web con expertos nacionales e internacionales para promover su comprensión y aplicación en el contexto colombiano. En términos sectoriales, consideramos que uno de los principales aportes de Colombia Inteligente ha sido consolidar un espacio de confianza y construcción colectiva que favorece el consenso técnico, la interoperabilidad y la adopción de estándares como habilitadores de la innovación. Esta articulación entre conocimiento, normalización y colaboración institucional contribuye a sentar las bases para un sector eléctrico más moderno, resiliente, sostenible y preparado para afrontar los desafíos de la transición energética."

La evolución internacional muestra que la red inteligente no fue una tecnología única, sino una arquitectura de transformación. La medición avanzada habilitó información. Las telecomunicaciones habilitaron conectividad. Los estándares habilitaron interoperabilidad. La automatización habilitó operación más rápida. Los datos habilitaron inteligencia. Los mercados habilitaron participación. La ciberseguridad habilitó confianza. Vistas en conjunto, estas capacidades explican por qué la modernización eléctrica requiere estrategias integrales y no proyectos aislados.

1.3. De las redes inteligentes a los sistemas energéticos inteligentes

La transición desde el concepto de red inteligente hacia el de sistema eléctrico inteligente refleja una ampliación de alcance. En la visión inicial, la inteligencia estaba asociada principalmente a la red: medidores inteligentes, automatización, comunicaciones, control y monitoreo. En la visión actual, la inteligencia se encuentra distribuida en todo el sistema energético: usuarios, dispositivos, recursos energéticos distribuidos, almacenamiento, vehículos eléctricos, edificios, industrias, microrredes, mercados, operadores y plataformas digitales. IRENA indica que la descarbonización eficiente requiere transformar simultáneamente la producción y el consumo de energía, y que la electrificación inteligente combina renovables, flexibilidad, planificación, regulación, mercados y nuevos modelos de negocio (IRENA, 2023).

Esta evolución se explica por la expansión acelerada de los recursos energéticos distribuidos que están modificando la frontera operativa del sistema. Bajo el paradigma tradicional, la distribución llevaba energía hacia consumidores pasivos.

Bajo el paradigma inteligente, la distribución se convierte en una plataforma de intercambio donde múltiples recursos pueden consumir, producir, almacenar, inyectar, reducir demanda o modificar su comportamiento en respuesta a señales técnicas, económicas o ambientales. Deloitte describe esta transformación como una multiplicación de redes bidireccionales de recursos distribuidos en el borde de la red, donde hogares, comercios e industrias pueden aportar flexibilidad, resiliencia y servicios al sistema si existen mecanismos adecuados de integración (Deloitte, 2024).

Las microrredes y sistemas eléctricos locales también hacen parte de la evolución conceptual. Inicialmente vistas como soluciones para respaldo o zonas aisladas, las microrredes ahora se entienden como arquitecturas capaces de integrar generación local, almacenamiento, control, cargas críticas y operación autónoma o coordinada con la red principal.

El almacenamiento de energía es una pieza central de esta transición. Las baterías y otras tecnologías de almacenamiento permiten desplazar energía en el tiempo, suavizar variabilidad renovable, atender picos, mitigar congestiones, mejorar calidad de servicio y proveer servicios complementarios. En sistemas de alta penetración renovable, el almacenamiento deja de ser un recurso marginal y pasa a ser una infraestructura estratégica para operación, flexibilidad y resiliencia. IEA advierte que la expansión de almacenamiento, demanda flexible y redes modernizadas será esencial para evitar que las redes limiten la integración de energía limpia (IEA, 2026).

La flexibilidad se ha convertido en uno de los conceptos más relevantes de la transformación. En términos operativos, flexibilidad es la capacidad del sistema para adaptarse a cambios en generación, demanda, condiciones de red y disponibilidad de recursos. Puede provenir de cualquier recurso distribuido individuales o agregados, incluso de tecnologías de red e interconexiones. La flexibilidad es valiosa porque reduce la necesidad de sobredimensionar infraestructura, mejora el uso de activos existentes y permite integrar más renovables con menores costos.

ACER plantea que la respuesta de la demanda y otros recursos distribuidos son fundamentales para lograr flexibilidad, reducir volatilidad de precios y apoyar la transición limpia (ACER, 2025). La flexibilidad del siglo XXI requiere reconocer múltiples fuentes, incluidas tecnologías del lado de la demanda, almacenamiento y mejores operaciones, para construir sistemas más asequibles, confiables y resilientes (Linvill et al., 2019).

La participación activa de usuarios es la dimensión social y comercial de este cambio. El consumidor deja de ser un receptor pasivo de energía y se convierte en actor del sistema.

Puede generar, consumir, almacenar, gestionar su demanda, participar en comunidades energéticas, vender excedentes, responder a precios dinámicos o integrarse a programas de agregación. Este cambio no ocurre automáticamente con la tecnología. Requiere información clara, señales económicas adecuadas, confianza, protección de datos, interoperabilidad de dispositivos, reglas de mercado y modelos de negocio comprensibles. La movilidad eléctrica profundiza esta relación entre red y usuario. Los vehículos eléctricos representan nuevas cargas, pero también potenciales recursos distribuidos. Si la carga se gestiona de forma descoordinada, puede aumentar picos de demanda, congestiones y necesidades de refuerzo. Si se gestiona de forma inteligente, puede absorber excedentes renovables, modular demanda y, en esquemas bidireccionales, prestar servicios mediante Vehicle-to-Grid. GSEF ha desarrollado reportes y grupos de trabajo sobre interfaces de usuarios de red, vehículos eléctricos, almacenamiento local y electromovilidad en redes inteligentes, lo que evidencia que la movilidad se ha convertido en un componente estructural de la discusión global sobre sistemas eléctricos inteligentes (GSEF, 2026).

Ahora bien, la digitalización es el habilitador que conecta los diferentes elementos descritos. Sin datos oportunos y confiables, los recursos distribuidos no pueden coordinarse de forma eficiente; sin telecomunicaciones seguras, la automatización pierde capacidad operativa; sin modelos analíticos, la información no se transforma en decisiones; sin estándares, los dispositivos no pueden interactuar adecuadamente; sin ciberseguridad, la conectividad se convierte en riesgo. Por ello, los sistemas eléctricos inteligentes son sistemas ciberfísicos: combinan infraestructura eléctrica, dispositivos electrónicos, comunicaciones, software, analítica, control y gobernanza de datos. NIST plantea que la modernización de la red requiere un lenguaje común, escenarios de comunicación, pruebas y certificación e interoperabilidad para reducir complejidad e integrar nuevas capacidades (Gopstein et al., 2021).

Pablo Hernán Corredor Avella
"Una gran satisfacción de ver desarrollada un visión sobre la implementación de una cooperación en el sector eléctrico para compartir conocimientos, unir esfuerzos para explorar las ideas novedosas de clase mundial en la incorporación de tecnologías de punta que permitan tener un sistema flexible, resiliente mediante la digitalización y hoy complementado con la IA"

La gestión de datos se ha convertido en una función crítica. Los medidores avanzados, sensores de red, sistemas SCADA, sistemas de gestión de interrupciones, ADMS, DERMS, plataformas comerciales, estaciones de carga, inversores y recursos de usuario generan grandes volúmenes de información, incluso la gestión de los centros de datos. El reto no es solo almacenar datos, sino definir quién puede acceder, en qué condiciones, con qué estándares, para qué usos y con qué requerimientos. En Europa, DSO Entity y ENTSO-E han avanzado en la discusión sobre sistemas eléctricos digitales, gemelos digitales y coordinación TSO-DSO, reconociendo que la información será indispensable para planificación, operación y resiliencia (DSO Entity & ENTSO-E, 2025).

A su vez, la inteligencia artificial amplifica este potencial. Puede apoyar pronóstico de demanda, predicción de generación renovable, mantenimiento predictivo, detección de anomalías, optimización de maniobras, identificación de pérdidas, gestión de activos, ciberseguridad, operación de centros de control y coordinación de recursos distribuidos. Sin embargo, la adopción de inteligencia artificial en sistemas eléctricos exige gobernanza, calidad de datos, explicabilidad, seguridad, validación y capacidades humanas especializadas. Se destaca el uso de inteligencia artificial, aprendizaje automático, realidad aumentada, realidad virtual y robótica para empresas de energía, con casos de uso en generación, transmisión, distribución, operación y ciberseguridad, lo cual muestra que la digitalización avanzada ya forma parte de la agenda de modernización eléctrica en economías emergentes y desarrolladas (ISGF, 2025). También, los gemelos digitales representan otro paso en la evolución hacia sistemas inteligentes. Un gemelo digital no es simplemente un modelo de red, sino una representación dinámica que integra datos, simulación y análisis para soportar planificación, operación y respuesta ante contingencias. DSO Entity y ENTSO-E han identificado casos de uso asociados a flexibilidad centrada en el consumidor, capacidad de conexión, resiliencia ante eventos de alto impacto y evaluación coordinada de seguridad. Estos desarrollos muestran que la operación futura requerirá herramientas capaces de anticipar escenarios, simular decisiones y coordinar recursos en diferentes niveles de tensión (DSO Entity & ENTSO-E, 2026).

Por tanto, la transición hacia sistemas eléctricos inteligentes también implica una transformación de los modelos institucionales y empresariales.

Las empresas de energía tradicionales deben evolucionar hacia operadores de plataformas, gestores de datos, facilitadores de flexibilidad y articuladores de nuevos servicios. Las entidades de regulación deben pasar de remunerar principalmente activos físicos a reconocer resultados, desempeño, flexibilidad, innovación y eficiencia sistémica. Los mercados deben permitir la participación de agregadores y recursos distribuidos. Los usuarios deben recibir señales claras y protección adecuada. Las empresas tecnológicas deben integrarse bajo estándares abiertos y responsabilidades plenamente establecidas. Esta transformación muestra que la red inteligente fue el punto de partida, pero el objetivo actual es un sistema eléctrico inteligente, flexible, digital, seguro y centrado en el valor que puede generar para la sociedad.

1.4 Tendencias y desafíos para la transformación de los sistemas eléctricos

La evolución internacional muestra que la transformación hacia sistemas eléctricos inteligentes no es homogénea ni lineal. Algunos países han avanzado más rápido en medición avanzada; otros en integración renovable; otros en digitalización de transmisión; ; otros en respuesta de la demanda; otros en microrredes, almacenamiento o recursos energéticos del consumidor. No obstante, existe una tendencia común: las redes se han convertido en el principal habilitador y, al mismo tiempo, en uno de los principales cuellos de botella de la transición energética. La IEA indica que más de 2.500 GW de proyectos renovables, almacenamiento y grandes cargas se encuentran afectados por colas de conexión o limitaciones de red, y que la inversión anual en redes debe aumentar de manera significativa hacia 2030 para acompañar la expansión de oferta, demanda y almacenamiento (IEA, 2026).

La primera gran tendencia es la electrificación acelerada. Transporte, calefacción, refrigeración, industria, centros de datos, minería digital, producción de hidrógeno y nuevos procesos productivos demandarán más electricidad. Esta electrificación no puede gestionarse con la misma lógica del sistema tradicional. Requiere redes con capacidad de anticipar crecimiento, gestionar picos, integrar cargas flexibles, coordinar recursos locales y enviar señales económicas que incentiven comportamientos eficientes. Deloitte señala que la expansión y modernización de redes está impulsada por el crecimiento de la demanda global y por la aparición de nuevas fuentes de generación, renovables y recursos distribuidos que modifican los flujos de electricidad y aumentan la complejidad de planificación y operación (Deloitte, 2024).

La segunda tendencia es la descentralización. Los recursos distribuidos continuarán creciendo por reducción de costos tecnológicos, políticas de descarbonización, búsqueda de resiliencia, preferencias de usuarios y nuevos modelos de negocio.

Esta descentralización puede generar beneficios si se gestiona de manera integrada, pero también puede producir congestiones, problemas de tensión, flujos inversos, riesgos de protección y desafíos de coordinación si no existe visibilidad suficiente. La experiencia australiana evidencia que la alta penetración de recursos distribuidos exige estándares técnicos, capacidades operativas y coordinación entre operadores para proteger la seguridad del sistema (AEMO, 2025; ARENA, 2024).

La tercera tendencia es la flexibilidad como recurso estratégico. Los sistemas eléctricos inteligentes requerirán flexibilidad en múltiples escalas temporales: segundos, minutos, horas, días y estaciones. Esta flexibilidad podrá provenir de almacenamiento, respuesta de la demanda, vehículos eléctricos, procesos industriales, generación flexible, interconexiones y agregadores. ACER considera que eliminar barreras a la respuesta de la demanda debe ser una acción prioritaria para aumentar eficiencia, reducir costos y facilitar la transición limpia (ACER, 2025).

La cuarta tendencia es la digitalización profunda. Los sistemas eléctricos avanzan hacia plataformas digitales donde sensores, medidores, inversores, sistemas de control, telecomunicaciones, analítica e inteligencia artificial se integran en procesos de operación y planificación. Esta digitalización no es opcional; es necesaria para gestionar complejidad. Sin embargo, introduce desafíos de ciberseguridad, privacidad, interoperabilidad, dependencia tecnológica y calidad de datos. El informe conjunto de ENTSO-E y DSO Entity sobre el sistema eléctrico digital europeo subraya la necesidad de digitalizar los procesos de planificación, operación e integración de clientes, y de cerrar brechas mediante soluciones como gemelos digitales y hojas de ruta de implementación (DSO Entity & ENTSO-E, 2025).

La quinta tendencia es la necesidad de acelerar inversión y ejecución. McKinsey plantea que la red eléctrica será la columna vertebral de la transición energética y que la velocidad de ejecución de proyectos de infraestructura será determinante para alcanzar objetivos de descarbonización.

El reto no es solo financiar proyectos, sino construirlos con suficiente rapidez, gestionar permisos, cadenas de suministro, capacidades laborales y aceptación social (McKinsey & Company, 2022). La sexta tendencia es el reconocimiento del usuario como actor del sistema. Los modelos centrados exclusivamente en la empresa eléctrica resultan insuficientes cuando millones de usuarios pueden tener paneles solares, baterías, vehículos eléctricos, termostatos inteligentes o sistemas de gestión energética. Los sistemas eléctricos inteligentes requieren diseñar experiencias, incentivos, tarifas, información y mecanismos de protección que permitan participación efectiva y equitativa. Deloitte resalta que los recursos distribuidos de hogares y consumidores pueden apoyar demanda pico, descarbonización y asequibilidad si las empresas de energía logran involucrar a los usuarios y demostrar valor regulatorio y sistémico (Deloitte, 2024).

Estos avances enfrentan barreras significativas. La primera es regulatoria. Muchos marcos fueron diseñados para sistemas centralizados, con roles estables y flujos unidireccionales. La segunda es económica. Las inversiones en redes inteligentes compiten con otras prioridades y sus beneficios suelen distribuirse entre múltiples actores, lo que dificulta su monetización. La tercera es tecnológica. La proliferación de fabricantes, plataformas y estándares puede crear sistemas fragmentados si no existe interoperabilidad. La cuarta es institucional. La coordinación entre energía, telecomunicaciones, industria, transporte, ciudades, consumidores y gobierno demanda nuevas formas de gobernanza. La quinta es social. La aceptación de medidores inteligentes, infraestructura de red, tarifas dinámicas o automatización depende de confianza, transparencia y beneficios percibidos.

En este contexto, la colaboración multisectorial aparece como una condición de éxito. Las experiencias internacionales muestran que ningún actor cuenta por sí solo con todas las capacidades necesarias. Los gobiernos definen visión y política pública. Los reguladores habilitan incentivos y reglas. Los operadores de transmisión y distribución garantizan seguridad y confiabilidad, estos ejecutan inversiones y operan activos. Los proveedores tecnológicos desarrollan soluciones. La academia y los centros de investigación validan enfoques.

Los usuarios adoptan tecnologías y modifican comportamientos. Los organismos internacionales facilitan aprendizaje comparado. ISGAN destaca precisamente la necesidad de cooperación internacional, asistencia técnica, revisión entre pares y coordinación de actividades para acelerar redes más inteligentes, limpias y flexibles (ISGAN, 2025). GSEF representa otro ejemplo de articulación internacional. Creada originalmente como Global Smart Grid Federation y luego posicionada como Global Smart Energy Federation, agrupa asociaciones nacionales, empresas de energía, centros de pensamiento y actores de distintos países para compartir mejores prácticas, identificar barreras, fomentar innovación y abordar estándares y políticas. Sus reportes han tratado temas como interoperabilidad, estándares, generación distribuida, electromovilidad, inteligencia artificial, robótica, microrredes, flexibilidad, ciberseguridad y almacenamiento, lo que evidencia la amplitud de la agenda global de sistemas eléctricos inteligentes (GSEF, 2026). ISGF, por su parte, muestra cómo una plataforma sectorial puede servir como mecanismo de articulación en un sistema eléctrico de gran escala y alta complejidad. Su mandato de promover redes inteligentes en India mediante asesoría al gobierno, apoyo a estándares, selección tecnológica, capacitación y construcción de capacidades es una referencia relevante para países que buscan acelerar modernización sin depender únicamente de decisiones regulatorias aisladas. La estructura de grupos de trabajo de ISGF refleja que la transformación requiere abordar simultáneamente transmisión, distribución, comunicaciones, medición, consumo, regulación, arquitectura, pilotos, modelos de negocio, renovables, microrredes y ciberseguridad (ISGF, 2026; GSEF, 2026).

La principal lección internacional es que un sistema eléctrico inteligente no se decreta ni se obtiene únicamente instalando tecnología. Se construye mediante visión de largo plazo, regulación habilitante, estándares, inversión, interoperabilidad, capacidades humanas, innovación, gobernanza de datos, ciberseguridad y colaboración entre actores.

Las redes inteligentes fueron el primer lenguaje de esta transformación. Los sistemas eléctricos inteligentes son su evolución natural: una infraestructura energética capaz de integrar recursos físicos y digitales, coordinar decisiones distribuidas y responder a los desafíos de una economía más electrificada, descentralizada y sostenible.

Referencias bibliográficas

Agency for the cooperation of energy regulators. (2025). Unlocking flexibility: no-regret actions to remove barriers to demand response. 2025 monitoring report. ACER. https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Unlocking-flexibility-demand-response-barriers.pdf

Australian energy market operator. (2025). Engineering roadmap execution reports. AEMO. https://aemo.com.au/initiatives/major-programs/engineering-roadmap/engineering-roadmap-execution-reports

Australian renewable energy agency. (2024). AEMO - Accelerating the engineering roadmap. ARENA. https://arena.gov.au/projects/aemo-accelerating-the-engineering-roadmap/

Deloitte. (2024a). Expanding and modernizing the power grid for a clean energy transition. Deloitte Insights. https://www.deloitte.com/us/en/insights/industry/power-and-utilities/grid-modernization-and-expansion-critical-for-clean-energy-future.html

Deloitte. (2024b). Households transforming the grid: Distributed energy resources are key to affordable clean power. Deloitte Insights. https://www.deloitte.com/us/en/insights/industry/power-and-utilities/der-grid-modernization.html

DSO Entity, & ENTSO-E. (2025). TSO-DSO challenges and opportunities for the digital EU electricity system. ENTSO-E. https://www.entsoe.eu/news/2025/03/06/report-tso-dso-challenges-opportunities-for-digital-electricity-system/

DSO Entity, & ENTSO-E. (2026). Joint report on TSO-DSO digital twin use cases and digital twin solutions. ENTSO-E. https://www.entsoe.eu/news/2026/01/30/joint-report-on-tso-dso-digital-twin-use-cases/

ENTSO-E. (2025). Annual Report 2025. European Network of Transmission System Operators for Electricity.

https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/2025/ENTSO-E%20Annual%20Report_2025_06_01.pdf

Global Smart Energy Federation. (2026). Reports. GSEF. https://www.globalsmartenergy.org/report/category/21

Global Smart Energy Federation. (2026). India Smart Grid Forum. GSEF. https://www.globalsmartenergy.org/page/105/india-smart-grid-forum

Gopstein, A., Nguyen, C., O'Fallon, C., Hastings, N., & Wollman, D. (2021). NIST framework and roadmap for smart grid interoperability standards, release 4.0 (NIST Special Publication 1108r4). National Institute of Standards and Technology. https://nvlpubs.nist.gov/nistpubs/SpecialPublications/NIST.SP.1108r4.pdf

India Smart Grid Forum. (2026a). Smart Grid Handbook. ISGF.
https://indiasmartgrid.org/smart-grid-handbook

India Smart Grid Forum. (2026b). India Smart Grid Knowledge Portal. ISGF.
https://indiasmartgrid.org/

IEA (2023), Electricity Grids and Secure Energy Transitions, IEA, Paris
https://www.iea.org/reports/electricity-grids-and-secure-energy-transitions, Licence: CC BY 4.0

IEA (2026), Electricity 2026, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/electricity-2026, Licence: CC BY 4.0

IRENA (2023), Innovation landscape for smart electrification: Decarbonising end-use sectors with renewable power, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN: 978-92-9260-532-2. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Jun/IRENA_Innovation_landscape_smart_electrification_2023.pdf

International Smart Grid Action Network. (2025). International Smart Grid Action Network Annual Report 2024. ISGAN.
https://www.iea-isgan.org/wp-content/uploads/2025/07/2024-Annual-Report.pdf

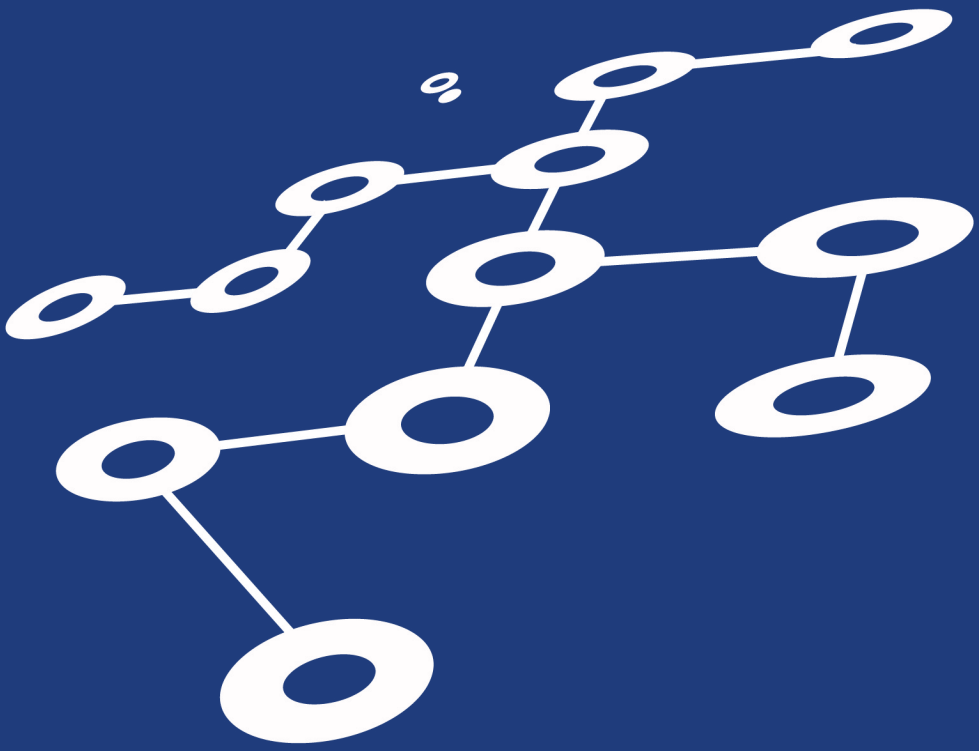
Linvill, C., Littell, D., Shipley, J., & Farnsworth, D. (2019). Flexibility for the 21st century power system. Regulatory Assistance Project.
https://www.raponline.org/knowledge-center/flexibility-for-the-21st-century-power-system/

McKinsey & Company. (2022). Upgrade the grid: Speed is of the essence in the energy transition. McKinsey & Company.
https://www.mckinsey.com/industries/infrastructure/our-insights/upgrade-the-grid-speed-is-of-the-essence-in-the-energy-transition

The National Laboratory of the Rockies. (2026). Grid modernization. NREL.
https://www.nlr.gov/grid

U.S. Department of Energy. (2024). Grid Modernization Initiative. DOE.
https://www.energy.gov/topics/grid-modernization-initiative

U.S. Department of Energy. (2024). Grid Modernization Strategy 2024. DOE.
https://www.energy.gov/sites/default/files/2024-09/Grid%20Modernization%20Strategy%202024.pdf



02

LA CONSTRUCCIÓN DEL MARCO HABILITANTE PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO LIMPIO E INTELIGENTE EN COLOMBIA

2. LA CONSTRUCCIÓN DEL MARCO HABILITANTE PARA UN SISTEMA ELÉCTRICO LIMPIO E INTELIGENTE EN COLOMBIA

Este capítulo analiza la construcción progresiva del marco habilitante que ha permitido incorporar en Colombia una visión de sistema eléctrico limpio e inteligente. A partir de la Hoja de Ruta Smart Grids Colombia Visión 2030 y de los posteriores ejercicios de política, planeación energética, regulación, normalización y transición energética justa, se examina cómo el país ha avanzado en la definición de condiciones para integrar fuentes no convencionales de energía renovable, autogeneración, generación distribuida, almacenamiento, medición avanzada, movilidad eléctrica, comunidades energéticas y nuevos esquemas de gestión activa de la demanda. El recorrido evidencia que Colombia ha desarrollado un conjunto relevante de instrumentos legales, regulatorios e institucionales; sin embargo, también muestra que la transformación efectiva del sistema depende de cerrar brechas críticas en despliegue tecnológico, automatización de distribución, gobernanza de datos, telecomunicaciones críticas, ciberseguridad, mecanismos de flexibilidad, financiamiento y coordinación interinstitucional. Se plantea que el principal reto no es formular una nueva visión, sino convertir el marco habilitante existente en capacidades operativas reales, medibles y sostenibles para acelerar la transición hacia un sistema eléctrico más confiable, resiliente, eficiente, participativo y bajo en emisiones.

2.1. Evolución de la visión Colombia para los sistemas eléctricos inteligentes

La construcción de una visión colombiana sobre redes inteligentes no surgió de un único documento ni de una decisión aislada. Ha sido el resultado de una secuencia de estudios, ejercicios de planeación, procesos de política pública y análisis sectoriales que, durante más de una década, han intentado responder una pregunta estructural: cómo preparar el sistema eléctrico colombiano para operar en un entorno más distribuido, digitalizado, flexible, resiliente y con usuarios más activos.

Esta evolución permite entender que la transformación hacia un sistema eléctrico inteligente no es simplemente un programa tecnológico, sino un proceso de maduración institucional, regulatoria y operativa que requiere continuidad en las decisiones y capacidad de coordinación entre entidades públicas, agentes del sector y usuarios. La estrategia de Estudios → Vision → Transformacion sintetiza esta trayectoria desde los primeros ejercicios de 2010 hasta el Plan Energético Nacional 2022-2052 y la Hoja de Ruta de Transición Energética, mostrando una línea de continuidad, no siempre articulada, entre estudios técnicos, agendas de modernización y escenarios de largo plazo (UPME, 2016a; UPME, 2024; Ministerio de Minas y Energía, 2023a).

Los primeros antecedentes formales se ubican en 2010, cuando el sector empezó a discutir de manera más explícita los fundamentos de Smart Grids, la aplicación del estándar IEC 61850 y la necesidad de construir un mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en el país. Estos espacios de capacitación y discusión técnica, impulsados por actores sectoriales como CAC, CNO, COCIER, EPM, la Universidad Pontificia Bolivariana y XM, sirvieron para introducir al sector eléctrico colombiano en conceptos que ya venían desarrollándose internacionalmente: automatización de subestaciones, interoperabilidad, medición avanzada, gestión de datos, telecomunicaciones para operación y nuevos modelos de interacción con usuarios. Aunque estos ejercicios no tenían aún el carácter de política pública vinculante, resultaron relevantes porque instalaron una conversación técnica que posteriormente sería retomada por la UPME, el Ministerio de Minas y Energía y otras entidades públicas en estudios de mayor alcance (UPME, 2016a; UPME, 2016b).

El hito más estructurante de esta fase fue el estudio Smart Grids Colombia Visión 2030, desarrollado en el marco de una cooperación técnica con el Banco Interamericano de Desarrollo, con participación de la UPME, el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, Colombia Inteligente y equipos consultores nacionales e internacionales.

El estudio se concibió como un mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia y tomó como punto de partida un diagnóstico del sistema eléctrico nacional, incluyendo aspectos de calidad del servicio, pérdidas, requerimientos de inversión, potencial de nuevas tecnologías y beneficios esperados para usuarios y operadores. Según la documentación de UPME, el estudio analizó funcionalidades de redes inteligentes, priorizó tecnologías y propuso fases de implementación con horizonte 2030 (UPME, 2016a; UPME, 2016b).

La Visión 2030 identificó cuatro grupos tecnológicos principales: medición avanzada, automatización avanzada de la distribución, recursos energéticos distribuidos y vehículos eléctricos. La medición avanzada se concibió como el punto de entrada para habilitar lectura remota, gestión de corte y reconexión, información al usuario, tarificación horaria, limitación de potencia, reducción de pérdidas no técnicas y mecanismos de respuesta de la demanda. La automatización avanzada de distribución fue asociada con telecontrol, localización de fallas, reconfiguración automática y esquemas de autorrecuperación. Los recursos energéticos distribuidos fueron vinculados con generación distribuida y almacenamiento. La movilidad eléctrica se incluyó como una funcionalidad emergente con potencial de integración futura mediante esquemas de carga inteligente y, en etapas posteriores, servicios vehículo-red (UPME, 2016a; UPME, 2016b).

Un aporte central de la Hoja de Ruta Smart Grids Colombia Visión 2030 fue haber trasladado la discusión desde pilotos tecnológicos aislados hacia una visión escalonada de transformación. La ruta propuso tres periodos de maduración: 2016-2020, 2020-2025 y 2025-2030, con una progresión esperada desde funcionalidades básicas hacia capacidades de mayor integración. En esa lógica, AMI, ADA, DER y EV no eran tecnologías independientes, sino bloques habilitantes de un sistema eléctrico más observable, automatizado y flexible. Esta organización temporal permitió reconocer que la transformación de la red requería inversiones, regulación, estándares, modelos de negocio y apropiación por parte de usuarios y empresas (UPME, 2016a; UPME, 2025a).

La visión propuesta también introdujo una idea estratégica que sigue siendo vigente: el despliegue de redes inteligentes debía contribuir a los objetivos energéticos del país, no reemplazarlos. Es decir, la digitalización de la red debía aportar a confiabilidad, calidad del servicio, eficiencia, reducción de pérdidas, incorporación de recursos renovables, empoderamiento del usuario y uso eficiente de infraestructura. El mapa de ruta señalaba que el despliegue de tecnologías de redes inteligentes podía ayudar a reducir inversiones necesarias en infraestructura eléctrica de generación, transmisión y distribución, fomentar la participación activa del usuario y mejorar la información sobre consumos y tarifas (UPME, 2016a).

Después de la publicación de la Visión 2030, otros estudios ampliaron el enfoque. En 2017, la iniciativa Grid Edge Transformation Colombia, desarrollada en el marco del World Economic Forum y con participación del Ministerio de Minas y Energía, la UPME y Colombia Inteligente, permitió traducir el concepto global de transformación del borde de red a un escenario colombiano. Este ejercicio identificó líneas de trabajo asociadas a modelos de negocio, despliegue tecnológico, electrificación del transporte y microrredes sostenibles en zonas no interconectadas. El escenario de transformación propuesto describía un sector eléctrico distribuido y digitalizado, capaz de garantizar confiabilidad flexible, portabilidad, movilidad y acceso a servicios convergentes multiproducto para un cliente informado y activo (World Economic Forum, 2018; Colombia Inteligente, 2017).

Posteriormente, el Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del sector minero energético incorporó una mirada de reducción de emisiones y eficiencia, vinculando la transformación tecnológica con objetivos climáticos. Donde la gestión activa de la demanda, la diversificación de generación y la eficiencia energética aparecen como líneas con potencial de reducción de emisiones hacia 2030, lo que evidencia que los habilitadores de red inteligente no solo tienen valor operativo, sino también relevancia climática. Este enfoque conectó la modernización del sistema eléctrico con los compromisos nacionales de mitigación, adaptación y sostenibilidad sectorial (Ministerio de Minas y Energía, 2021a; Ministerio de Minas y Energía, 2023a). En 2019, la Misión de Transformación Energética, iniciada por el Ministerio de Minas y Energía, marcó otro punto de inflexión.

Esta misión organizó el análisis en cinco focos: competencia y estructura del mercado eléctrico, rol del gas, descentralización y digitalización, cierre de brechas y calidad del servicio, y revisión institucional y regulatoria. Para la transformación hacia redes inteligentes, el foco de descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda fue especialmente relevante porque planteó acciones relacionadas con modernización de distribución, planeación integral, interconexión de recursos distribuidos, visibilidad de sistemas de distribución, servicios de red, tarifas y nuevos agentes (Ministerio de Minas y Energía, 2020a; Ministerio de Minas y Energía, 2020b).

La segunda fase de la Misión consolidó una hoja de ruta para implementar acciones priorizadas, reconociendo que la transformación energética requería instrumentos normativos, regulatorios e institucionales. El Ministerio de Minas y Energía señaló que la Misión buscaba preparar al sector para nuevos desafíos, modernizar el marco institucional y regulatorio, e incorporar nuevos agentes, tecnologías y esquemas transaccionales al mercado de energía.



Renato Céspedes Gandarillas

"Los espacios promovidos por Colombia Inteligente han representado una valiosa oportunidad de aprendizaje, actualización y colaboración entre los diferentes actores del sector eléctrico. Estos escenarios están diseñados para facilitar el diálogo entre empresas, entidades gubernamentales, academia y expertos, permitiendo compartir experiencias, identificar desafíos comunes y construir soluciones conjuntas para la transformación energética del país. A nivel profesional, RCONSULTING GROUP tuvo la oportunidad no sólo de participar en estos espacios sino de diseñarlos y presentarlos tomando como base los conocimientos sobre tendencias tecnológicas, redes inteligentes, digitalización, gestión de datos, transición energética y nuevos modelos de negocio asociados al sector eléctrico. Además, nos permitió intercambiar experiencias con especialistas nacionales e internacionales, enriqueciendo visiones estratégicas y técnicas frente a los retos actuales de la industria. A nivel organizacional, estos espacios han facilitado el acceso a buenas prácticas, estudios, lineamientos y casos de éxito que apoyan la toma de decisiones y la formulación de proyectos de modernización. También han permitido identificar oportunidades de colaboración con otros actores del mercado, fortalecer capacidades internas y alinear las estrategias corporativas con la evolución tecnológica y regulatoria del sector. Para el sector eléctrico colombiano, Colombia Inteligente ha contribuido a consolidar una comunidad de conocimiento y trabajo colaborativo orientada a la implementación de redes inteligentes, la interoperabilidad tecnológica, la gestión eficiente de la energía y la integración de nuevos recursos energéticos. Al contar con un mapa de ruta se priorizaron áreas de trabajo en las cuales el sector eléctrico ha podido iniciar las acciones y construir éstas acciones y así promover la construcción de consensos, el desarrollo de proyectos estratégicos y la generación de lineamientos que favorecen un sistema eléctrico más eficiente, resiliente, sostenible y centrado en el usuario."

En este sentido, la Misión no sustituyó la Visión 2030, sino que la amplió hacia un enfoque de mercado, institucionalidad, competencia, flexibilidad y participación activa (Ministerio de Minas y Energía, 2021b).

En 2023, la actualización del Plan Energético Nacional 2022-2052 incorporó un horizonte más amplio. El PEN planteó escenarios de largo plazo para producción y consumo de energía, evaluando impactos en abastecimiento, competitividad, sostenibilidad, finanzas públicas y economía. Según la UPME, el PEN es un ejercicio prospectivo que explora alternativas tecnológicas e identifica riesgos y oportunidades para el sector energético. El PEN aparece como continuación natural de la visión de transformación, agrupando temas como combustibles, gas, bioenergía, generación, almacenamiento, digitalización, vehículos y equipos de uso final (UPME, 2024).

La Hoja de Ruta de la Transición Energética, desarrollada por el Ministerio de Minas y Energía en 2024, y articulada con información de la UPME, resaltó los principios de equidad, gradualidad, soberanía, confiabilidad, participación social vinculante y conocimiento. Este instrumento ubicó la transición energética en una dimensión más amplia que la modernización eléctrica, vinculándola con justicia social, adaptación climática, transformación productiva y participación territorial. Desde la perspectiva de redes inteligentes, este componente muestra que la modernización tecnológica debe dialogar con apropiación social, acceso asequible, desarrollo territorial y nuevas formas de organización como las comunidades energéticas (Ministerio de Minas y Energía, 2023a; UPME, 2025b).

Los estudios liderados principalmente por entidades gubernamentales, muestran una evolución donde Colombia pasó de discutir tecnologías de Smart Grid a construir una agenda más amplia sobre sistemas eléctricos inteligentes, digitalización, recursos distribuidos, movilidad eléctrica, gestión activa de la demanda, comunidades energéticas y transición justa. No obstante, esta evolución ha sido más fuerte en el plano conceptual, de planeación y de regulación que en el despliegue tecnológico efectivo. Precisamente por ello, la Hoja de Ruta Smart Grids Colombia Visión 2030 sigue siendo una referencia útil: permite contrastar la visión formulada con el avance real del sistema eléctrico y evidencia las brechas que deben cerrarse para que la transformación se materialice (UPME, 2016a; UPME, 2025a; Ministerio de Minas y Energía, 2023a).

2.2. Desarrollo de la política pública, la regulación y la normalización

El desarrollo del marco habilitante colombiano para un sistema eléctrico inteligente se ha construido mediante un conjunto de leyes, decretos, resoluciones, reglamentos técnicos, documentos CONPES, planes energéticos y normas técnicas que han buscado habilitar gradualmente la integración de nuevas tecnologías y actores.

Este marco no es todavía plenamente integrado, pero sí muestra avances importantes en cinco dimensiones: fuentes no convencionales y gestión eficiente de energía, medición avanzada y datos, generación distribuida y autogeneración, movilidad eléctrica y comunidades energéticas, y modernización técnica de la infraestructura (Congreso de Colombia, 2014; Congreso de Colombia, 2021; Ministerio de Minas y Energía, 2018).

La Ley 1715 de 2014 fue uno de los principales puntos de partida. Esta ley estableció los lineamientos para la integración de las fuentes de energía renovables no convencionales y promovió la gestión eficiente de la energía, eficiencia energética y respuesta de la demanda. Su importancia para la agenda de redes inteligentes radicó en que reconoció la necesidad de incorporar nuevas fuentes, promover autogeneración, generación distribuida, incentivos tributarios y mecanismos de gestión eficiente.

Posteriormente, la Ley 2099 de 2021 modificó la Ley 1715 y amplió su alcance para incluir sistemas de almacenamiento, sistemas de medición inteligente y respuesta de la demanda como elementos asociados a la transición energética (Congreso de Colombia, 2014; Congreso de Colombia, 2021).

Cabe mencionar que la Ley 2099 de 2021 profundizó la orientación hacia la transición energética, la dinamización del mercado energético y el fortalecimiento de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible. Al modificar el objeto de la Ley 1715, incorporó expresamente los sistemas de almacenamiento, uso eficiente de la energía y sistemas de medición inteligente.

Este cambio elevó a nivel legal componentes que antes estaban principalmente en estudios técnicos o lineamientos de política. Sin embargo, también generó tensiones regulatorias en AMI, particularmente por el tratamiento de los costos de medidores inteligentes y la posibilidad de reconocer inversiones en los cargos. El Documento CREG 701 009 de 2022 evidenció que la CREG tuvo que ajustar su propuesta regulatoria sobre AMI para incorporar los efectos del artículo 56 de la Ley 2099 (Congreso de Colombia, 2021; CREG, 2022b).

En materia de medición y fronteras comerciales, la Resolución CREG 038 de 2014 modificó el Código de Medida y estableció principios, requisitos técnicos, tipos de puntos de medición, exactitud, certificación, calibración, registro, lectura, protección de datos y centros de gestión de medidas. Esta regulación ha sido la base técnica para la calidad de la medición comercial y resulta relevante para redes inteligentes porque la trazabilidad, precisión y confiabilidad de las mediciones son condiciones necesarias para transacciones, excedentes, agregación, mercados y servicios distribuidos (CREG, 2014).

La política pública específica para Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) inició formalmente con la Resolución MME 40072 de 2018, que estableció mecanismos para implementar AMI en el servicio público de energía eléctrica. Esta resolución definió objetivos, funcionalidades básicas, gradualidad, responsables de implementación, interoperabilidad, ciberseguridad, manejo de datos y seguimiento. Fue modificada posteriormente por resoluciones del Ministerio de Minas y Energía, incluyendo ajustes de plazos, y constituyó el marco de política sobre el cual la CREG desarrolló la regulación de implementación (Ministerio de Minas y Energía, 2018).

La Resolución CREG 101 001 de 2022 estableció las condiciones para la implementación de AMI en el SIN. Su contenido incorporó derechos y deberes de usuarios , responsabilidades de operadores de red y comercializadores, requisitos técnicos, funcionalidades, comunicaciones, seguridad, interoperabilidad con la función de gestión Independiente de datos e información, planes de despliegue, remuneración y gestión de datos. La resolución es crítica para la transformación digital porque definió AMI no solo como medidores, sino como una infraestructura compuesta por equipos, sistemas de gestión, comunicaciones, ciberseguridad e intercambio de información.

Sin embargo, su implementación ha estado condicionada por la definición de instrumentos operativos, esquemas de recuperación de costos, actualización normativa y claridad sobre el GIDI (CREG, 2022a; CREG, 2022b).

La función de gestión Independiente de datos e información es uno de los elementos más estratégicos y pendientes del marco habilitante. La Resolución CREG 101 001 de 2022 incluyó la gestión independiente de datos e información, señalando funciones, titularidad de datos y mecanismos de selección y remuneración. El propósito de esta figura es habilitar un manejo neutral, seguro e interoperable de la información de medición avanzada, creando condiciones para portabilidad del usuario, tarifas dinámicas, competencia minorista, agregación y nuevos servicios. Sin una gobernanza efectiva de datos, AMI corre el riesgo de convertirse en un despliegue de infraestructura sin captura plena de valor para usuarios, operadores y mercado (CREG, 2022a).

En el ámbito de generación distribuida y autogeneración, la CREG expidió inicialmente la Resolución 030 de 2018 y posteriormente la Resolución 174 de 2021 y sus modificaciones, que actualizó reglas para autogeneración a pequeña escala y generación distribuida. La Resolución 174 estableció condiciones de conexión, procedimientos simplificados, disponibilidad de red, trámite en línea, ventanilla única, medición, comercialización de excedentes y obligaciones de reporte. La CREG señaló que esta actualización buscó agilizar y aclarar aspectos operativos y comerciales en los procesos de conexión, habilitando a usuarios domiciliarios, comerciales e industriales para producir energía y entregar excedentes al SIN (CREG, 2021; CREG, 2022c). La integración de nueva generación también exige considerar los requisitos de conexión y operación, no únicamente los procedimientos comerciales de AGPE y GD. La Resolución CREG 101 098 de 2026 reguló los requerimientos técnicos y operativos y complementa aspectos comerciales aplicables a los generadores que comparten activos de conexión bajo la Resolución CREG 200 de 2019. Por su parte, la Resolución CREG 101 104 de 2026 estableció un procedimiento de normalización para determinadas plantas solares en el SDL y actualiza las Resoluciones CREG 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022.

Sus disposiciones distinguen las plantas conectadas al STN y STR de las conectadas al SDL, e incluyen requisitos diferenciados para capacidades iguales o mayores a 5 MW y para capacidades iguales o mayores a 1 MW y menores a 5 MW.

Los acuerdos del Consejo Nacional de Operación constituyen una capa técnica indispensable del marco habilitante. En protecciones, el Acuerdo CNO 2233 de 2026, actualizó los requisitos para conectar sistemas de generación al SIN. En control de tensión, el Acuerdo CNO 2275 de 2026 lo definió para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.

La UPME, en cumplimiento de la Resolución CREG 174 de 2021, habilitó información sobre proyectos de autogeneración y generación distribuida conectados al SIN, incluyendo reportes de capacidad, tecnología, ubicación, excedentes, solicitudes de conexión y características de medición. Este componente introdujo trazabilidad pública en un segmento descentralizado que, por definición, crece de manera distribuida y requiere visibilidad para planeación de red (UPME, 2025c).

En 2025, la Resolución CREG 101 070 de 2025 introdujo nuevas reglas para permitir el uso de activos de conexión de Usuarios No Regulados para conectar generación y demanda al SIN. Esta resolución sustituyó y amplió reglas existentes sobre activos de conexión y fronteras embebidas, facilitando conexiones de recursos donde existen infraestructuras privadas que pueden aprovecharse de manera eficiente. Desde el punto de vista de sistema eléctrico inteligente, esta norma es importante porque reconoce que la integración de generación, demanda y recursos descentralizados puede requerir esquemas más flexibles de conexión y uso de infraestructura (CREG, 2025a).

Por otra parte, la respuesta de la demanda ha venido consolidándose como un mecanismo para fortalecer la flexibilidad, confiabilidad y eficiencia operativa del sistema eléctrico. La Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021, promovieron la integración de recursos energéticos distribuidos, la gestión eficiente de la energía y la participación activa de los usuarios en la transición energética.

Desde la política pública, el Ministerio de Minas y Energía la incorporó mediante el Decreto 1073 de 2015 y sus actualizaciones, orientadas a promover la participación de nuevos recursos y usuarios en el sector eléctrico. En materia regulatoria, la CREG avanzó durante 2024 con la expedición de la Resolución CREG 101 043 de 2024, mediante la cual estableció un programa transitorio de Respuesta de la Demanda (RD) que permitió a los usuarios reducir voluntariamente su consumo a cambio de compensaciones económicas, incorporando por primera vez mecanismos explícitos de participación activa de la demanda en el mercado eléctrico colombiano. Posteriormente, la Comisión evolucionó hacia el diseño de esquemas permanentes de participación activa de la demanda mediante la Resolución CREG 101 111 de 2026, que desarrolló un programa para que los usuarios y agregadores ofrezcan reducciones verificables de consumo en la bolsa de energía, incorporando mecanismos de medición, verificación y remuneración de la flexibilidad aportada por la demanda. A pesar de estos avances, persisten desafíos asociados a la masificación de infraestructura AMI, la agregación de recursos, la participación de usuarios residenciales, el desarrollo de tarifas dinámicas y la consolidación de mercados de flexibilidad que permitan valorar integralmente los servicios prestados por la demanda, el almacenamiento, los vehículos eléctricos y otros recursos energéticos distribuidos. Cabe mencionar que la participación de la demanda también comprende instrumentos para condiciones críticas (Demanda Desconectable Voluntario, mecanismos como el Apagar-Paga, entre otros). La Resolución CREG 101 120 de 2026 estableció un programa transitorio de incentivos al uso eficiente de energía eléctrica para la demanda regulada; la Resolución CREG 101 126 de 2026 modificó su fecha de inicio e incorporó disposiciones transitorias vinculadas con la situación de desastre nacional. Estos programas deben distinguirse de las tarifas horarias o dinámicas permanentes, la agregación y los servicios de flexibilidad: constituyen respuestas específicas a condiciones de estrechez energética y no son, por sí solos, la consolidación de un mercado estructural de demanda flexible.

El desarrollo de comunidades energéticas se consolidó jurídicamente con la Ley 2294 de 2023 y con el Decreto 2236 de 2023, que reglamentó parcialmente el artículo 235 de dicha ley en el marco de la Transición Energética Justa. La UPME definió las comunidades energéticas como formas de asociatividad entre usuarios o potenciales usuarios que pueden generar, comercializar o usar eficientemente energía mediante FNCER, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos. Sus objetivos incluyen mejorar cobertura, democratizar energía, descentralizar generación, almacenamiento y consumo, aumentar confiabilidad bajo gestión comunitaria y ofrecer condiciones asequibles (Congreso de Colombia, 2023; Presidencia de la República de Colombia, 2023; UPME, 2025d).

La Resolución CREG 101 072 de 2025 armonizó la regulación para la integración de comunidades energéticas al SIN. Reguló la autogeneración colectiva, la generación distribuida colectiva, los derechos y deberes de los usuarios, la conexión en el SDL, la comercialización de excedentes, las comunidades en ZNI y la armonización con las reglas de AGPE y GD (CREG, 2025b). Un desarrollo diferente corresponde a la autogeneración y producción marginal remotas: el Decreto 1403 de 2024 modificó los lineamientos de política energética contenidos en el Decreto 1073 de 2015. Posteriormente, la Resolución CREG 101 099 de 2026 reguló al autogenerador remoto y al productor marginal remoto, sus aspectos comerciales, de conexión y operación en el SIN, así como disposiciones para recursos sin entrega de energía a la red. La dimensión organizativa y de orientación de recursos para comunidades energéticas se actualizó con la Resolución MINENERGÍA 40332 de 2026. Este instrumento reglamenta el Registro de Comunidades Energéticas (RCE) y define criterios de focalización y priorización para seleccionar proyectos energéticos y orientar recursos que beneficien a estas comunidades.



Edgar Alexis Fernández Cardona
"Es muy importante porque juntos podemos superar las barreras y retos y evolucionar el sectores electrico. Nos permite enfocarnos en habilitar las condiciones técnicas operativas y de mercado y escalar propuestas para elevar la productividad y generar las condiciones para que los agentes puedan entregar ofertar de valor más competitivas para el mercado."

En 2026, el marco del almacenamiento incorporó dos instrumentos que deben distinguirse por su alcance. El Decreto 0393 de 2026 adicionó al Decreto 1073 de 2015 los lineamientos de política pública para integrar Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) en el SIN y las ZNI. A su vez, la Resolución CREG 101 113 de 2026 desarrolló las reglas para los sistemas con baterías conectados al SIN, diferenciando SAEB como activos de red, sistemas independientes y recursos de generación híbridos, con disposiciones sobre conexión, operación, medición y tratamiento comercial. Esta distinción evita equiparar la política general de almacenamiento con una regulación aplicable exclusivamente a baterías y permite examinar sus implicaciones para la flexibilidad sin confundir la expedición de normas con el despliegue efectivo de proyectos.

En movilidad eléctrica, la Ley 1964 de 2019 promovió el uso de vehículos eléctricos y de cero emisiones, estableciendo definiciones, incentivos tributarios, beneficios de circulación, parqueaderos preferenciales, iniciativa pública y estaciones de carga. Esta ley se complementa con la Política de Crecimiento Verde del CONPES 3934 de 2018, que impulsó productividad, competitividad y sostenibilidad, y con instrumentos de planificación energética que reconocen la electrificación del transporte como una dimensión de la transición. Aunque la movilidad eléctrica no pertenece exclusivamente al sector eléctrico, su despliegue tiene implicaciones directas en redes de distribución, infraestructura de carga, planeación de demanda, tarifas, gestión de picos y potenciales servicios de flexibilidad (Congreso de Colombia, 2019; CONPES, 2018). El marco de movilidad eléctrica se amplió con la Resolución MINENERGÍA 40559 de 2025, que adoptó lineamientos de interoperabilidad para el reporte, gestión y consulta de información generada por estaciones de carga de acceso público para vehículos eléctricos e híbridos enchufables. La Resolución MINENERGÍA 40334 de 2026 modificó su artículo 8, relativo a la conexión a la red, y orientó la definición del procedimiento correspondiente por parte de la CREG.



Jose Joaquin Galindo Ledesma
"Un espacio para impulsar la gestión automática de la demanda."

La reglamentación técnica aporta condiciones de seguridad y conformidad para implementar nuevas tecnologías. En este ámbito se encuentran el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), el Código de Medida, las normas técnicas de AMI y los lineamientos sobre instalaciones eléctricas. La Resolución MME 40117 de 2024 reorganizó el RETIE en libros sobre disposiciones generales, productos, instalaciones y evaluación de la conformidad (Ministerio de Minas y Energía, 2024). Posteriormente, la Resolución MME 40304 de 2025 modificó algunas disposiciones y el régimen de transición, y la Resolución MME 40284 de 2026 modificó nuevamente el reglamento.

En normalización técnica, la NTC 6079, desarrollada por ICONTEC, estableció requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada en redes de distribución de energía eléctrica. Aunque las normas técnicas no reemplazan la regulación, son fundamentales para interoperabilidad, ciberseguridad, calidad de equipos y sostenibilidad tecnológica. La referencia a actualización de NTC 6079 y a la participación del Comité Técnico 144 de medidores muestra que la modernización también requiere una capa de normalización especializada que permita alinear equipos, sistemas, comunicaciones y procesos (ICONTEC, 2014).

El componente de telecomunicaciones sigue siendo uno de los habilitadores menos integrados al marco eléctrico. La política de espectro de MinTIC y la ANE reconoce la importancia del espectro para conectividad, 4G, 5G, aplicaciones basadas en inteligencia artificial, mecanismos flexibles de acceso y gestión moderna. Aunque estas políticas no están diseñadas exclusivamente para el sector eléctrico, tienen incidencia directa sobre AMI, telecontrol, comunicaciones críticas, automatización, gestión de emergencias, ciberseguridad y operación distribuida. La ausencia de una estrategia plenamente articulada entre energía y telecomunicaciones críticas puede limitar la velocidad de despliegue de redes inteligentes (MINTIC-ANE, 2025).



Luis Humberto Berrío Valencia

"Los espacios de Colombia Inteligente han sido fundamentales para compartir conocimiento, conectar experiencias y ampliar nuestra visión sobre la transformación del sector eléctrico. Prospectivas, en particular, nos permite anticipar tendencias, fortalecer nuestras organizaciones y construir colectivamente un sector más inteligente, sostenible, resiliente e innovador."

En ciberseguridad, el marco sectorial ya cuenta con instrumentos específicos del CNO. El Acuerdo 1960 de 2025 actualizó la Guía de Ciberseguridad. El Acuerdo 2188 de 2026 actualizó el procedimiento y formato de reporte de incidentes cibernéticos y la guía de suscripción al MISP. Por tanto, la agenda de ciberresiliencia deberá considerar esta base y focalizarse en su implementación, articulación y evaluación, además de las capacidades adicionales de prevención, continuidad y recuperación que requiera el sistema.

La institucionalidad colombiana ha generado instrumentos relevantes, pero aún no constituye un marco completamente integrado de sistema eléctrico inteligente. El Ministerio de Minas y Energía define política; la UPME planea y produce estudios; la CREG regula; la SSPD vigila y controla; XM opera y administra información operativa y comercial; ICONTEC normaliza; MinTIC y ANE gestionan componentes de conectividad y espectro; y el DNP formula políticas transversales mediante CONPES y planes nacionales. El reto no es la inexistencia de instituciones, sino su coordinación efectiva alrededor de una visión común, con prioridades, metas, indicadores, responsabilidades, financiamiento y mecanismos de seguimiento (CONPES, 2018; UPME, 2024; Ministerio de Minas y Energía, 2023a).



Sandra Milena Téllez Gutiérrez

"Colombia Inteligente ha sido un aliado fundamental en mi desarrollo profesional y en mi vínculo con el sector eléctrico. He tenido la oportunidad de participar en sus grupos de trabajo, desarrollar conjuntamente proyectos innovadores para el país y contribuir a sus objetivos desde diferentes roles, tanto desde la academia como desde distintas entidades del sector público. De manera especial, sus espacios de colaboración fueron determinantes para el desarrollo de mi tesis doctoral, al brindarme un espacio único para discutir ideas con expertos que compartían retos relacionados sobre la temática de Demanda Activa. Valoro especialmente su capacidad para conectar actores, disciplinas y perspectivas, generando conocimiento y soluciones que contribuyen a impulsar la innovación, el desarrollo tecnológico y la modernización del sector eléctrico colombiano. Más que un espacio al que he pertenecido, considero a Colombia Inteligente un aliado en mi desarrollo profesional y en la construcción de una visión de futuro para el sector."

2.3. Estado actual: logros, brechas y desafíos pendientes

Colombia ha progresado en política pública, regulación habilitante, expansión de fuentes renovables, autogeneración, generación distribuida y movilidad eléctrica. Sin embargo, el despliegue de tecnologías estructurales para una red inteligente, como AMI, automatización avanzada de distribución, gestión independiente de datos, DERMS, ADMS, redes de telecomunicaciones críticas y esquemas de flexibilidad, sigue estando por debajo del potencial y de las metas planteadas en la Visión 2030. El desarrollo de la generación distribuida y electrificación del transporte muestran tracción, mientras que la digitalización, AMI y ADA, permanecen rezagadas por limitantes normativos y de financiamiento (UPME, 2016a; Colombia Inteligente, 2025).

El avance más visible está en generación (autogeneración y generación distribuida). En 2025 Colombia superó 1 GW de capacidad acumulada en recursos distribuidos (autogeneración y generación distribuida). Se ha presentado un crecimiento de capacidad instalada en FNCER, autogeneración a gran escala, autogeneración a pequeña escala y generación distribuida, con predominio solar. Este crecimiento ha sido impulsado por reducción de costos, incentivos tributarios de Ley 1715, reglas de conexión y mayor interés empresarial y residencial (Congreso de Colombia, 2014; UPME, 2025c; UPME, 2025e).

La movilidad eléctrica también muestra crecimiento, aunque todavía lejos de metas de largo plazo. Por ejemplo, en 2025, se contaba con más de 62 mil vehículos registrados, con un crecimiento importante frente al mismo periodo de 2024, pero el parque todavía está distante tanto de la meta de 240.000 vehículos incorporada en la Visión 2030 como de la meta de 600.000 asociada al CONPES 3934. Este contraste ilustra una característica recurrente de la transformación: las curvas de adopción tecnológica empiezan a acelerarse, pero todavía no alcanzan la escala suficiente para modificar de manera estructural la operación de la red eléctrica (UPME, 2016a; CONPES, 2018; Colombia Inteligente, 2025).

El almacenamiento muestra avances incipientes. El panorama revisado menciona proyectos como el SAEB de Termozipa, Palmira y la Martina, sistemas asociados a plantas solares y proyectos en desarrollo, pero señala que la potencia total instalada en el SIN no supera todavía niveles relevantes frente al objetivo de inserción de la Visión 2030. Esta brecha es particularmente relevante, dado que el almacenamiento de energía, junto con otras tecnologías orientadas a fortalecer la capacidad de la red (GET), constituye un habilitador fundamental para proporcionar flexibilidad, facilitar la integración de energías renovables, fortalecer la resiliencia y mejorar la confiabilidad y eficiencia de la operación de la red (Congreso de Colombia, 2021; Colombia Inteligente, 2025).

El principal rezago está en medición avanzada. Colombia registra más de 500 mil medidores con características avanzadas reportados al SUI-SSPD (atributos de inteligencia y medición bidireccional), muy por debajo de los niveles esperados para la Fase II de la Visión 2030 y de la meta de política del 75% hacia 2030. Esta brecha limita la gestión activa de la demanda, la portabilidad del usuario, las tarifas dinámicas, la detección avanzada de pérdidas, la mejora de información al cliente y el desarrollo de servicios de flexibilidad (UPME, 2016a; CREG, 2022a; Colombia Inteligente, 2025).

La automatización avanzada de la red también presenta rezagos significativos. Se identifica un número muy bajo de esquemas de operación recuperación autónoma (*self-healing*) en circuitos específicos, lo que limita la capacidad de la red para localizar fallas, aislar zonas afectadas y restablecer automáticamente el servicio. Esta situación tiene relación directa con calidad del servicio, resiliencia y eficiencia operativa. La SSPD, por su parte, ha señalado que la calidad del servicio de energía eléctrica es un eje central para el bienestar de los usuarios y la sostenibilidad del sistema, y ha desarrollado informes sobre indicadores de calidad individual y metodología de seguimiento (SSPD, 2025a; SSPD, 2025b; Colombia Inteligente, 2025).

Paola Tibatá Serrato
"Se han socializado proyectos que actualmente estamos impulsando para una posible contribución o apoyo en su desarrollo."

La baja automatización se refleja en la limitada inserción de funciones avanzadas. El desarrollo de subestaciones digitales, ADMS, FLISR, MDM, DERMS, baterías para gestión de red e infraestructura de recarga, presenta niveles todavía reducidos frente al universo de operadores o mercados considerados. Esto revela que la modernización de la red no se ha desplegado de manera homogénea y que gran parte del país continúa operando con infraestructura convencional, con bajo nivel de observabilidad, comunicación y control (Colombia Inteligente, 2025).

El balance frente a la Visión 2030 evidencia una paradoja: Colombia ha avanzado más rápido en componentes asociados a generación renovable y recursos del lado del usuario que en la digitalización profunda de la red. Esta situación no es menor. Si la generación distribuida, la movilidad eléctrica y eventualmente las comunidades energéticas crecen más rápido que AMI, ADA, gestión de datos y telecomunicaciones críticas, el sistema puede enfrentar mayores desafíos de operación, congestión, calidad, pérdidas y coordinación (UPME, 2016a; UPME, 2025a; Colombia Inteligente, 2025).

El país cuenta hoy con una base legal para FNCER, almacenamiento, medición inteligente, gestión eficiente de energía, autogeneración, generación distribuida, comunidades energéticas y movilidad eléctrica. Existen reglas de conexión más claras, mecanismos de reporte, incentivos tributarios, lineamientos de AMI, regulación de comunidades energéticas, actualización del RETIE, más información pública de proyectos y una agenda de transición energética. Sin embargo, estos avances corresponden principalmente a condiciones habilitantes, no a una transformación tecnológica masiva ya materializada (Congreso de Colombia, 2014; Congreso de Colombia, 2021; CREG, 2025b; Ministerio de Minas y Energía, 2024).

Las brechas principales pueden agruparse en cinco categorías. La primera es regulatoria-operativa: aún se requiere consolidar procedimientos vinculantes para AMI, gestión de datos e información, portabilidad, tarifas dinámicas, agregación, respuesta de la demanda y servicios de flexibilidad. La segunda es financiera: muchas inversiones en digitalización, flexibilidad y resiliencia de la red todavía no tienen modelos claros de recuperación asociados a desempeño, eficiencia o beneficios sistémicos.

La tercera es tecnológica: los niveles de ADMS, DERMS, FLISR, MDM, subestaciones digitales, telecomunicaciones y ciberseguridad son todavía muy heterogéneos. La cuarta es institucional: las competencias de energía, TIC, datos, control y normalización requieren coordinación más efectiva. La quinta es social: la apropiación de tecnologías por parte de usuarios y comunidades sigue siendo una condición necesaria para que la transformación no sea percibida como una imposición tecnológica (CREG, 2022a; MINTIC-ANE, 2025; Colombia Inteligente, 2025).

De cara a 2030, el desafío no consiste en formular una nueva visión desde cero, sino en convertir la visión existente en un programa de ejecución. AMI deberá pasar de la discusión regulatoria a su despliegue efectivo, con metas, indicadores, mecanismos de financiamiento y beneficios verificables. La automatización y digitalización de la red deberán avanzar hacia una mayor observabilidad y capacidad de operación, acompañadas de señales en los mecanismos de remuneración que reconozcan mejoras en calidad, eficiencia y resiliencia. Asimismo, será necesario impulsar la incorporación de tecnologías para mejorar la capacidad de la red (GET), junto con soluciones de almacenamiento y otros recursos que habiliten una mayor flexibilidad operativa, optimicen el uso de la infraestructura existente y fortalezcan la resiliencia. Finalmente, los recursos energéticos distribuidos (DER) deberán integrarse con criterios de visibilidad, coordinación y control operativo, mediante reglas de flexibilidad y esquemas de remuneración que reconozcan su contribución a la eficiencia, confiabilidad y resiliencia del sistema. La movilidad eléctrica deberá fortalecer la coordinación en la infraestructura de carga, señales tarifarias y gestión de demanda. Las comunidades energéticas deberán implementarse con criterios técnicos, sociales y económicos sostenibles. Además, la gestión de datos deberá consolidarse como función estratégica del sistema eléctrico.

Por tanto, Colombia ha construido un marco habilitante relevante, ha avanzado en recursos distribuidos y ha generado señales regulatorias importantes, pero el despliegue de una red eléctrica flexible e inteligente a escala sigue siendo limitado y desigual. Las condiciones normativas, institucionales y tecnológicas empiezan a alinearse, sin que ello implique una modernización física generalizada. Este diagnóstico es precisamente el punto de partida para una agenda país: acelerar la transformación sin sobredimensionar los avances alcanzados, priorizando aquello que convierte la regulación y la planeación en capacidades reales del sistema eléctrico (UPME, 2025a; Colombia Inteligente, 2025; Ministerio de Minas y Energía, 2023a).

Cinco brechas para convertir el marco habilitante en capacidades reales

El desafío no es formular una nueva visión, sino ejecutar la existente.



Fuente: CREG (2022a); MinTIC-ANE (2025); Colombia Inteligente (2025).



Rubén Darío Cruz Rodríguez

"Ser parte del Comité Directivo que dio origen a Colombia Inteligente fue una experiencia muy significativa en mi trayectoria profesional. Desde CIDET participé en la construcción y consolidación de un modelo de trabajo que permitió articular empresas, Gobierno, academia y organizaciones sectoriales alrededor de una visión compartida de modernización del sistema eléctrico. Uno de los hitos que más recuerdo fue la misión internacional a Estados Unidos en 2012, junto con el entonces viceministro de Energía, Tomás González. De allí trajimos modelos de madurez que permitieron evaluar el avance de las redes inteligentes en Colombia. Difundimos ese conocimiento desde la Revista CIDET y acompañamos a varias empresas en su aplicación para construir sus hojas de ruta tecnológicas. Para mí confirmó el enorme valor de conectar conocimiento internacional con necesidades concretas del país. Creo que esa es también una de las principales huellas de Colombia Inteligente: haber ayudado a poner nuevos temas en la agenda, construir lenguaje y conocimiento compartidos y preparar al sector para transformaciones que después cada organización ha desarrollado a su manera. También demostró que es posible construir capacidades sectoriales con una estructura ligera, flexible y eficiente, utilizando a CIDET como plataforma para hacer viable la colaboración."

Referencias bibliográficas

Colombia Inteligente. (2017). Acciones de transformación del sector eléctrico colombiano: Grid Edge Transformation Colombia. Colombia Inteligente.
https://colombiainteligente.org/es_co/producto/acciones-transf-sec/

Colombia Inteligente. (2025). Panorama actual del sistema eléctrico colombiano frente a la Hoja de Ruta Smart Grids Colombia Visión 2030. Documento de trabajo.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2014). Resolución CREG 038 de 2014. Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo General del Código de Redes. CREG.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0038_2014.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2018). Resolución CREG 015 de 2018. Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. CREG.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0015_2018.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2021). Resolución CREG 174 de 2021. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. CREG.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2022a). Resolución CREG 101 001 de 2022. Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN. CREG.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-1_2022.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2022b). Documento CREG 701 009 de 2022. Condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN. CREG.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc_creg_0701_09_2022.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2022c). La CREG actualizó las reglas de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida. CREG.
https://creg.gov.co/publicaciones/14153/la-creg-actualizo-las-reglas-de-autogeneracion-a-pequena-escala-y-generacion-distribuida/

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2025a). Resolución CREG 101 070 de 2025. Por la cual se sustituyen y amplían las reglas existentes para permitir el uso de activos de conexión de propiedad de Usuarios No Regulados para conectar generación y demanda al Sistema Interconectado Nacional. CREG.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Resoluci%c3%b3n_CREG_101_070_2025/index.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2025b). Resolución CREG 101 072 de 2025. Por la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional y se dictan otras disposiciones. CREG.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-72_2025.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2026). Resolución CREG 101 099 de 2026. Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal remoto con usuarios de forma remota, se regulan aspectos comerciales, de conexión y operación en el SIN, y se establecen disposiciones respecto de recursos sin entrega de energía a la red. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-99_2026.htm

Congreso de Colombia. (2014). Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Secretaría del Senado. http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1715_2014.html

Congreso de Colombia. (2019). Ley 1964 de 2019. Por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones. Secretaría del Senado. http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1964_2019.html

Congreso de Colombia. (2021). Ley 2099 de 2021. Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético y la reactivación económica del país. Presidencia de la República. https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/LEY%202099%20DEL%2010%20DE%20JULIO%20DE%202021.pdf

Congreso de Colombia. (2023). Ley 2294 de 2023. Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia Potencia Mundial de la Vida”. Secretaría del Senado. http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_2294_2023_pr006.html

Consejo Nacional de Política Económica y Social. (2018). Documento CONPES 3934. Política de Crecimiento Verde. Departamento Nacional de Planeación. https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3934.pdf

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. (2014). NTC 6079. Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica. ICONTEC.

Ministerio de Minas y Energía. (2018). Resolución 40072 de 2018. Por la cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica. Ministerio de Minas y Energía. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40072_2018.htm

Ministerio de Minas y Energía. (2020a). Misión de Transformación Energética: Motivación y objeto. Ministerio de Minas y Energía. https://minenergia.gov.co/documents/9197/Misi%C3%B3n_Transformaci%C3%B3n_Energ%C3%A9tica_06_26_19_1.pdf

Ministerio de Minas y Energía. (2020b). Misión de Transformación Energética y Modernización de la Industria Eléctrica: Foco 5, revisión del marco institucional y regulatorio. Ministerio de Minas y Energía. https://minenergia.gov.co/documents/9188/Foco_5_-_Informe_Final.pdf

Ministerio de Minas y Energía. (2021a). Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del sector minero energético. Ministerio de Minas y Energía.

Ministerio de Minas y Energía. (2021b). Informes segunda fase Misión de Transformación Energética. Hoja de ruta para la energía del futuro. Ministerio de Minas y Energía. https://minenergia.gov.co/documents/9189/Informes_segunda_fase_MTE__2.pdf

Ministerio de Minas y Energía. (2023a). Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa. Ministerio de Minas y Energía.
https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/transicion-energetica-justa/

Ministerio de Minas y Energía. (2024). Resolución 40117 de 2024. Por la cual se modifica el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. Ministerio de Minas y Energía.
https://www.minenergia.gov.co/documents/11563/Resoluci%C3%B3n_40117_de_2024.pdf

Ministerio de Minas y Energía. (2025). La CREG aprueba resolución para regular las Comunidades Energéticas y transformar el mercado eléctrico en Colombia. Ministerio de Minas y Energía.
https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/la-creg-aprueba-resoluci%C3%B3n-para-regular-las-comunidades-energ%C3%A9ticas-y-transformar-el-mercado-el%C3%A9ctrico-en-colombia/

Ministerio de Minas y Energía. (2026). Resolución 40284 de 2026. Por la cual se modifica el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. https://www.minenergia.gov.co/documents/15918/Resolucion-40284-23-06-2026-RETIE-libros-compilados.pdf

Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, & Agencia Nacional del Espectro. (2025). Política de Espectro 2025-2029. MinTIC.
https://mintic.gov.co/portal/715/articles-419069_recurso_1.pdf

Presidencia de la República de Colombia. (2023). Decreto 2236 de 2023. Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015 en lo relacionado con las Comunidades Energéticas en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia. Función Pública.
https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=227230

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2025a). Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2023. SSPD.
https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Informe-de-Calidad-del-Servicio-de-Energia-2023.pdf

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2025b). Informe de implementación de la nueva metodología para la evaluación y seguimiento de los indicadores de calidad individual. SSPD.
https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/2025-11/Informe-implementacion-metodologia-evaluacion-y-seguimiento-indicadores-calidad-2025.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética. (2016a). Mapa de ruta para el desarrollo de redes inteligentes en Colombia: Smart Grid Colombia Visión 2030. UPME.
https://docs.upme.gov.co/Hemeroteca/Memorias/Memorias_dia_UPME_2016/Mapa_de_ruta_redes_inteligentes.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética. (2016b). Smart Grids Colombia Visión 2030. Parte I: Antecedentes y marco conceptual del análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de redes inteligentes en Colombia. UPME.
https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Smart_Grids_Colombia_Vision_2030/1_Parte1_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética. (2024). Actualización Plan Energético Nacional 2022-2052. UPME.
https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2022_2052/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética. (2025a). Redes inteligentes. UPME. https://www.upme.gov.co/redes-inteligentes/

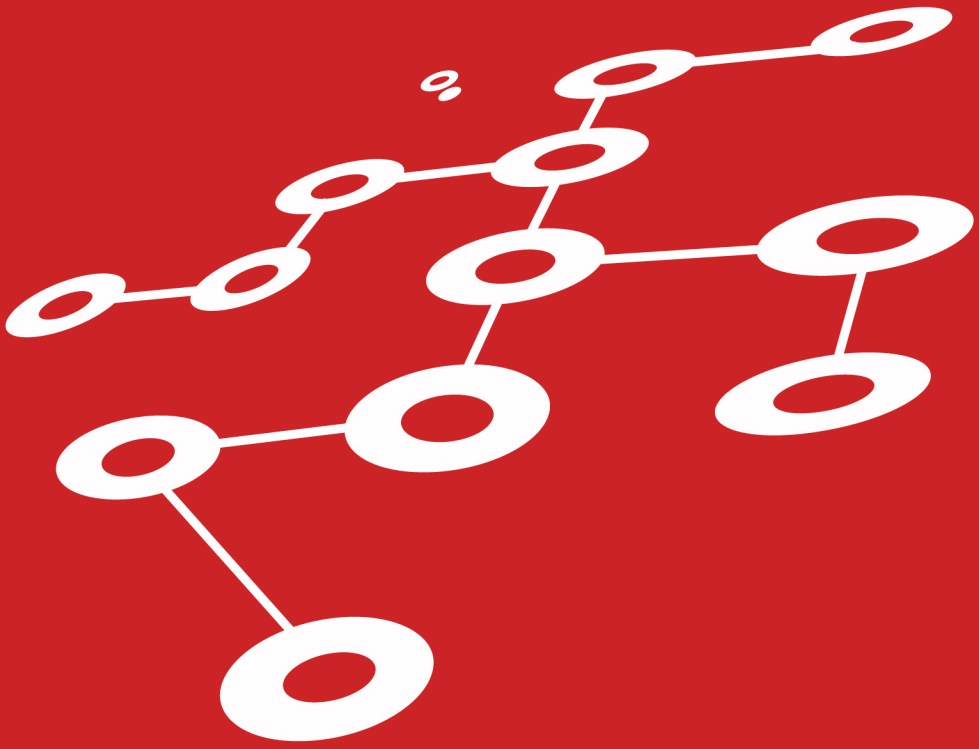
Unidad de Planeación Minero Energética. (2025b). Transición Energética Justa. UPME. https://www.upme.gov.co/simec/oferta-y-demanda/transicion-energetica-justa/

Unidad de Planeación Minero Energética. (2025c). Autogeneración a pequeña escala y generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. UPME. https://www.upme.gov.co/simec/energia-electrica/solicitudes-de-conexion-de-proyectos-de-generacion/

Unidad de Planeación Minero Energética. (2025d). Comunidades Energéticas. UPME. https://www.upme.gov.co/comunidades-energeticas/

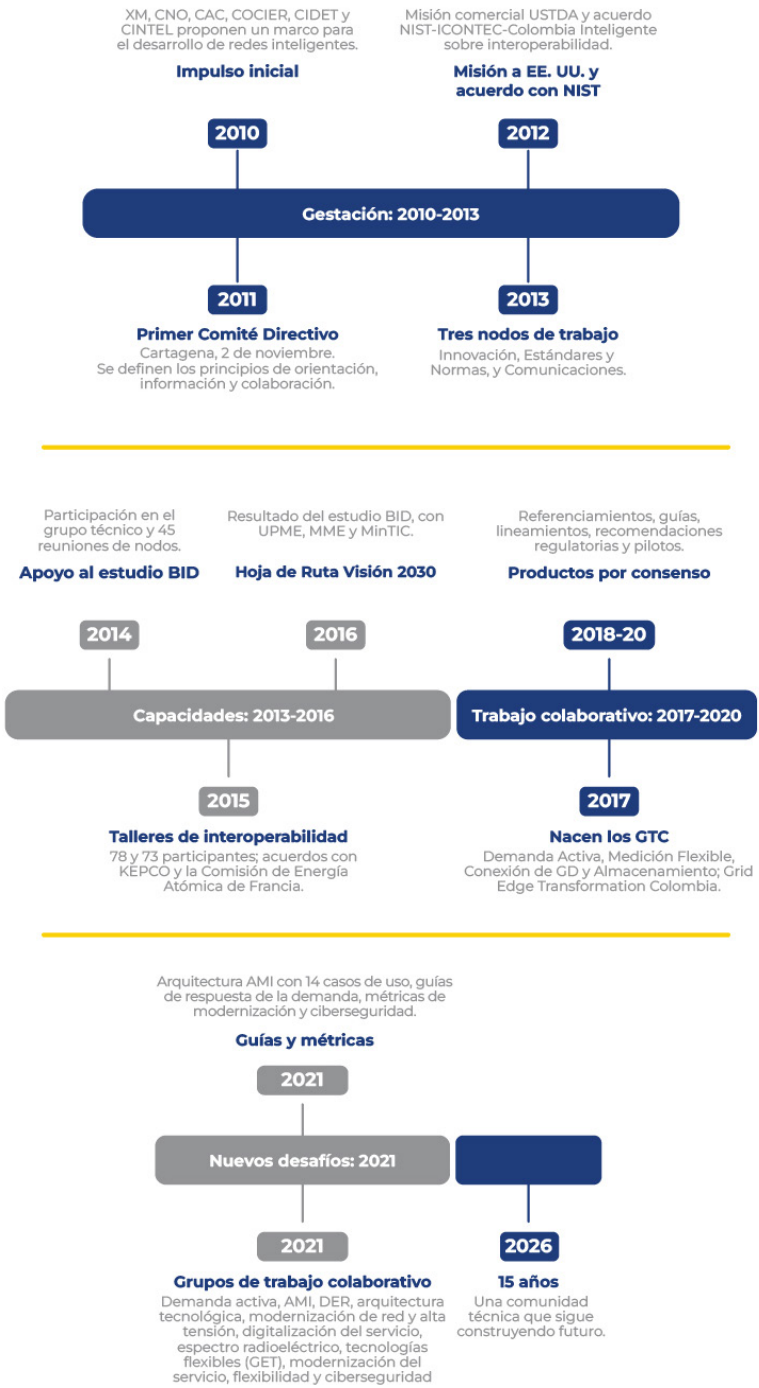
Unidad de Planeación Minero Energética. (2025e). Reporte resumen Centro de Monitoreo. UPME. https://app.upme.gov.co/Reportes_CentroMonitoreo/Reportes/Reporte_Resumen_CentroMonitoreo.pdf

World Economic Forum. (2018). Frameworks for the future of electricity: Leading the transformation through multistakeholder cooperation. World Economic Forum. https://www3.weforum.org/docs/Frameworks_Future_Electricity_2018.pdf



03

COLOMBIA INTELIGENTE: CONSTRUYENDO UNA VISIÓN COMPARTIDA


XM, CNO, CAC, COCIER, CIDET y CINTEL proponen un marco para el desarrollo de redes inteligentes.
Impulso inicial
Misión comercial USTDA y acuerdo NIST-ICONTEC-Colombia Inteligente sobre interoperabilidad.
Misión a EE. UU. y acuerdo con NIST
2010
2012
Gestación: 2010-2013
2011
Primer Comité Directivo
Cartagena, 2 de noviembre. Se definen los principios de orientación, información y colaboración.
2013
Tres nodos de trabajo
Innovación, Estándares y Normas, y Comunicaciones.
Participación en el grupo técnico y 45 reuniones de nodos.
Apoyo al estudio BID
Resultado del estudio BID, con UPME, MME y MinTIC.
Hoja de Ruta Visión 2030
Referenciamientos, guías, lineamientos, recomendaciones regulatorias y pilotos.
Productos por consenso
2014
2016
2018-20
Capacidades: 2013-2016
Trabajo colaborativo: 2017-2020
2015
Talleres de interoperabilidad
78 y 73 participantes; acuerdos con KEPCO y la Comisión de Energía Atómica de Francia.
2017
Nacen los GTC
Demanda Activa, Medición Flexible, Conexión de GD y Almacenamiento; Grid Edge Transformation Colombia.
Arquitectura AMI con 14 casos de uso, guías de respuesta de la demanda, métricas de modernización y ciberseguridad.
Guías y métricas
2021
Nuevos desafíos: 2021
2021
Grupos de trabajo colaborativo
Demanda activa, AMI, DER, arquitectura tecnológica, modernización de red y alta tensión, digitalización del servicio, espectro radioeléctrico, tecnologías flexibles (GET), modernización del servicio, flexibilidad y ciberseguridad
2026
15 años
Una comunidad técnica que sigue construyendo futuro.

3. COLOMBIA INTELIGENTE: CONSTRUYENDO UNA VISIÓN COMPARTIDA

A comienzos de la década de 2010, el sistema eléctrico colombiano enfrentaba una tensión estratégica que, con el tiempo, se haría cada vez más evidente: las tecnologías asociadas a redes inteligentes, automatización, medición avanzada, telecomunicaciones, gestión de datos, recursos energéticos distribuidos y participación activa de la demanda empezaban a aparecer en la agenda internacional, pero el país aún no contaba con un espacio sectorial permanente que permitiera analizarlas de manera integrada, imparcial y colaborativa. En ese momento, varias empresas y entidades venían realizando aproximaciones propias a estos temas, pero no existía una plataforma común que facilitara el intercambio de experiencias, la construcción de criterios técnicos, la identificación de barreras y la formulación de propuestas con visión país. Colombia Inteligente nació precisamente para atender esa necesidad: generar un espacio de articulación que ayudara a comprender cómo las redes inteligentes podían aportar valor al sistema eléctrico colombiano, a sus usuarios y al desarrollo del país (Colombia Inteligente, 2011a, 2013).

La necesidad de una iniciativa sectorial también respondía a la naturaleza transversal de las redes inteligentes. Estas no podían entenderse únicamente como un asunto de medidores, automatización o software. Su desarrollo involucraba política energética, regulación, normalización, telecomunicaciones, ciberseguridad, gestión de información, innovación empresarial, relación con usuarios, formación de talento, cooperación internacional y nuevos modelos de negocio. Por ello, desde sus primeras discusiones, Colombia Inteligente reconoció que el sector eléctrico debía articularse con otros sectores, especialmente tecnologías de información y comunicaciones, transporte, academia, proveedores, entidades de gobierno y organismos de normalización. Esta mirada sistémica aparece de forma temprana en los documentos de la iniciativa, donde se plantea que las redes inteligentes debían contribuir al acceso universal, la seguridad y calidad del servicio, la competitividad y la sostenibilidad del país (Colombia Inteligente, 2013, 2014).

La iniciativa surgió además en un momento en el que el país requería construir una visión de largo plazo sobre la modernización del sistema eléctrico. Las empresas identificaban problemáticas comunes: pérdidas técnicas y no técnicas, calidad del servicio, eficiencia operacional, gestión de activos, integración de nuevas tecnologías, falta de estándares, baja interoperabilidad y necesidad de señales regulatorias más claras. Al mismo tiempo, comenzaban a emerger oportunidades asociadas a generación distribuida, medición inteligente, respuesta de la demanda, movilidad eléctrica, microrredes, almacenamiento y nuevos servicios energéticos. La creación de Colombia Inteligente permitió que estas preocupaciones dejaran de ser temas aislados de cada organización y se convirtieran en una conversación sectorial estructurada (Colombia Inteligente, 2011b, 2012).

El valor de una iniciativa de este tipo no radicaba en reemplazar las funciones del Gobierno, la regulación o las empresas, sino en crear un espacio consultivo y técnico que promoviera entendimiento común, transferencia de conocimiento y construcción colectiva. Esta precisión fue explícita desde los primeros debates: Colombia Inteligente no pretendía sustituir a las autoridades públicas, sino acompañar, recomendar, articular y fortalecer la capacidad del sector para anticipar cambios tecnológicos y regulatorios (Colombia Inteligente, 2011a). En ese sentido, su papel fue el de un habilitador sectorial: un punto de encuentro para transformar tendencias internacionales en aprendizajes aplicables al contexto colombiano.



Elias David Correa Rozo

"Para mí, haber sido parte de la creación de Colombia Inteligente ha sido una de las experiencias profesionales más positivas y enriquecedoras. Esta iniciativa permitió integrar a diferentes actores de los sectores eléctrico y de telecomunicaciones en un espacio especializado de diálogo, colaboración e intercambio de conocimientos, con el propósito de fomentar el desarrollo de las redes inteligentes en Colombia. El hecho de que Colombia Inteligente cumpla 15 años demuestra que su propuesta ha respondido a las necesidades y problemáticas identificadas a lo largo del tiempo. Durante este periodo, también se ha fortalecido la interacción con las entidades gubernamentales, en mayor o menor medida, y la iniciativa se ha consolidado como un referente nacional para la transformación digital, la modernización y la sostenibilidad del sector eléctrico colombiano"

La reconstrucción institucional se apoya en actas e informes de gestión de Colombia Inteligente citados en este capítulo. Estos registros documentan actividades, productos y procesos de colaboración.

3.1. Los años de gestación (2010 - 2013)

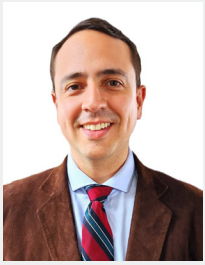
Los años de gestación de Colombia Inteligente estuvieron marcados por la construcción de confianza, la definición de una estructura básica de trabajo y la consolidación de una agenda común. A finales de 2010, entidades como XM, CNO, CAC, COCIER, CIDET y CINTEL impulsaron una propuesta orientada a establecer, de manera concertada con empresas e instituciones del sector eléctrico, un marco de lineamientos, políticas y estrategias para el desarrollo de redes inteligentes en Colombia. La iniciativa buscaba utilizar, cuando fuera técnica y económicamente justificable, tecnologías asociadas a redes inteligentes para generar valor y aportar a la solución de retos del sistema eléctrico en el corto, mediano y largo plazo (Colombia Inteligente, 2013).

La primera reunión del Comité Directivo se llevó a cabo en Cartagena el 2 de noviembre de 2011, con la participación de representantes de CAC, CIDET, CINTEL, CNO, COCIER, CODENSA, COLINVERSIONES/EPSA, ELECTRICARIBE, EMCALI, EPM y XM. Durante este encuentro se presentó una propuesta de estructura organizacional, se discutió un reglamento de funcionamiento y se revisaron las actividades desarrolladas durante el segundo semestre de 2011, en el marco del proceso de consolidación de la iniciativa que dio origen a la Alianza Colombia Inteligente, como resultado de las conversaciones sostenidas entre 2010 y 2011 y del desarrollo de las primeras jornadas sobre redes inteligentes. Posteriormente, entre 2012 y 2013, formalizaron su participación ISA, EEB, INTERNEXA e ISAGEN, ampliando la base de organizaciones vinculadas y consolidando el propósito de promover el trabajo colaborativo en el sector eléctrico colombiano. Este proceso contó, además, con el acompañamiento de la UPME y del Ministerio de Minas y Energía, entidades que contribuyeron a establecer mecanismos de articulación con los diferentes actores del sector eléctrico, orientados a enriquecer y aportar al desarrollo de las líneas de trabajo de la Alianza.

En esa primera etapa, uno de los debates más relevantes fue definir el alcance real de Colombia Inteligente. Algunas empresas manifestaron que la propuesta aún se encontraba en una fase ideal y que era necesario concretar frentes de trabajo. Otras resaltaron la importancia de involucrar a ICONTEC, universidades, entidades públicas y empresas proveedoras. La discusión fue valiosa porque permitió reconocer que el desarrollo de redes inteligentes no podía depender de una sola empresa ni de un único actor institucional. Era indispensable construir una agenda compartida, identificar prioridades y avanzar por medio de grupos de trabajo especializados (Colombia Inteligente, 2011a).

Durante la reunión de diciembre de 2011 se avanzó en la definición del enfoque metodológico. Allí se presentó una reflexión sobre el estado de las redes inteligentes frente al desarrollo de las tecnologías de información y comunicaciones, se revisaron los dominios del Smart Grid Maturity Model y se propusieron ejes de trabajo basados en información, orientación y colaboración. Las empresas participantes compartieron sus propias visiones y experiencias. EPSA expuso avances en referenciamiento y modernización de activos; Electricaribe presentó iniciativas de medición, reducción de pérdidas y automatización; EPM describió desarrollos en SCADA, PMU, IEC 61850, DMS, medidores prepago e inteligencia de negocios. Estas presentaciones permitieron identificar drivers comunes: reducción de pérdidas, eficiencia energética, gestión comercial, desarrollo de proveedores locales, regulación, normalización y estándares (Colombia Inteligente, 2011b).

En 2012, se consolidaron actividades fundamentales para la proyección de la iniciativa. Colombia Inteligente se concibió como una iniciativa sectorial orientada a generar foros de pensamiento y discusión, analizar barreras regulatorias, recomendar estándares, promover pilotos y formular proyectos colaborativos.



Camilo Andrés Ordóñez Medina

"Mi participación tanto en el Comité Directivo como en los Grupos de Trabajo Colaborativo me permitió conocer de manera profunda el estado en que realmente se encontraba el desarrollo de las nuevas tecnologías en las empresas del sector eléctrico colombiano. A través de los talleres técnicos grupales que se organizaban, podíamos aterrizar de manera precisa el estado actual y los objetivos a corto, mediano y largo plazo relacionados con temas muy relevantes como los sistemas de medición inteligente, la digitalización de la red, los retos en la integración de las energías renovables variables en el sistema eléctrico nacional y las tecnologías flexibles para la transmisión (GET o Grid-Enhancing Technologies). Fueron espacios que permitían a las empresas que se encontraban en un estadio menor de desarrollo motivarse para avanzar y proponerse metas ambiciosas y las empresas que lideraban los avances, dar a conocer sus proyectos y sus visiones."

Ese año se destaca la misión comercial inversa a Estados Unidos, patrocinada por USTDA, en la cual participaron representantes del Gobierno, la regulación, la planeación, operadores, empresas, ICONTEC y entidades de investigación. Esta misión permitió conocer tecnologías, mejores prácticas, marcos regulatorios, normas y experiencias empresariales relacionadas con redes inteligentes, creando una base de conocimiento relevante para el país (Colombia Inteligente, 2012).

Otro hito de 2012 fue la firma del acuerdo NIST-ICONTEC-Colombia Inteligente en el marco del Smart Grid Interoperability Panel. Este acuerdo permitió iniciar un trabajo colaborativo orientado a estándares e interoperabilidad, dimensiones críticas para evitar que las redes inteligentes se desarrollaran mediante soluciones cerradas, fragmentadas o difícilmente escalables. El vínculo con NIST e ICONTEC reforzó la importancia de la normalización como una condición habilitante para la modernización tecnológica del sector eléctrico (Colombia Inteligente, 2012).

En 2013, Colombia Inteligente consolidó su identidad institucional. Se destacó a la iniciativa como una red nacional de conocimiento y colaboración, con visión de aportar al crecimiento económico y al desarrollo sostenible del país mediante la incorporación de redes inteligentes en la cadena de valor de la energía. Su misión se describió como la de un “arquitecto estratégico” que promovía el desarrollo integral de redes inteligentes para contribuir al acceso universal, la participación activa de la demanda, la productividad, la competitividad y el desarrollo sostenible del sector eléctrico (Colombia Inteligente, 2013).

Durante este periodo también se definieron objetivos específicos que han permanecido como parte esencial de la iniciativa: fomentar capacidades y conocimiento; promover política, regulación y estandarización; propiciar alianzas estratégicas e identificar fuentes de financiación; e impulsar investigación, desarrollo, innovación y gestión de conocimiento de manera colaborativa.

La iniciativa organizó sus ejes estratégicos alrededor de acceso universal, seguridad y calidad, competitividad y sostenibilidad, todos orientados al progreso social (Colombia Inteligente, 2013).

Estos años de gestación dejaron una base relevante: una red inicial de empresas e instituciones, una narrativa sectorial sobre redes inteligentes, una metodología de trabajo colaborativo, un primer relacionamiento internacional y una agenda que reconocía la importancia de estándares, formación, proyectos piloto y regulación. Aunque todavía no existían resultados tecnológicos masivos en el sistema eléctrico colombiano, sí se estaban construyendo las condiciones institucionales y de conocimiento para que el país pudiera abordar la transformación de manera más informada y coordinada.

3.2. Creación de capacidades y conocimiento (2013 - 2016)

La etapa de gestación dio paso, entre 2013 y 2016, a una prioridad distinta: convertir la confianza y la agenda común en capacidades de trabajo. La estructuración de nodos de trabajo, el fortalecimiento de la interoperabilidad, el apoyo al proyecto BID y la preparación de una nueva fase organizacional basada en trabajo colaborativo, formulación de proyectos y mayor articulación sectorial (Colombia Inteligente, 2013, 2014, 2015, 2016).

El periodo 2013 - 2016 estuvo orientado a ampliar capacidades, fortalecer conocimiento técnico y apoyar estudios estructurales para el país. Durante estos años, Colombia Inteligente pasó de ser una iniciativa en gestación a convertirse en un espacio reconocido dentro del sector eléctrico para discutir redes inteligentes, interoperabilidad, medición avanzada, comunicaciones, innovación y arquitectura tecnológica. El énfasis estuvo en generar insumos, formar recurso humano, establecer nodos de trabajo y apoyar la construcción de la Hoja de Ruta Smart Grids Colombia Visión 2030 (Colombia Inteligente, 2013, 2014, 2015).



Milton Fabian Soto urbano
"Una gran experiencia, lo que nació como una idea un poco revolucionaria y visionaria, se ha mantenido y me es gratificante haber estado en el inicio de este gran esfuerzo colaborativo.."

En 2013 se consolidaron tres nodos de trabajo: Innovación, Estándares y Normas, y Comunicaciones. Estos nodos se concibieron como instrumentos para desarrollar acciones concretas, discutir temas técnicos, recopilar información y promover la implantación de redes inteligentes en el país. El nodo de Estándares inició la recopilación documental sobre interoperabilidad y recursos energéticos distribuidos; el nodo de Innovación empezó a recopilar información sobre proyectos de redes inteligentes; y el nodo de Comunicaciones elaboró su plan de trabajo y levantó información sobre estándares y protocolos aplicables a redes inteligentes (Colombia Inteligente, 2013).

La generación de conocimiento también se reflejó en actividades de difusión. En 2013, los temas tratados incluyeron medición inteligente, gestión activa de redes de distribución, almacenamiento, generación distribuida, microrredes, resiliencia, DNP3 seguro, energías renovables y experiencias internacionales. Estas actividades fueron un mecanismo para crear lenguaje común, acercar tendencias globales al sector colombiano y sensibilizar a profesionales que luego participarían en discusiones regulatorias, técnicas y empresariales (Colombia Inteligente, 2013).

En 2014, Colombia Inteligente fortaleció su organización interna mediante la construcción del Reglamento General, el documento de estrategia y el plan de comunicaciones. Además, continuó con sus nodos de trabajo y decidió integrarlos metodológicamente para facilitar la generación de insumos al proyecto BID CO-T1337, denominado “Estudio de factibilidad técnica y económica de soluciones de redes inteligentes para el sector eléctrico colombiano”.

En 2014 se realizaron 45 reuniones de nodos, distribuidas entre estándares, innovación y comunicaciones, incluyendo reuniones virtuales, internacionales y presenciales (Colombia Inteligente, 2014). El proyecto BID fue uno de los hitos más relevantes de este periodo. Colombia Inteligente participó en el Grupo Técnico Reducido que acompañó el desarrollo de la cooperación técnica junto con el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio TIC y la UPME.

La iniciativa contribuyó con sugerencias a los términos de referencia, evaluación de ofertas técnicas, resolución de inquietudes y transferencia de insumos.

El proyecto buscaba identificar estrategias, normas y reglamentos necesarios para desarrollar e implementar redes inteligentes en Colombia, así como evaluar soluciones factibles, diseñar arquitectura, analizar costos y desarrollar un proyecto piloto de pruebas (Colombia Inteligente, 2014).

Este acompañamiento al proyecto BID fue especialmente importante porque conectó la experiencia colaborativa de Colombia Inteligente con un ejercicio técnico de alcance nacional. La iniciativa había construido un mapa de ruta inicial, pero reconocía que dicho ejercicio requería evaluación de impactos, análisis beneficio-costo, revisión regulatoria y mayor participación gubernamental. La cooperación técnica permitió avanzar hacia una visión más estructurada, cuantitativa y articulada con política pública (Colombia Inteligente, 2014).

En 2015, la creación de capacidades se concentró en interoperabilidad, estándares y apoyo a la cooperación técnica. Colombia Inteligente organizó las dos primeras versiones del Taller Estándares para Interoperabilidad, en conjunto con el Grupo de Investigación en Teleinformática y Teleautomática de la Universidad Nacional sede Medellín y el Comité Tecnológico del CNO. En estos talleres se abordaron temas como IEC 61850, CIM, modelos de referencia, nuevas generaciones de subestaciones y casos de uso empresariales. La primera versión contó con 78 participantes y la segunda con 73, con participación de empresas e instituciones como CODENSA, EPM, EPSA, ISA, Universidad Nacional y proveedores tecnológicos (Colombia Inteligente, 2015).



Jhon Jairo Tovar Perdomo

"Desde su concepción, Colombia Inteligente partió de una visión que considero fundamental: los grandes desafíos del sector eléctrico no pueden resolverse de manera aislada; requieren la articulación de capacidades, conocimientos y voluntades alrededor de objetivos comunes. Durante estos 15 años, uno de sus mayores aportes ha sido consolidar un espacio de encuentro entre empresas, instituciones, academia, organismos técnicos y demás actores del sector, permitiendo construir una visión compartida sobre la modernización del sistema eléctrico colombiano y así se debe seguir manteniendo. Colombia Inteligente representa, en ese sentido, un modelo de articulación sectorial cuyo valor trasciende las iniciativas particulares y contribuye a fortalecer la capacidad del país para anticipar y enfrentar los desafíos de su futuro energético."

La importancia de estos talleres va más allá del número de asistentes. La interoperabilidad es una de las condiciones indispensables para el desarrollo de redes inteligentes. Sin estándares comunes, arquitectura de información y criterios de integración, el sistema corre el riesgo de avanzar mediante soluciones tecnológicas aisladas. Al promover estos espacios de formación técnica, Colombia Inteligente contribuyó a que el sector comprendiera mejor la relación entre automatización, comunicaciones, arquitectura, normalización y operación del sistema eléctrico (Colombia Inteligente, 2015).

Durante 2015, también se realizaron reuniones de nodos con temáticas como metodología de trabajo, avances del proyecto BID, requerimientos TIC, arquitectura para la operación del SIN, modelo conceptual NIST, metodología IntelliGrid, estándares IEC 61850 y CIM, NERC y ciberseguridad. En total, estas sesiones registraron 141 participaciones, con presencia de empresas y universidades. Además, se realizaron talleres cocreativos para apoyar al consultor del proyecto BID, orientados a mejores prácticas internacionales en TIC y a iniciativas de redes inteligentes desarrolladas por empresas y universidades colombianas (Colombia Inteligente, 2015).

Este periodo también fue relevante para el relacionamiento internacional. En 2015 se lograron acuerdos de entendimiento con la Comisión de Energía Atómica francesa y KEPCO, incluyendo temas de cooperación en subestaciones inteligentes, automatización de distribución, AMI, microrredes, gestión de demanda, almacenamiento, energías renovables, vehículos eléctricos y PMU.

Estos acuerdos reforzaron la capacidad de Colombia Inteligente para conectar al sector colombiano con experiencias internacionales de alto valor técnico (Colombia Inteligente, 2015).

El año 2016 debe entenderse como un periodo de transición estratégica. Colombia Inteligente venía de una fase centrada en nodos, difusión técnica, estandarización y apoyo a la Hoja de Ruta Smart Grids Colombia Visión 2030, y se preparaba para una etapa de mayor estructuración metodológica, basada en Grupos de Trabajo Colaborativo, proyectos sectoriales, referenciamientos y productos técnicos con mayor orientación a resultados (Colombia Inteligente, 2016, 2017).

Entre 2013 y 2016, la contribución principal de Colombia Inteligente fue crear masa crítica. Esto significó formar personas, conectar instituciones, promover estándares, apoyar estudios, construir documentos, organizar talleres y ampliar el conocimiento sectorial sobre tecnologías emergentes. Aunque el país aún no avanzaba de manera significativa en despliegue masivo de AMI, automatización o DER, sí contaba con una comunidad técnica más informada y con mejores referencias para discutir la transformación del sistema eléctrico.

3.3. Fortalecimiento del trabajo colaborativo (2017 - 2020)

A partir de 2017, Colombia Inteligente entró en una etapa de mayor formalización del trabajo colaborativo. La reevaluación estratégica realizada en 2016 permitió definir nuevos ejes de trabajo orientados a la transformación del sistema eléctrico, el usuario inteligente y las decisiones robustas y oportunas. La organización también estructuró cuatro líneas de gestión: conocimiento, proyectos, sectorial y organizacional. Esta nueva etapa permitió pasar de nodos generales a Grupos de Trabajo Colaborativo con productos, entregables, metodologías y prioridades específicas (Colombia Inteligente, 2017).



Katharina Grosso Buitrago

"Colombia Inteligente es la clara representación de que el sector eléctrico decidió no esperar a que el futuro llegara para empezar a entenderlo.

Hace quince años hablábamos de redes inteligentes, medición avanzada, generación distribuida, almacenamiento, movilidad eléctrica, digitalización y participación activa de la demanda como transformaciones que había que estudiar y anticipar. Hoy muchas de ellas hacen parte de la conversación regulatoria, empresarial y operativa cotidiana del sector.

Por eso creo que la huella más profunda de Colombia Inteligente no está en una tecnología o en un proyecto particular. Está en haber construido una capacidad que sigue siendo indispensable: la de reunir empresas, instituciones, academia y expertos alrededor de preguntas que ningún actor puede resolver solo, convertir tendencias globales en conocimiento aplicable a nuestra realidad y transformar ese conocimiento en lineamientos para la toma de decisiones.

En un sector acostumbrado, por necesidad, a privilegiar la confiabilidad y la continuidad, Colombia Inteligente ayudó a incorporar otra capacidad igualmente estratégica: anticipar.

Quince años después, para mí ese es su mayor legado: haber creado un espacio donde el sector colombiano no solamente analiza el sistema que tiene, sino que aprende colectivamente a diseñar el sistema que va a necesitar."

Se definió a Colombia Inteligente como una red colaborativa conformada por empresas y entidades para facilitar la inserción integral y eficiente de sistemas inteligentes en la infraestructura del sector eléctrico colombiano, con el propósito de disminuir riesgos y maximizar beneficios para los actores de interés. Los principios definidos fueron fomentar soluciones tecnológicas integrales, acelerar la creación de valor mediante coparticipación intersectorial y compartir conocimientos para fortalecer el desarrollo tecnológico de empresas y entidades (Colombia Inteligente, 2017).

Durante 2017 se realizó un ejercicio participativo para identificar necesidades y priorizar proyectos. Este proceso incluyó entrevistas individuales con miembros, análisis de información, ideación de proyectos, elaboración de perfiles y estructuración de iniciativas. Como resultado, se identificaron temas como arquitectura tecnológica, espectro para servicios críticos, seguridad digital, Sistema Nacional de Redes Inteligentes, demanda activa, medición flexible, conexión de generación distribuida, almacenamiento, laboratorios de interoperabilidad, IoT, huella de carbono y normas de intercambio de información (Colombia Inteligente, 2017).

Ese año se conformaron cuatro Grupos de Trabajo Colaborativo: Demanda Activa, Medición Flexible, Conexión de Generación Distribuida y Almacenamiento. Cada grupo se orientó a producir referenciamientos, lineamientos, recomendaciones o formulaciones de proyectos. Esta metodología fortaleció la capacidad de Colombia Inteligente para pasar de la discusión general a productos concretos y construidos por consenso.

Los GTC se convirtieron en espacios para integrar experiencias de empresas, entidades públicas, universidades y actores técnicos, evitando duplicidades y buscando recomendaciones aplicables al contexto colombiano (Colombia Inteligente, 2017).

Bayron Andrés Calvache Vallejo

"En el ámbito profesional y académico, participar en los grupos de trabajo colaborativo me ha permitido conocer de primera mano diversas experiencias en redes eléctricas inteligentes en Colombia, así como profundizar en la adopción de nuevas tecnologías con una perspectiva integral (visión 360°). Esta experiencia ha enriquecido significativamente mi labor docente, facilitando la incorporación de casos reales de aplicación en los cursos a mi cargo. A nivel de país, considero que el rol de Colombia Inteligente ha sido determinante: no solo ha contribuido al cierre de brechas técnicas, sino que ha promovido consensos clave en materias críticas como la interoperabilidad y la ciberseguridad, consolidando a su vez un diálogo efectivo entre Estado - Industria - Academia para acelerar la transición energética."

El GTC de Demanda Activa buscó identificar el potencial de participación de la demanda bajo diferentes escenarios de incentivos adaptables a Colombia. El GTC de Medición Flexible se enfocó en un piloto de medidores con display virtualizado y medición centralizada. El GTC de Conexión GD trabajó recomendaciones para habilitar una inserción confiable, segura y ágil de la generación distribuida y autogeneración. El GTC de Almacenamiento desarrolló referenciamiento regulatorio, normativo, tecnológico y de modelos de negocio para identificar condiciones habilitantes del almacenamiento en el sistema eléctrico colombiano (Colombia Inteligente, 2017).

En paralelo, Colombia Inteligente participó en la iniciativa Grid Edge Transformation Colombia, articulada con el Ministerio de Minas y Energía y la UPME en el marco del World Economic Forum. Esta iniciativa produjo un documento estratégico con acciones para acelerar la transformación del sistema eléctrico colombiano en modelos de negocio, despliegue tecnológico, electrificación del transporte y microrredes sostenibles en zonas no interconectadas. Esta participación reforzó el papel de Colombia Inteligente como espacio de articulación entre tendencias internacionales, política pública y prioridades sectoriales (Colombia Inteligente, 2017).

Entre 2018 y 2020, la lógica de trabajo colaborativo continuó evolucionando hacia temas de mayor complejidad: integración de recursos energéticos distribuidos, arquitectura tecnológica, medición avanzada, ciberseguridad, modernización de red, respuesta de la demanda, resiliencia y gestión de datos. Colombia Inteligente empezó a consolidarse como un mecanismo recurrente de análisis sectorial.



Juan Manuel Gers Ospina
"El aporte de Colombia Inteligente ha sido enorme y de gran beneficio para nuestro sistema eléctrico que sigue siendo un gran referente internaciional. La imagen de Colombia Inteligente ha sido ponderada en muchos países."

Los productos dejaron de ser únicamente boletines o eventos y pasaron a incluir referenciamientos, guías, lineamientos, recomendaciones regulatorias, pilotos y propuestas de arquitectura (Colombia Inteligente, 2021).

El periodo 2017 - 2020 también permitió identificar aprendizajes metodológicos. La iniciativa reconoció la importancia de fomentar participación presencial para maximizar compromiso, construir entregables mediante discusión y consenso, evitar la multiplicidad de grupos con temáticas similares y fortalecer herramientas de análisis de datos y vigilancia tecnológica. Estos aprendizajes reflejan una comprensión madura del trabajo colaborativo: no basta convocar actores, se requiere metodología, facilitación, continuidad, productos claros y conexión con necesidades reales del sector (Colombia Inteligente, 2017, 2021).

El fortalecimiento del trabajo colaborativo no transformó por sí solo el sistema eléctrico colombiano, pero sí generó una base de conocimiento sectorial y una cultura de discusión técnica que antes era menos estructurada. Colombia Inteligente ayudó a que temas como demanda activa, almacenamiento, AMI, DER, ciberseguridad, interoperabilidad y telecomunicaciones críticas fueran abordados por grupos técnicos multisectoriales, con insumos útiles para empresas, reguladores, planificadores y formuladores de política.



Fabio Eduardo Giraldo Cardona
"Colombia Inteligente ha sido muy importante ya que ha convocado espacios de interacción y construcción desde diferentes actores del sector y ha planteado caminos a seguir."

3.4. Nuevos desafíos para la transformación (2021 - 2025)

Entre 2021 y 2025, el contexto sectorial cambió de manera significativa. La conversación sobre redes inteligentes empezó a integrarse con la transición energética, la digitalización, la resiliencia, la participación de usuarios, las comunidades energéticas, la gestión de datos, la ciberseguridad, la flexibilidad, la inteligencia artificial y la sostenibilidad. Colombia Inteligente adaptó su agenda a estos nuevos desafíos manteniendo sus líneas de trabajo en generación de conocimiento, proyectos tecnológicos colaborativos, fortalecimiento sectorial y sostenibilidad organizacional (Colombia Inteligente, 2021, 2025).

Durante este periodo, los Grupos de Trabajo Colaborativo abordaron temas como Demanda Activa, Integración AMI, Integración DER, Arquitectura Tecnológica, Modernización de Red y Redes Inteligentes en Alta Tensión. Los productos incluyeron guías, pilotos, lineamientos, referenciamientos y documentos estratégicos. Entre los resultados se destacan guías para programas de respuesta de la demanda, arquitectura AMI con casos de uso, recomendaciones sobre interoperabilidad, perfiles funcionales para operadores de sistema de distribución, intercambio de datos DER, métricas de modernización, recomendaciones para DERMS y estrategias de digitalización sectorial (Colombia Inteligente, 2021, 2022, 2023, 2024, 2025).

La respuesta de la demanda se consolidó como una línea estratégica. Colombia Inteligente trabajó en programas de RD, análisis de tarifas intradiarias, señales de mercado, incentivos regulatorios y posibilidades de participación de la demanda. Este tema resultaba especialmente importante porque conecta la medición avanzada, la información al usuario, la flexibilidad del sistema y la eficiencia operacional. Sin embargo, los informes también muestran que la implementación efectiva de estos mecanismos depende de AMI, regulación, datos confiables, cultura energética y modelos de negocio adecuados (Colombia Inteligente, 2021).



Gerardo Rojas Sierra
"El trabajo colaborativo, el discernimiento de la tecnología y la regulacion junto con un gran impulso de investigación e innovación han hecho que Colombia Inteligente sea de gran apoyo para las entidades, el sector eléctrico y en los ultimos años el reconocimiento de las instituciones adscritas al Gobierno Nacional"

La integración de AMI fue otra línea prioritaria. Los documentos revisados destacan el desarrollo de arquitectura AMI, catorce casos de uso, modelos de interoperabilidad basados en estándares como IEC 61968 e IEC 62559, gestión de datos, campañas de apropiación y discusiones sobre gobernanza. Este énfasis refleja una evolución importante: AMI dejó de verse únicamente como cambio de medidores y empezó a entenderse como una infraestructura de datos, operación, usuario y mercado (Colombia Inteligente, 2021, 2025).

La integración de DER también adquirió mayor relevancia. Colombia Inteligente trabajó recomendaciones para tecnologías DER, DERMS, OpenADR, IEEE 1547, generación distribuida, autogeneración, medición, conexión, almacenamiento y nuevos modelos de participación. Estos temas se volvieron críticos ante el crecimiento de la generación solar distribuida, la necesidad de mayor flexibilidad y la discusión sobre comunidades energéticas. La iniciativa contribuyó a identificar brechas en estándares, datos, comunicaciones, regulación, capacitación y modelos empresariales (Colombia Inteligente, 2021, 2025).

La ciberseguridad y la arquitectura tecnológica se convirtieron en desafíos transversales. Se analizaron metodologías, adopción de enfoques como NIST-CSF, mapas de madurez sectorial, diseño de estructuras tipo CSIRT para el sector eléctrico y alineación regulatoria. Estas actividades son relevantes porque la digitalización del sistema eléctrico incrementa la exposición a riesgos cibernéticos, dependencia de comunicaciones, gestión de datos críticos y necesidad de protocolos sectoriales (Colombia Inteligente, 2021).



Brayan Andres Arboleda Tabares

"Los espacios de los Grupos de Trabajo Colaborativo han sido fundamentales para promover el intercambio de conocimiento entre los diferentes actores del sector eléctrico de manera focalizada. Me han permitido compartir experiencias y recomendaciones, así como conocer diversas perspectivas técnicas, regulatorias, económicas y sociales, enriqueciendo la comprensión de los desafíos y oportunidades que plantea la transición energética en nuestro contexto nacional. A nivel profesional, representan una oportunidad permanente de referenciamiento, actualización, aprendizaje y crecimiento; mientras que, para las organizaciones y el sector, se convierten en un mecanismo efectivo para impulsar la innovación, fortalecer la articulación y generar datos para la toma de decisiones. Este espacio me apasiona porque reafirma que, a partir de nuestras capacidades, experiencia y un propósito común, podemos trabajar de manera colaborativa para aportar al desarrollo del país y a la constante evolución de sector eléctrico."

La modernización de red también se abordó mediante métricas de digitalización, resiliencia y flexibilidad. Los informes identifican indicadores como implementación de medidores avanzados, integración DER/EV, consumo renovable, SAIDI, SAIFI, CAIDI, MAIFI, CEMI, observabilidad, controlabilidad, congestión, coordinación DSO-TSO y almacenamiento. Este enfoque permitió pasar de un análisis cualitativo sobre "red inteligente" a una discusión basada en medición de avance, desempeño y brechas (Colombia Inteligente, 2021, 2025).

A pesar de estos avances, persistieron barreras para convertir el conocimiento y los pilotos en despliegue tecnológico masivo. Entre las barreras técnicas se identificaron estándares nacionales aún no plenamente consolidados, cobertura limitada de comunicaciones, baja automatización, gestión fragmentada de datos, interoperabilidad pendiente y ausencia de procesos maduros ante fallas digitales. A ellas se sumaron capacitación insuficiente, baja apropiación de modelos de negocio DER, necesidad de incentivos regulatorios y limitaciones para escalar pilotos. Estas brechas coinciden con el diagnóstico del capítulo 2: Colombia ha podido avanzar en el diseño de condiciones habilitantes y en la discusión técnica más que en la implementación tecnológica a gran escala (Colombia Inteligente, 2021, 2025).

La sostenibilidad organizacional también fue un desafío. La transformación sectorial requiere instituciones estables, y Colombia Inteligente ha debido gestionar su propia sostenibilidad mientras impulsa una agenda de largo plazo (Colombia Inteligente, 2021, 2025).

En este periodo, Colombia Inteligente amplió su repositorio de conocimiento y vigilancia tecnológica. La vigilancia tecnológica de enfocó en energía, digitalización y sostenibilidad, además de comunicados, documentos sectoriales y material disponible para la comunidad. El monitoreo tiene un valor estratégico porque permite que el sector anticipe tendencias, compare experiencias y construya criterio técnico frente a tecnologías emergentes como inteligencia artificial, big data, blockchain, almacenamiento, movilidad eléctrica, hidrógeno, economía circular y digitalización de redes (Colombia Inteligente, 2021, 2025).

Así, entre 2021 y 2025, Colombia Inteligente enfrentó el reto de actualizar su agenda sin perder su esencia: ser un espacio de colaboración, conocimiento y señales estratégicas. La iniciativa no puede atribuirse la transformación del sistema eléctrico, pero sí puede demostrar que ha contribuido a mantener viva una conversación técnica rigurosa sobre los habilitadores que el país requiere para avanzar hacia un sistema eléctrico más limpio, inteligente, flexible y centrado en los usuarios.

3.5. Principales hitos e impacto de Colombia Inteligente

La contribución principal de Colombia Inteligente ha sido construir una plataforma de colaboración técnica para articular actores, generar conocimiento, formular propuestas, apoyar estudios, promover estándares, impulsar proyectos, facilitar el relacionamiento internacional y mantener vigente la discusión sobre sistemas eléctricos inteligentes. La materialización de esta transformación depende de tomar decisiones y procesos de apropiación por parte de los diferentes actores del sector. En este contexto, la Alianza ha contribuido a consolidar capacidades, alinear visiones y generar espacios de cooperación que han favorecido la evolución y modernización del sistema eléctrico colombiano (Colombia Inteligente, 2012, 2025).

Entre los hitos iniciales se destacan la conformación del Comité Directivo en 2011, la definición de principios de orientación, información y colaboración, la creación de grupos de trabajo, la misión USTDA a Estados Unidos, la firma del acuerdo NIST-ICONTEC-Colombia Inteligente y el apoyo a la cooperación técnica BID que dio origen a la Hoja de Ruta Smart Grids Colombia Visión 2030.

Estos hitos fueron relevantes porque articularon conocimiento internacional, normalización, política pública y visión sectorial en una etapa en la que el país apenas empezaba a discutir redes inteligentes (Colombia Inteligente, 2011a, 2012, 2014). En materia de capacidades, se destacan los cursos, seminarios, talleres de interoperabilidad, participación en eventos nacionales e internacionales, boletines técnicos y documentos de referenciamiento.

Estas acciones ayudaron a formar una comunidad técnica alrededor de temas que en su momento eran emergentes: AMI, IEC 61850, CIM, PMU, WAMS, ciberseguridad, microrredes, respuesta de la demanda, almacenamiento y movilidad eléctrica. La creación de capacidades ha sido uno de los aportes más consistentes de Colombia Inteligente (Colombia Inteligente, 2013, 2015).

En trabajo colaborativo, el hito más relevante fue la consolidación de los GTC desde 2017. Estos grupos permitieron producir documentos y propuestas sobre demanda activa, medición flexible, generación distribuida, almacenamiento, arquitectura tecnológica, AMI, DER y modernización de red. Su valor no está únicamente en los documentos finales, sino en el proceso de construcción colectiva, donde empresas, entidades, universidades y expertos compartieron información, discutieron barreras y generaron consensos mínimos sobre temas complejos (Colombia Inteligente, 2017, 2021).

En relacionamiento sectorial, Colombia Inteligente ha articulado actores como Ministerio de Minas y Energía, UPME, CREG, CNO, CAC, COCIER, CIDET, CINTEL, empresas de energía, gremios, universidades, clústeres, organismos internacionales y proveedores tecnológicos. Esta capacidad de convocatoria ha sido fundamental para conectar agendas que, de otra forma, podrían avanzar de manera fragmentada. La iniciativa también ha fortalecido la interacción entre empresa y academia, promoviendo proyectos, talleres y espacios de formación aplicada (Colombia Inteligente, 2013, 2017).



Idi Amin Isaac-Millán

"Colombia Inteligente es una iniciativa poderosísima, es todo un símbolo de unidad sectorial, de renuncia a los egos y de trabajo conjunto efectivo. Personalmente la participación en CI ha enriquecido mi visión, profundizado mi capacidad crítica y mi sentido prospectivo del sector y la profesión. Participar de CI me ha permitido transmitir a los estudiantes en la UPB toda esta valiosa experiencia, lo cual ha modelado en parte sus procesos de aprendizaje. Para el sector CI, sin duda, ha representado mas que un agrupador valioso, una brújula permanente para la apropiación tecnológica y sus transiciones."

En términos de influencia, desde su rol, Colombia Inteligente ha aportado insumos para discusiones de política, regulación y estandarización, especialmente en AMI, generación distribuida, demanda activa, almacenamiento, interoperabilidad, arquitectura tecnológica, integración DER, servicios de flexibilidad, tecnologías de mejora de la red, areneros regulatorios, telecomunicaciones críticas y ciberseguridad. Su aporte ha sido consultivo y técnico, no vinculante, pero ha contribuido a que el sector cuente con mejores elementos de juicio para discutir decisiones regulatorias y de planeación (Colombia Inteligente, 2014, 2021, 2025). El principal impacto intangible ha sido la construcción de trabajo colaborativo.

Durante quince años, la iniciativa ha permitido que actores con intereses distintos se sienten a conversar sobre problemas comunes, compartan experiencias, identifiquen barreras y reconozcan que la modernización del sistema eléctrico requiere colaboración. En un sector altamente técnico, regulado y con inversiones de largo plazo, este tipo de trabajo sectorial es un activo estratégico (Colombia Inteligente, 2017, 2025).

Otro impacto importante ha sido mantener una narrativa prudente pero persistente sobre la transformación. Colombia Inteligente ha promovido la idea de que las redes inteligentes no son una moda tecnológica, sino un conjunto de capacidades necesarias para mejorar calidad, eficiencia, resiliencia, sostenibilidad, participación de usuarios y flexibilidad. De hecho, la transformación sigue siendo una tarea pendiente y que varios habilitadores críticos aún presentan rezagos importantes (Colombia Inteligente, 2021, 2025).



Carolina León Torres

"Los espacios de Colombia Inteligente han contribuido significativamente a mi desarrollo profesional al permitirme conocer tendencias, tecnologías y experiencias relevantes para la transformación digital del sector eléctrico. Para la organización para la cual trabajo y la cual participó como Coordinador Técnico nos permitió crear fuentes de conocimientos, relacionamiento estratégico y buenas prácticas que fortalecen la toma de decisiones y el desarrollo de proyectos innovadores. Para el sector eléctrico colombiano, estos espacios han impulsado la colaboración entre actores, la generación de conocimiento y la construcción de iniciativas que apoyan la transición hacia un sistema eléctrico más inteligente, eficiente y sostenible."

Colombia Inteligente ha sido una organización de construcción de condiciones. Su aporte no se mide principalmente en kilómetros de red automatizada, medidores instalados o megavatios distribuidos, sino en capacidades generadas, discusiones habilitadas, documentos producidos, actores articulados, aprendizajes compartidos y señales estratégicas entregadas al sector. En un país donde la transformación tecnológica del sistema eléctrico avanza de manera gradual y desigual, este papel ha sido relevante para sostener una visión de largo plazo y preparar al sector para decisiones que todavía deben acelerarse.

Capacidades y Conocimiento

+191 documentos

- **50** Referenciamientos
- **70** Lineamientos
- **40** Sectoriales
- **30** Artículos
- **1** Glosario

+17 Grupos de Trabajo Colaborativo (GTC)

+475 Boletín Tendencias

Proyectos tecnológicos

+20 Estructurados / Ejecutados

Espectro, RD, OSD, Comunidades Energéticas, Arquitectura tecnológica DER/AMI, Intercambio datos, Flexibilidad, DLR, LNCE.

Aliados

14 Nacionales

CINTEL, CNO, COCIER, FENOGE, MINENERGÍA, UPME, ANDESCO, Cámara Cali-Clúster, UNALMED, UNIVALLE, UPB, USTA, WEC, CENC-IEC.co, Mesa DER.

7 Internacionales

WEF, CIER, Univ. Queensland, USAID, Banco Mundial, Carbon Trust, IEA, EPRI.

Aporte proactivo

Participación de las entidades de gobierno en CD/GTC

+46
Sesiones/taller

+195
Eventos divulgación

+18
Documentos colaborativos

19
Actividades proyectos con recursos de 3eros



Eduin Garcia Arbelaez

"Para mí ha sido un gran honor ser parte de la creación y consolidación de la alianza Colombia Inteligente, como un espacio de trabajo colaborativo y de aprendizaje con las empresas que la conforman. Siempre he considerado que integrar diferentes experiencias, conocimientos y visiones permite enriquecer las discusiones, construir soluciones y a los diferentes retos que tenemos como sector y país. En este sentido, Colombia Inteligente ha sido un ejemplo de cómo la suma de capacidades y esfuerzos genera valor para el sector. Durante estos 15 años, Colombia Inteligente se ha consolidado como un referente técnico y de consulta en todo lo relacionado con redes inteligentes. Su aporte al sector eléctrico colombiano ha sido invaluable, gracias a los diferentes productos y resultados logrados ,que han contribuido al desarrollo del sector, al intercambio de conocimiento y a la construcción de una visión compartida sobre el despliegue y desarrollo de las redes inteligentes."

Referencias bibliográficas

Colombia Inteligente. (2011a). Acta primera reunión Comité Directivo. Cartagena, Colombia, noviembre 2 de 2011. En ColombiaInteligente_InformeGestion_2011-2025.pdf. Documento interno consolidado.

Colombia Inteligente. (2011b). Acta segunda reunión Comité Directivo. Medellín, Colombia, diciembre 13 de 2011. En ColombiaInteligente_InformeGestion_2011-2025.pdf. Documento interno consolidado.

Colombia Inteligente. (2012). Informe de gestión Colombia Inteligente 2012. En ColombiaInteligente_InformeGestion_2011-2025.pdf. Documento interno consolidado.

Colombia Inteligente. (2013). Informe de gestión 2013. En ColombiaInteligente_InformeGestion_2011-2025.pdf. Documento interno consolidado.

Colombia Inteligente. (2014). Informe de gestión 2014. En ColombiaInteligente_InformeGestion_2011-2025.pdf. Documento interno consolidado.

Colombia Inteligente. (2015). Informe de gestión 2015. En ColombiaInteligente_InformeGestion_2011-2025.pdf. Documento interno consolidado.

Colombia Inteligente. (2017). Informe de gestión 2017. En ColombiaInteligente_InformeGestion_2011-2025.pdf. Documento interno consolidado.

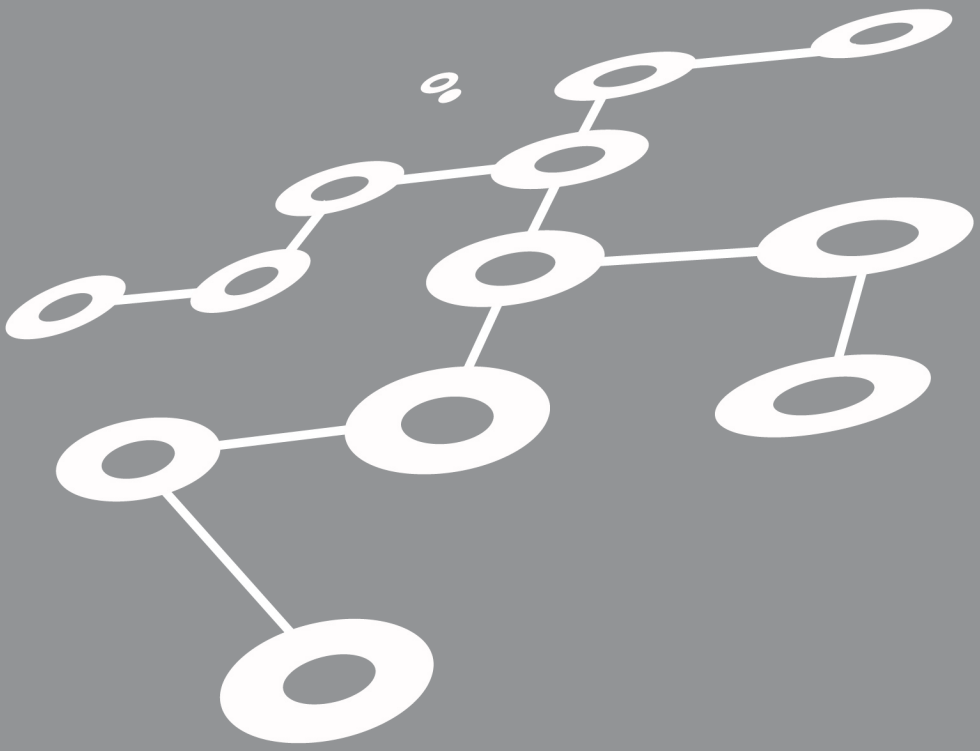
Colombia Inteligente. (2021). Informe de gestión Colombia Inteligente 2021. En ColombiaInteligente_InformeGestion_2011-2025.pdf. Documento interno consolidado.

Colombia Inteligente. (2022). Informe de gestión Colombia Inteligente 2022. En ColombiaInteligente_InformeGestion_2011-2025.pdf. Documento interno consolidado.

Colombia Inteligente. (2023). Informe de gestión Colombia Inteligente 2023. En ColombiaInteligente_InformeGestion_2011-2025.pdf. Documento interno consolidado.

Colombia Inteligente. (2024). Informe de gestión Colombia Inteligente 2024. En ColombiaInteligente_InformeGestion_2011-2025.pdf. Documento interno consolidado.

Colombia Inteligente. (2025). Informe de gestión Colombia Inteligente 2025. En ColombiaInteligente_InformeGestion_2011-2025.pdf. Documento interno consolidado.



04

ACCIONES PARA ACELERAR LA TRANSFORMACIÓN HACIA UN SISTEMA ELÉCTRICO LIMPIO, INTELIGENTE, RESILIENTE Y FLEXIBLE

4. ACCIONES PARA ACELERAR LA TRANSFORMACIÓN HACIA UN SISTEMA ELÉCTRICO LIMPIO, INTELIGENTE, RESILIENTE Y FLEXIBLE

Colombia cuenta hoy con un marco habilitante relevante para la transición energética, la integración de fuentes renovables, la autogeneración, la generación distribuida, la movilidad eléctrica, las comunidades energéticas, la medición avanzada y la modernización de redes. Sin embargo, el balance sectorial muestra que la transformación efectiva del sistema eléctrico aún avanza de manera desigual. Mientras la generación renovable distribuida y la electrificación del transporte empiezan a mostrar señales de crecimiento, los habilitadores estructurales de un sistema eléctrico inteligente, como AMI, automatización avanzada de la red, gestión de datos, interoperabilidad, ciberseguridad, telecomunicaciones críticas, plataformas de gestión, tecnologías flexibles (GET) y servicios de flexibilidad, presentan rezagos significativos.

Esta situación genera una paradoja para el país: los recursos distribuidos, la movilidad eléctrica, las comunidades energéticas y los nuevos usos de la electricidad pueden crecer más rápido que las capacidades operativas necesarias para integrarlos de forma segura, eficiente y confiable. Si esta brecha no se cierra, Colombia podría enfrentar mayores restricciones de conexión, congestiones locales, deterioro de indicadores de calidad, pérdida de oportunidades de flexibilidad, duplicidad de inversiones, baja apropiación ciudadana y mayor exposición a riesgos cibernéticos y operativos.

La transformación hacia un sistema eléctrico limpio e inteligente no se logra únicamente mediante leyes, resoluciones o proyectos tecnológicos. Requiere una agenda de ejecución que articule política pública, regulación, planeación, inversión, normalización, datos, capacidades humanas, innovación, usuarios y mecanismos de seguimiento. Colombia Inteligente propone cinco líneas de trabajo: visión de largo plazo, digitalización y ciberresiliencia, integración de recursos distribuidos y flexibilidad del sistema, participación efectiva del consumidor, y fortalecimiento de capacidades nacionales e innovación.

> **Juan Camilo López Llano**
> *"Donde el sector eléctrico se sienta a pensar en futuro sin la presión de defender una sola posición. Su neutralidad es justamente lo que los hace valiosos: en la misma mesa conviven generadores, comercializadores, reguladores y nuevos agentes, y esa diversidad nos ha obligado a salir de la lógica del negocio del día a día para comprender hacia dónde se mueve la energía en el país. Ahí confirmamos algo que hoy guía nuestra manera de participar en el mercado: la regulación no es un techo que se acata, sino una conversación que se construye entre todos. Entre propuestas, laboratorios y debates honestos, estos espacios nos han ayudado a proponer, a escuchar al mercado y a ser parte activa de la transición energética, en lugar de solo reaccionar a ella."*

La agenda inicial sintetiza estas líneas; este capítulo desarrolla sus acciones, los retos que abordan, las consecuencias de no ejecutarlas y los indicadores de evaluación.

Las cinco líneas forman una agenda interdependiente. La política de largo plazo define la orientación; la digitalización permite observar y operar el sistema; los recursos distribuidos aportan flexibilidad, resiliencia y descarbonización; y los usuarios convierten la transformación en valor social y económico. Las capacidades nacionales completan esta articulación al permitir que el país adapte, valide y escale tecnologías según sus realidades territoriales, regulatorias y operativas, sin depender únicamente de soluciones importadas.

Los indicadores de esta agenda distinguen tres niveles: habilitación institucional, ejecución y resultados. La adopción de una política, guía o mecanismo verifica una condición habilitante; las acciones realizadas y los recursos movilizados describen ejecución; y los cambios en calidad, flexibilidad, costos o participación permiten evaluar resultados.



Luisa Fernanda Buitrago Arroyave

"Ser parte de Colombia Inteligente durante cuatro años fue una experiencia muy gratificante y retadora, que marcó mi crecimiento personal y profesional. Mi camino comenzó apoyando proyectos de investigación como externa y, posteriormente, tuve la oportunidad de vincularme como facilitadora de trabajo colaborativo, participar en proyectos relacionados con la gestión de la demanda y asumir nuevos retos en el área de investigación.

Una de las cosas más valiosas de esta experiencia fue conocer y trabajar con personas extraordinarias, con grandes conocimientos y un compromiso con el desarrollo del sector eléctrico colombiano. Cada proyecto, cada conversación y cada espacio de colaboración representaron una oportunidad para aprender y ampliar mi visión. La investigación despertó una curiosidad constante: cuanto más conocía sobre las nuevas tecnologías y las tendencias nacionales e internacionales, más quería aprender y comprender cómo estos avances podían contribuir a transformar el sector y a encontrar soluciones para enfrentar sus desafíos, especialmente en momentos de crisis.

Considero que una de las huellas más importantes que Colombia Inteligente ha dejado durante estos 15 años ha sido su capacidad para reunir personas, instituciones y conocimientos alrededor de objetivos comunes. Ha logrado construir puentes entre la academia, las empresas y el Gobierno, generando espacios de diálogo, intercambio de experiencias y trabajo colaborativo que han contribuido a impulsar la innovación y el desarrollo del sector eléctrico colombiano.

Hoy recuerdo esos años con mucho cariño y gratitud. Me siento orgullosa de haber aportado a una parte de esta historia y, sobre todo, agradecida por las personas que conocí, los conocimientos que adquirí y las experiencias que viví. Colombia Inteligente dejó una huella muy especial en mi vida profesional y me reafirmó que el conocimiento adquiere mayor valor cuando se comparte y que las grandes transformaciones se construyen trabajando juntos."

Para aplicar cada indicador se requiere precisar su línea base, unidad, universo de referencia, fuente de información, periodicidad y responsable del reporte. En particular, los porcentajes deben indicar su denominador y ningún indicador de actividad sustituye por sí solo una evaluación de impacto.

4.1. Política con visión de largo plazo

"Establecer una política con visión de largo plazo que oriente la transformación hacia un sistema eléctrico limpio e inteligente, dando continuidad a las decisiones y la planificación necesarias para alcanzar los objetivos trazados, en armonía con la evolución tecnológica, sectorial y normativa, y promoviendo la apropiación social de la infraestructura requerida para materializar esta visión"

La primera condición para acelerar la transformación es contar con una política sectorial de largo plazo que integre, en una sola visión ejecutable, transición energética, modernización de redes, digitalización, flexibilidad, resiliencia, participación ciudadana, recursos energéticos distribuidos y sostenibilidad financiera. Colombia ha avanzado en múltiples instrumentos, pero estos se encuentran dispersos en políticas, planes, regulaciones, estudios, normas técnicas y programas institucionales. Esa dispersión dificulta priorizar inversiones, coordinar entidades, medir avances y construir una señal clara para empresas, usuarios, inversionistas, academia y proveedores tecnológicos.

Una política de largo plazo debiese permitir que el país pase de una lógica de habilitación normativa fragmentada a una lógica de transformación gestionada. Esto implica definir una arquitectura objetivo del sistema eléctrico colombiano, establecer metas medibles, priorizar funcionalidades, asignar responsabilidades, determinar mecanismos de financiamiento y crear un sistema de seguimiento público. No se trata de formular una nueva visión conceptual, sino de ordenar la visión existente y convertirla en una hoja de ejecución para la próxima década.

La política propuesta reconoce que un sistema eléctrico limpio e inteligente requiere más que una mayor participación de generación renovable.

Debe ser observable, automatizado, interoperable, flexible, ciberseguro, resiliente y asequible, y tener capacidad para integrar usuarios activos, recursos energéticos distribuidos y nuevos modelos de prestación del servicio. Su evaluación se orienta a resultados verificables: calidad del servicio, reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, integración eficiente de DER, avance de AMI, despliegue de automatización, participación de la demanda, flexibilidad, resiliencia, reducción de emisiones y apropiación efectiva por parte de los usuarios.

#	Acción	Reto que aborda	Impacto si no se hace la acción	Indicador de evaluación
1	**Revisión y priorización de acciones** para el cumplimiento de **metas nacionales 2030 y 2050** (medición avanzada, planes de inversión, DER, entre otros).	Existen metas, estudios y lineamientos dispersos, pero no una priorización ejecutiva de acciones críticas.	El país puede mantener una agenda amplia pero poco ejecutable, con avances parciales y sin foco en las capacidades de mayor impacto.	• Matriz nacional de acciones priorizadas publicada y actualizada. • Indicador Si/No: matriz adoptada. • Porcentaje de acciones con responsable, plazo y fuente de financiación definida.
2	Formular la **política de modernización del sistema eléctrico**, liderada por MINENERGÍA con organizaciones del sector eléctrico y convergentes (MINTIC, MINAMBIENTE, MINTRANSPORTE). La política orientada a lograr **un sistema inteligente** (Digitalización y datos para un servicio moderno, accesible y asequible), **un sistema flexible** (Adaptabilidad con nuevos actores y existentes con mayor participación) y **un sistema resiliente** (Físico y digital para garantizar continuidad del servicio).	Falta una política integrada que articule energía, digitalización, telecomunicaciones, transporte, ambiente, usuarios y nuevas tecnologías.	La modernización seguirá fragmentada entre sectores, con baja coordinación entre decisiones energéticas, digitales, ambientales y de movilidad.	• Indicador Si/No: política expedida mediante instrumento formal. • Número de entidades vinculadas. • Porcentaje de líneas de la política con metas e instrumentos definidos.
3	Definir el **mecanismo de financiamiento y gobernanza** para la toma de decisión y su continuidad de acciones para modernización del sistema eléctrico, con agenda trimestral, seguimiento público y capacidad para resolver barreras interinstitucionales.	Las decisiones de modernización requieren continuidad institucional, recursos y coordinación entre entidades.	Las barreras regulatorias, financieras y técnicas pueden permanecer sin responsable claro, retrasando AMI, ADA, datos, DER y flexibilidad.	• Indicador Si/No: mecanismo de gobernanza creado. • Número de sesiones anuales realizadas. • Número de barreras gestionadas o cerradas por año. • Monto de recursos asignados o movilizados.
4	Implementar un mecanismo de **planeación anticipatoria y adaptativa** del sistema eléctrico, respaldada por **señales regulatorias y económicas de largo plazo** que habiliten oportunamente inversiones en redes, almacenamiento y nuevas tecnologías, reconociendo su aporte a la confiabilidad, resiliencia y flexibilidad del sistema	Falta de planeación de largo plazo y de señales estables para desarrollar redes, almacenamiento y nuevas tecnologías de forma oportuna.	Mayor riesgo de congestiones, retrasos en inversiones, mayores costos operativos y menor confiabilidad, resiliencia y flexibilidad del sistema.	• Marco de planeación anticipatoria y adaptativa implementado • Porcentaje de acciones ejecutadas frente al plan aprobado.
5	Crear un **observatorio nacional de modernización del sistema eléctrico**, sistemas multienergéticos y ciudades inteligentes con indicadores sobre medición avanzada, digitalización de la red, recursos distribuidos, calidad del servicio, gestión de pérdidas, flexibilidad y resiliencia.	No existe una trazabilidad pública, periódica y consolidada del avance real de la modernización del sistema eléctrico.	Se limita la rendición de cuentas y se dificulta corregir desviaciones entre la política, la regulación y el despliegue real.	• Indicador Si/No: observatorio en operación. • Frecuencia de publicación semestral. • Número de indicadores publicados. • Porcentaje de operadores o mercados con información reportada.

Las actividades anteriores convierten la visión de largo plazo en una ruta de ejecución institucional. La priorización permite focalizar recursos en los habilitadores de mayor impacto; la política integrada articula decisiones energéticas, digitales, ambientales y de movilidad; la gobernanza asegura continuidad y resolución de barreras; y el observatorio aporta trazabilidad pública sobre avances, rezagos y resultados. En conjunto, estas acciones reducen la fragmentación y crean una señal clara para que agentes, entidades y usuarios orienten sus inversiones hacia una modernización medible del sistema eléctrico.

4.2. Sistema digital, automatizado y ciberresiliente

"Impulsar un sistema eléctrico digital, automatizado y ciberresiliente, soportado en infraestructuras digitales y telecomunicaciones interoperables, con medición avanzada, observabilidad y una gestión integral de datos que asegure su gobernanza, calidad, disponibilidad, interoperabilidad y la gestión integral de riesgos de ciberseguridad, permitiendo convertir la información del sistema en inteligencia para la operación, planeación y mejora continua del servicio"

La digitalización es el habilitador principal del sistema eléctrico inteligente. Sin información oportuna, confiable y accionable, el sistema no puede integrar recursos distribuidos, gestionar demanda, operar almacenamiento, habilitar tarifas dinámicas, mejorar calidad, reducir pérdidas ni anticipar eventos. Sin automatización, la red seguirá respondiendo de forma lenta ante fallas, congestiones y condiciones cambiantes. Sin ciberseguridad, la conectividad ampliará la superficie de riesgo y podría comprometer la continuidad de un servicio esencial.

Colombia presenta avances puntuales en sistemas SCADA, PMU, automatización de subestaciones, medición avanzada, gestión de activos y pilotos tecnológicos. No obstante, el despliegue sigue siendo desigual, especialmente en distribución. La baja penetración de AMI, ADMS, FLISR, MDM, DERMS, subestaciones digitales, tecnologías flexibles, telecomunicaciones críticas y capacidades de ciberseguridad evidencia que el sistema aún no cuenta con una capa digital suficientemente robusta para operar una red distribuida y flexible.

Esta línea de trabajo busca convertir la digitalización en una capacidad operativa de país. Ello implica acelerar AMI, definir gobernanza de datos, desarrollar automatización avanzada, asegurar interoperabilidad, integrar telecomunicaciones de misión crítica, fortalecer ciberseguridad y construir indicadores de resiliencia digital.

La digitalización no puede concebirse únicamente como un costo tecnológico aislado, sino como una inversión estratégica y estructural que contribuye a fortalecer la confiabilidad, eficiencia, flexibilidad y resiliencia del sistema eléctrico, reducir las pérdidas, mejorar la calidad del servicio y facilitar la integración de los recursos y tecnologías necesarios para avanzar en la transición energética.

A continuación, se presentan las actividades requeridas para pasar de iniciativas digitales dispersas a una arquitectura sectorial interoperable, segura y orientada a resultados operativos.

#	Acción	Reto que aborda	Impacto si no se hace la acción	Indicador de evaluación
6	Implementar una **arquitectura y perfil de datos de energía** basada en **estándares abiertos de interoperabilidad,** incluyendo funciones de gestión e intercambio, gobernanza, reglas de acceso, privacidad, protección de datos personales, trazabilidad, calidad, disponibilidad, ciberseguridad y **portabilidad del usuario.**	La información energética está fragmentada y no habilita plenamente servicios digitales, portabilidad, flexibilidad ni toma de decisiones basada en datos.	Se mantendrán silos de información, baja interoperabilidad, menor confianza del usuario y dificultad para desarrollar nuevos servicios.	• Indicador Si/No: arquitectura de datos adoptada. • Indicador Si/No: reglas de acceso y portabilidad definidas. • Número de casos de uso implementados. • Porcentaje de datos con estándares de calidad definidos.
7	Definir las pautas para el diseño y aprobación de **planes de mejora de calidad del servicio y resiliencia** soportado en proyectos de modernización y **recuperación autónoma del servicio**, sensórica, subestaciones digitales y sistemas de gestión avanzada de activos eléctrico y eventos, entre otras tecnologías.	La mejora de calidad y resiliencia aún depende principalmente de inversiones convencionales y no de capacidades avanzadas de automatización.	Persistirán mayores tiempos de interrupción, baja capacidad de recuperación y menor eficiencia en la operación de redes de distribución.	• Indicador Si/No: pautas expedidas por regulación o lineamiento sectorial. • Porcentaje de planes de inversión que incluyen proyectos de automatización y resiliencia. • Mejora anual de SAIDI, SAIFI y ENS en zonas intervenidas.
8	Requerir **hojas de ruta de digitalización e interoperabilidad** para los agentes del sector, promoviendo el uso de **estándares abiertos,** modelos de datos comunes y mecanismos seguros de intercambio de información.	Los agentes pueden avanzar con plataformas aisladas, dificultando la integración AMI, ADMS, DERMS, MDM, SCADA, OMS, GIS y sistemas comerciales.	Se consolidarán silos tecnológicos, duplicidad de inversiones y baja capacidad para gestionar activos, datos, DER y usuarios activos.	• Indicador Si/No: requisito regulatorio o sectorial establecido. • Porcentaje de agentes con hoja de ruta aprobada. • Número de sistemas integrados bajo modelos de datos comunes.
9	Definir con MinTIC y ANE la estrategia de asignación y uso de **telecomunicaciones de misión crítica** para el sector eléctrico, considerando espectro, latencia, cobertura, disponibilidad, redundancia, ciberseguridad y priorización de **activos críticos.**	Las telecomunicaciones críticas no están suficientemente articuladas con las necesidades de operación, automatización, AMI, DERMS y respuesta ante eventos.	La digitalización puede quedar limitada por baja conectividad, latencia, indisponibilidad o dependencia de redes no diseñadas para operación crítica.	• Indicador Si/No: estrategia sectorial definida. • Indicador Si/No: bandas, mecanismos o condiciones de uso identificadas. • Porcentaje de activos críticos conectados con comunicaciones redundantes y seguras.
10	Establecer un **marco sectorial de ciberresiliencia eléctrica** que defina niveles mínimos de madurez, mecanismos de coordinación tipo **CSIRT sectorial** y capacidades de gestión integral de riesgos, **continuidad operativa y recuperación ante incidentes** en entornos convergentes de tecnologías operacionales, tecnologías de información y telecomunicaciones.	La digitalización aumenta la exposición a incidentes cibernéticos, pero la preparación sectorial sigue siendo heterogénea.	Un incidente cibernético podría afectar continuidad del servicio, operación de activos críticos, confianza institucional y seguridad del sistema.	• Indicador Si/No: marco de ciberresiliencia adoptado. • Porcentaje de agentes evaluados en madurez cibernética. • Número de simulacros sectoriales realizados. • Tiempo promedio de recuperación ante incidentes críticos.

Las actividades de esta línea son complementarias: la arquitectura de datos define el lenguaje común; los planes de calidad y resiliencia orientan inversiones hacia gestión avanzada de activos y recuperación del servicio; las hojas de ruta de interoperabilidad evitan plataformas aisladas; las telecomunicaciones críticas aseguran conectividad confiable para la operación; y el marco de ciberresiliencia protege la continuidad del servicio frente a incidentes digitales. Su implementación coordinada permite que la red evolucione hacia una operación más observable, automatizada y preparada para altos niveles de recursos distribuidos y demanda activa.

4.3. Recursos energéticos distribuidos y flexibilidad del sistema

"Facilitar la integración de recursos energéticos distribuidos y sistemas eléctricos locales para contribuir a un sistema eléctrico más eficiente, confiable, sostenible y dinámico. Esta integración habilita flexibilidad, nuevos servicios, participación de nuevos actores y desarrollo de modelos de negocio. Para ello, articula recursos distribuidos, almacenamiento, gestión de la demanda y tecnologías de mejora de la red, con el fin de optimizar la infraestructura existente, aumentar la capacidad de integración de nueva generación y fortalecer la confiabilidad, resiliencia y eficiencia del sistema en todos sus niveles"



Diego Edison Sanchéz Ochoa

"Celebrar estos 15 años de Colombiana Inteligente es también recordar que los grandes proyectos y las transformaciones que necesita nuestro país no se construyen solos. Se hacen posibles cuando sumamos capacidades, compartimos conocimientos, escuchamos diferentes perspectivas y sobre todo, trabajamos juntos por un propósito común: construir un mejor país.

Guardo un agradecimiento muy especial por haber tenido la oportunidad de hacer parte de esta iniciativa como coordinador de Investigación y Referenciamiento. Fue una etapa que dejó huellas importantes en mi vida, no solo por los aprendizajes, los retos y los proyectos compartidos, sino también por las personas con las que tuve la oportunidad de trabajar. Sin duda, fue una experiencia que aportó significativamente a mi crecimiento profesional y personal.

Me quedo con la satisfacción de haber contribuido a un propósito colectivo y con la convicción de que el conocimiento, la colaboración y la voluntad de construir juntos son herramientas poderosas para transformar realidades.

Gracias a todas las personas que han hecho y siguen haciendo posible esta iniciativa. Que estos primeros 15 años sean apenas el comienzo de muchos más años de ideas, aprendizajes y sueños compartidos al servicio de Colombia y la integración de las redes inteligentes en nuestro país."

Los recursos energéticos distribuidos representan uno de los cambios más profundos del sistema eléctrico. La autogeneración, la generación distribuida, el almacenamiento, los vehículos eléctricos, las comunidades energéticas, las microrredes y la demanda flexible modifican la relación tradicional entre red y usuario. Estos recursos pueden aportar resiliencia, reducción de pérdidas, aplazamiento de inversiones, disminución de emisiones, participación ciudadana y desarrollo territorial. Sin embargo, si no son integrados con criterios técnicos, datos, visibilidad y coordinación operativa, también pueden generar congestiones, problemas de tensión, flujos inversos, mayores riesgos de protección y sobrecostos de red.

Colombia ha avanzado en el marco habilitante para AGPE, GD, comunidades energéticas y movilidad eléctrica, pero necesita pasar de la conexión individual de proyectos a una integración sistémica de recursos distribuidos. Esto requiere visibilidad operativa, estándares de conexión, información en tiempo real, mecanismos de coordinación, señales económicas, plataformas DERMS, esquemas de agregación y modelos de flexibilidad local.

El país debiese reconocer que los DER no son solo proyectos de usuarios, sino recursos potenciales del sistema. La pregunta estratégica ya no es únicamente cuántos recursos distribuidos se conectan, sino qué tan gestionables son, qué información entregan, qué servicios pueden prestar, cómo se coordinan con los operadores y cómo se evita que su crecimiento aumente las brechas de calidad o confiabilidad.

En este contexto, también cobra especial relevancia la incorporación de tecnologías de mejora de la red (GET). Estas soluciones permiten optimizar el uso de la infraestructura existente, incrementar la capacidad de transporte y facilitar la integración DER, sin depender exclusivamente de nuevas inversiones en expansión de redes. Su aprovechamiento requiere avanzar tanto en las condiciones técnicas y operativas para su implementación como en mecanismos de remuneración y señales económicas que reconozcan su contribución a la flexibilidad, eficiencia, confiabilidad y resiliencia del sistema eléctrico.

Por ello, las actividades propuestas se enfocan en requisitos técnicos de conexión, plataformas de gestión, guías para sistemas eléctricos locales y mecanismos de flexibilidad que permitan transformar la inserción distribuida en valor operativo para la red.

#	Acción	Reto que aborda	Impacto si no se hace la acción	Indicador de evaluación
11	Desarrollar una **estrategia nacional de flexibilidad del sistema eléctrico,** integrando DER, almacenamiento, demanda flexible, movilidad eléctrica y tecnologías de mejora de la red para **optimizar la infraestructura,** ampliar las capacidades del sistema para atender las necesidades e incrementar los beneficios a los usuarios y fortalecer la confiabilidad y resiliencia del servicio.	La limitada coordinación e integración de los diferentes recursos de flexibilidad disponibles en el sistema para gestionar congestiones, atender el crecimiento de la demanda e incorporar mayores niveles de generación distribuida y renovable.	Se requerirán mayores inversiones en infraestructura, se reducirán las capacidades para integrar nueva generación y aumentarán las restricciones operativas, afectando la eficiencia, confiabilidad y resiliencia del sistema.	• Capacidad de flexibilidad habilitada mediante DER, almacenamiento, demanda flexible y tecnologías de mejora de la red. • Porcentaje de implementación de los mecanismos definidos en la estrategia nacional de flexibilidad (% de avance frente a las metas establecidas).
12	Implementar un análisis periódico y actualización de los **requisitos técnicos y comerciales** para el registro, conexión y operación DER, incluyendo comportamiento ante fallas, control de potencia activa/reactiva, respuesta en frecuencia, protecciones, comunicaciones, ciberseguridad y **pruebas de conformidad.**	Las reglas de conexión debiesen evolucionar para que los DER sean integrados como recursos gestionables y no solo como activos conectados.	Mayor riesgo de congestiones, problemas de tensión, desconexiones no coordinadas y pérdida de confiabilidad local.	• Indicador Si/No: revisión periódica formalizada. • Número de requisitos técnicos actualizados. • Porcentaje de nuevas conexiones DER que cumplen requisitos avanzados.
13	Incentivar la implementación progresiva de **plataformas para la gestión de DER** en operadores con alta inserción de autogeneración y generación distribuida de forma individual o colectiva, sistemas de almacenamiento de energía, movilidad eléctrica o demanda flexible.	Los operadores requieren herramientas para observar, coordinar y gestionar recursos distribuidos a escala.	Los DER crecerán sin capacidad de gestión operativa, reduciendo su valor para flexibilidad, resiliencia y calidad del servicio.	• Número de operadores con plataforma DERMS o equivalente en operación. • MW de DER gestionables. • Número de recursos monitoreados o controlables por plataforma.
14	Desarrollar **guías técnicas y operativas para comunidades energéticas o sistemas eléctricos locales**, incluyendo medición, balance energético, excedentes, calidad, mantenimiento, gobernanza, responsabilidades y coordinación **con el operador de red.**	Las comunidades energéticas requieren reglas técnicas y operativas claras para ser sostenibles, seguras y confiables.	Pueden generarse proyectos con fallas de operación, conflictos de responsabilidades, problemas de calidad o baja sostenibilidad financiera y social.	• Indicador Si/No: guía técnica expedida. • Número de comunidades energéticas con diseño validado. • Porcentaje de comunidades con medición, operación y mantenimiento definidos.
15	Implementar los **servicios de flexibilidad** donde los **DER de forma individual o agregada** ofrezcan servicios para la **gestión de congestión**, respaldo (seguridad/reserva), regulación de tensión, calidad, integración renovable, confiabilidad local y resiliencia.	Colombia aún no aprovecha plenamente los DER como recursos para resolver necesidades operativas del sistema y de las redes locales.	Se mantendrá mayor dependencia de expansión convencional y se desaprovecharán recursos existentes para flexibilidad y resiliencia.	• Indicador Si/No: mecanismo de servicios de flexibilidad definido. • MW/MWh de flexibilidad habilitada. • Número de servicios prestados por DER o agregadores. • Reducción de congestiones o restricciones locales.

Juan Carlos Carreño Pérez

"Los espacios de Colombia Inteligente han enriquecido mi desarrollo profesional mediante el intercambio de conocimientos, experiencias y lecciones aprendidas con profesionales de distintas organizaciones. La oportunidad de conocerlos y trabajar en conjunto ha ampliado mi perspectiva sobre los retos y oportunidades del sector eléctrico. Para mi organización, estos encuentros aportan referentes y aprendizajes que permiten fortalecer nuestras prácticas, orientar decisiones e identificar oportunidades de innovación. La participación de expertos internacionales, fabricantes e investigadores en las mesas de trabajo nos acerca a tendencias globales y a nuevas soluciones para los desafíos que enfrentamos. Considero que su mayor contribución al sector es la construcción de una visión compartida de futuro que se traduce en conocimiento, innovación y capacidad de acción. Estoy convencido de que Colombia es un referente internacional en el sector eléctrico, y espacios como Colombia Inteligente contribuyen a consolidar ese liderazgo: nos permiten compartir nuestros avances, aportar a las conversaciones globales y construir soluciones para los desafíos de la transformación energética."

Las actividades de esta línea permiten pasar de una integración pasiva de DER a una integración gestionada. La actualización periódica de requisitos reduce riesgos técnicos; las plataformas DERMS o equivalentes aportan observabilidad y coordinación; las guías para comunidades energéticas y sistemas eléctricos locales fortalecen gobernanza, operación y sostenibilidad; y los servicios de flexibilidad crean una señal para que los recursos distribuidos aporten a congestión, regulación de tensión, respaldo, calidad y resiliencia. Con ello, los DER dejan de representar únicamente un desafío de conexión y se convierten en una herramienta activa para la modernización de redes.

4.4. Participación efectiva de los consumidores

"Facilitar que los consumidores participen de manera activa, asequible, equitativa y efectiva en la transformación y en los servicios del sistema eléctrico, reduciendo las barreras de acceso a la información, tecnología y mecanismos de participación. Esto incluye fortalecer sus capacidades para comprender y utilizar información sobre consumo, costos y alternativas de participación, así como promover la inclusión de usuarios vulnerables, rurales o con limitaciones de conectividad y capacidades digitales"

El sistema eléctrico inteligente no puede construirse sin los consumidores. La transición energética cambia el rol del usuario: de receptor pasivo de electricidad a actor que puede consumir, generar, almacenar, gestionar su demanda, compartir energía, participar en comunidades energéticas, adoptar movilidad eléctrica y prestar servicios de flexibilidad. Pero esta transformación solo será legítima y efectiva si es asequible, equitativa, comprensible y confiable.

En Colombia, la participación del usuario enfrenta varias barreras: baja penetración de AMI, limitada información sobre consumo, desconfianza frente a nuevas tecnologías, complejidad regulatoria, ausencia de tarifas dinámicas masivas, bajo conocimiento sobre respuesta de la demanda, dificultades de financiación para hogares vulnerables y riesgos de que los beneficios se concentren en usuarios con mayor capacidad económica. Por ello, la agenda debiese asegurar que la modernización no aumente brechas sociales, sino que habilite beneficios para distintos segmentos de usuarios.

Esta línea busca que los consumidores puedan participar de forma real, no solo declarativa. Para ello se requieren información clara, instrumentos tarifarios adecuados, protección de datos, mecanismos de financiación inclusiva, educación energética, agregadores confiables, comunidades energéticas sostenibles y programas de respuesta de la demanda diseñados según capacidades de los usuarios.

Las actividades propuestas conectan la apropiación social con habilitadores técnicos concretos: medición avanzada, acceso a datos, señales tarifarias, financiación y programas diferenciados para hogares, comercios, industria, usuarios vulnerables y sistemas eléctricos locales.

#	Acción	Reto que aborda	Impacto si no se hace la acción	Indicador de evaluación
16	Desarrollar una **estrategia nacional de información al usuario** sobre la comprensión y **beneficios en el uso de los datos de energía**, recomendaciones de eficiencia y canales para su acceso.	Los usuarios tienen baja información accionable sobre consumo, costos, eficiencia y posibilidades de participación.	La participación seguirá siendo limitada, con baja confianza en tecnologías como AMI, tarifas dinámicas o programas de demanda activa.	· Indicador Si/No: estrategia nacional implementada. · Porcentaje de usuarios con acceso a información de consumo. · Nivel de satisfacción o comprensión del usuario.
17	Realizar el **despliegue de medidores avanzados** mediante planes por operador de red, con campañas segmentas de apropiación, priorizando usuarios con potencial de **gestión de demanda**, zonas con baja calidad del servicio y con potencial de acceso a servicios digitales para hogares, comercios, industria a nivel urbano y rural.	AMI sigue teniendo baja inserción y puede ser percibida como un costo si no se vincula con beneficios concretos para el usuario.	Se limita la gestión de demanda, la información al usuario, la calidad de facturación, la reducción de pérdidas y la habilitación de nuevos servicios.	· Porcentaje de usuarios con AMI funcional. · Porcentaje de planes de despliegue aprobados. · Número de campañas segmentadas ejecutadas. · Reducción de reclamaciones asociadas a medición.
18	Implementar programas de **tarifas horarias, intradiarias o dinámicas** para usuarios con **medición avanzada**, iniciando con **participación voluntaria** en usuarios residenciales, comerciales, industriales, vehículos eléctricos, comunidades energéticas o sistema eléctrico locales.	La demanda sigue siendo rígida y no responde suficientemente a condiciones de precio, disponibilidad de red o integración renovable.	Se mantendrán picos de demanda más costosos, menor flexibilidad del sistema y oportunidades perdidas para eficiencia energética.	· Número de usuarios vinculados. · MW de demanda desplazada o reducida en horas críticas. · Ahorro promedio para usuarios participantes.
19	Ampliar los esquemas de **financiación para eficiencia energética**, medición avanzada, recursos energéticos colectivos y sustitución tecnológica **a los usuarios.**	Existe riesgo de que la transformación beneficie principalmente a usuarios con mayor capacidad de inversión.	Se profundizarán brechas energéticas y sociales, limitando la legitimidad de la transición y la apropiación ciudadana.	· Número de usuarios beneficiados · Monto financiado. · Reducción promedio de consumo o factura. · Número de proyectos colectivos financiados.
20	Implementar programa de **inclusión y apropiación energética digital para usuarios vulnerables, rurales o con limitaciones de conectividad,** facilitando el acceso a información, herramientas y mecanismos de participación en el sistema eléctrico	Limitadas capacidades técnicas, digitales y de acceso a información que impiden que parte de los consumidores participe y se beneficie de las oportunidades de la transformación del sistema eléctrico.	Se ampliarán las brechas de acceso y participación, limitando los beneficios de la transición energética para usuarios vulnerables y territorios con menores capacidades tecnológicas.	· Número de usuarios vulnerables, rurales o con limitaciones de conectividad vinculados a programas de apropiación e inclusión energética digital · Porcentaje de cobertura frente a la población objetivo.

Las actividades de participación del consumidor debiesen entenderse como una condición de legitimidad y eficiencia de la modernización. La información al usuario permite tomar decisiones basadas en datos; el despliegue de AMI habilita medición granular y nuevos servicios; las tarifas horarias o dinámicas entregan señales para gestionar demanda; y la financiación inclusiva evita que la transición concentre beneficios en usuarios con mayor capacidad de inversión. Estos componentes permiten que la transformación del sistema eléctrico genere valor social, reducción de costos y mayor flexibilidad operacional.

4.5. Fortalecimiento de las capacidades nacionales

"Fortalecer las capacidades nacionales y los mecanismos de innovación, experimentación, validación y escalamiento que permitan probar, demostrar, estandarizar e implementar tecnologías, soluciones y funciones que contribuyan a la evolución del sistema eléctrico, promoviendo la articulación entre el sector eléctrico, la academia, los centros de desarrollo tecnológico, innovación y productividad. Esto incluye el desarrollo de capacidades técnicas, marcos regulatorios habilitantes y condiciones que faciliten la viabilidad y bancabilidad de nuevos modelos de negocio y la adopción de tecnologías emergentes"

La transformación hacia un sistema eléctrico limpio e inteligente requiere capacidades nacionales sólidas. No basta importar tecnologías. El país necesita talento humano, laboratorios, metodologías de prueba, areneros regulatorios, normas técnicas, pilotos escalables, datos para investigación, centros de validación, capacidades empresariales y mecanismos de transferencia de conocimiento. Sin estas capacidades, Colombia dependerá de soluciones externas que pueden no estar adaptadas a su geografía, regulación, estructura empresarial, condiciones sociales y necesidades operativas.



Alvaro Trujillo De la Cadena
"Los espacios de Colombia Inteligente me permitieron contrastar experiencias con pares de empresa, academia y entidades del sector, lo que fortaleció mivisión tecnica y mi criterio profesional sobre redes inteligentes, AMI y transformación digital. Para Celsia ha sido un aliado con el que se han anticipado tendencias y llevar buenas practicas a nuestros proyectos de modernización de redes. Para el sector ha sido el lugar donde se construyen consensos que impulsan la innovación y la transición energética. "

Colombia Inteligente ha demostrado que el trabajo colaborativo permite construir conocimiento sectorial, referenciamientos, lineamientos y propuestas. El siguiente paso es fortalecer el trabajo colaborativo aplicado que permita probar tecnologías, validar casos de uso, medir beneficios, reducir riesgos de inversión y acelerar la adopción de soluciones que funcionen en el contexto colombiano.

Esta línea busca institucionalizar la experimentación responsable. La modernización requiere probar, aprender y escalar. Para ello son necesarios laboratorios de interoperabilidad, pruebas de tecnologías en entornos regulados, bancos de pruebas, metodologías de evaluación, recursos financieros, alianzas Universidad-Empresa-Estado-Sociedad y repositorios abiertos de lecciones aprendidas. Las actividades planteadas fortalecen el ciclo completo de generación de capacidades: experimentación regulatoria, gestión del conocimiento, formación especializada y validación técnica de soluciones antes de su despliegue masivo en redes reales.



Jorge Alberto Valencia Marín

"Siempre participar en la conformación inicial de equipos de trabajo que propendan por el desarrollo del sector ha sido un honor para mí. En los diferentes roles que he asumido durante mi vida profesional, me ha tocado el nacimiento de varias instituciones, grupos de colaboración, así como ver y acompañar el nacimiento de empresas que participan en el mercado. Colombia Inteligente, por el rol que ha asumido, representa un gran logro para quienes, por diferentes motivaciones, tuvimos el honor de darle nacimiento.

Además de los aportes en los aspectos técnicos, impulsando la construcción y puesta en marcha de la hoja de ruta para la digitalización del sistema eléctrico colombiano, desde mi perspectiva, el gran logro ha sido el trabajo colaborativo, motivado por intereses comunes para el desarrollo de las empresas y del sector, entendiendo que el conocimiento compartido, aplicado a las necesidades de cada organización, permiten potenciar los desarrollos y multiplicar los resultados en beneficio del sector, y por supuesto, de la sociedad, razón de ser de nuestras empresas."

#	Acción	Reto que aborda	Impacto si no se hace la acción	Indicador de evaluación
21	Impulsar y acompañar el desarrollo de **areneros regulatorios** para facilitar la **experimentación y validación** de nuevos modelos servicios o mecanismos asociados a la mejora en la prestación del servicio de energía eléctrica al usuario y nuevos mecanismos o **modelos de negocio** con tarifas dinámicas, agregación de recursos, servicios de flexibilidad, servicios de almacenamiento, datos, entre otros	La regulación requiere espacios controlados para probar modelos innovadores sin comprometer confiabilidad ni protección al usuario.	La innovación avanzará lentamente, los pilotos no escalarán y las barreras regulatorias se mantendrán sin evidencia práctica.	· Número de areneros implementados. · Número de modelos probados. · Indicador Si/No: reglas ajustadas a partir de resultados.
22	Crear una **plataforma sectorial de lecciones aprendidas y mejores prácticas** con casos de uso, resultados de pilotos o proyectos, costos, beneficios, fallas, requisitos técnicos, modelos de negocio y recomendaciones para tecnologías inteligentes.	El conocimiento generado en pilotos y proyectos no siempre queda disponible para el sector.	Se repetirán errores, se perderá aprendizaje y se reducirá la eficiencia de nuevas inversiones.	· Indicador Si/No: plataforma creada. · Número de casos documentados. · Número de agentes que consultan o aportan información.
23	Fomentar y articular **un programa de alcance nacional de formación especializada** en plataformas y sistemas asociados en medición avanzada, gestión avanzada de activos de distribución y transmisión, analítica de datos, ciberseguridad, telecomunicaciones críticas, automatización, flexibilidad y reglamentación en entornos digitales.	Existe brecha de talento para planear, operar, mantener, regular y supervisar sistemas eléctricos inteligentes.	Mayor dependencia de proveedores externos, baja capacidad de operación tecnológica y retrasos en implementación.	· Número de personas formadas o certificadas. · Número de organizaciones participantes. · Porcentaje de contenidos alineados con necesidades de agentes y entidades.
24	Fortalecer y articular los **centros de desarrollo tecnológico, innovación y productividad,** la academia, así como los **laboratorios nacionales**, para el desarrollo de casos de uso, pruebas de concepto y **validaciones de tecnologías emergentes,** incluyendo inteligencia artificial, interoperabilidad, recursos energéticos distribuidos, tecnologías de red, ciberseguridad y comunicaciones críticas, promoviendo su adopción y escalamiento en el sistema eléctrico, el desarrollo de sistemas multienergéticos y ciudad inteligentes.	El país necesita validar tecnologías antes de escalarlas en redes reales y reducir riesgos de interoperabilidad.	Se incrementa el riesgo de soluciones no compatibles, fallas de integración y dependencia de pruebas externas.	· Número de laboratorios fortalecidos. · Número de pruebas realizadas. · Número de tecnologías o equipos validados bajo protocolos nacionales.
25	Diseñar mecanismos para el **escalamiento de tecnologías y modelos de negocio validados,** incluyendo estándares técnicos, lineamientos regulatorios, esquemas de financiación y herramientas de gestión de riesgo que faciliten su **adopción masiva y bancabilidad.**	La dificultad para convertir pilotos y proyectos demostrativos en soluciones implementadas a escala, debido a barreras regulatorias, técnicas, financieras y de mercado.	Las innovaciones permanecerán en etapas piloto, limitando la adopción de nuevas tecnologías, la atracción de inversión y la modernización del sistema eléctrico.	· Mecanismos de escalamiento implementados · Número de tecnologías o modelos de negocio que evolucionan de pilotos a despliegues operativos o comerciales conforme a los lineamientos definidos.

Omar Alzate Zapata

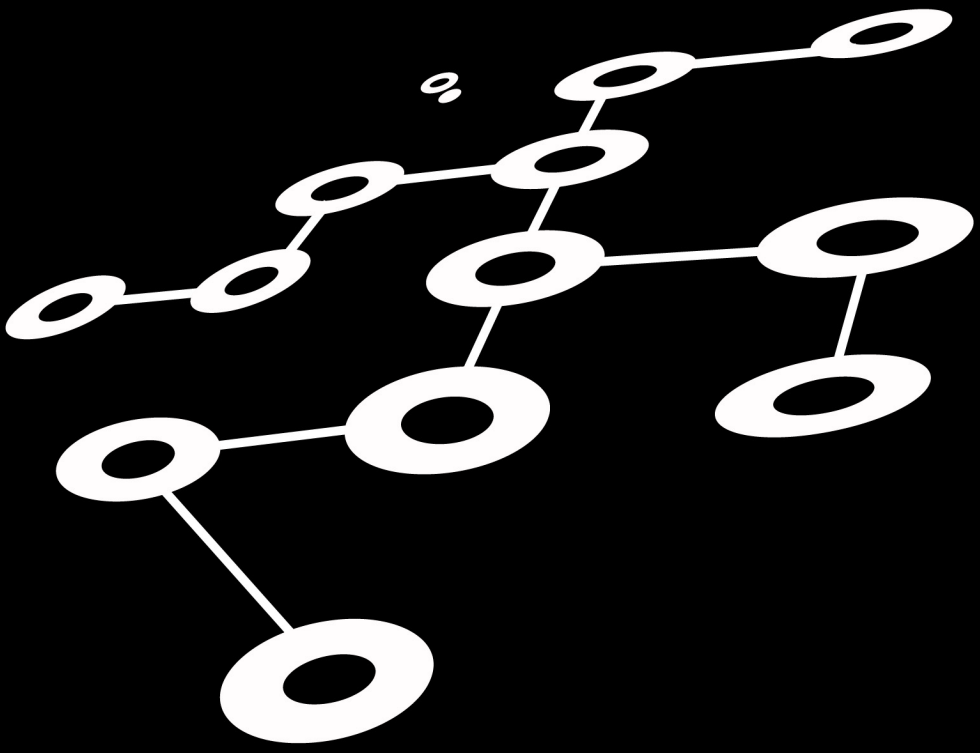
"Colombia Inteligente representa un espacio de alto valor para la actualización de conocimientos, el intercambio de experiencias y el conocimiento de tendencias y perspectivas que están transformando el sector eléctrico. La participación en estos espacios me permite fortalecer capacidades, incorporar nuevos referentes y enriquecer el análisis de los retos y oportunidades que enfrentamos en nuestra organización."

Las actividades de fortalecimiento de capacidades permiten reducir riesgos de dependencia tecnológica y acelerar el aprendizaje sectorial. Los areneros regulatorios generan evidencia para ajustar reglas; la plataforma de lecciones aprendidas evita duplicidad de esfuerzos; los programas de formación cierran brechas de talento en operación digital, ciberseguridad y flexibilidad; y los laboratorios nacionales validan interoperabilidad, desempeño y seguridad antes del escalamiento. Así, la generación de capacidad deja de ser una suma de pilotos aislados y se convierte en una capacidad nacional para adaptar tecnologías al contexto colombiano.

La agenda propuesta por Colombia Inteligente parte de una convicción central: Colombia no necesita empezar nuevamente la discusión sobre redes inteligentes, sino acelerar la ejecución de las capacidades ya identificadas. El país cuenta con estudios, regulación habilitante, experiencia empresarial, recursos distribuidos en crecimiento, capacidades técnicas y una comunidad sectorial que ha madurado durante más de una década. El desafío está en convertir esa base en resultados tangibles.

Las cinco líneas de trabajo propuestas constituyen una hoja de acción para ordenar la transformación: una política de largo plazo que dé dirección; una red digital, automatizada y ciberresiliente que habilite operación avanzada; una integración sistémica de recursos distribuidos que aporte flexibilidad y sostenibilidad; una participación efectiva de usuarios que genere legitimidad y valor social; y capacidades nacionales de innovación que permitan validar, adaptar y escalar soluciones.

Si estas líneas avanzan de manera coordinada, Colombia podrá pasar de una etapa de habilitación normativa y pilotos fragmentados a una etapa de transformación operativa medible. Si no lo hace, el país corre el riesgo de que la transición energética avance sobre una infraestructura que no cuenta con suficiente observabilidad, flexibilidad, automatización ni gobernanza de datos. La modernización del sistema eléctrico no es un complemento de la transición energética: es una condición para que la transición sea segura, eficiente, asequible, resiliente y verdaderamente inteligente.



05

PERSONAS QUE CONSTRUYEN FUTURO: REFLEXIONES Y VOCES DEL TRABAJO COLABORATIVO

5. PERSONAS QUE CONSTRUYEN FUTURO: REFLEXIONES Y VOCES DEL TRABAJO COLABORATIVO

La historia de Colombia Inteligente también se construye desde quienes participaron en la Alianza desde 2011 y en sus Grupos de Trabajo Colaborativo. Este espacio reúne esa dimensión humana del trabajo colectivo y resaltar a aquellas personas que han contribuido a pensar y construir el futuro del sistema eléctrico colombiano.







Juan David Molina Castro

"Ser parte de Colombia Inteligente ha significado la oportunidad de dedicar mi experiencia profesional a un propósito colectivo: contribuir a que el sector eléctrico colombiano anticipe los cambios tecnológicos, construya conocimiento compartido y desarrolle las capacidades necesarias para responder a los desafíos que plantea la evolución del sector. Durante estos años he tenido el privilegio de trabajar junto a entidades, empresas, centros de desarrollo tecnológico, universidades, organizaciones internacionales y expertos nacionales e internacionales, promoviendo espacios donde el diálogo técnico se traduzca en acciones concretas para el país.

Desde la coordinación de grupos de trabajo colaborativo, la construcción de documentos técnicos y la formulación de iniciativas en temas como medición avanzada, demanda activa, recursos energéticos distribuidos, interoperabilidad, flexibilidad, ciberseguridad y digitalización, he visto cómo ideas que en algún momento parecían lejanas han pasado a formar parte de la agenda de modernización de la industria eléctrica nacional.

Sin embargo, también reconozco que la velocidad de implementación no ha sido la que aspirábamos ni la que requiere el país para materializar plenamente esta transformación. Esta realidad, más que desalentarnos, nos invita a perseverar, mantener una visión de largo plazo y seguir construyendo sinergias, eficiencias y memoria colectiva que eviten reprocesos y permitan avanzar con mayor efectividad.

Considero que la principal huella de Colombia Inteligente no es una tecnología específica ni un proyecto particular. Su mayor legado ha sido consolidar un espacio neutral y confiable donde los diferentes actores pueden construir una visión compartida de futuro, aprender unos de otros y avanzar de manera colaborativa, desde los consensos y también desde las diferencias. Durante estos 15 años hemos contribuido a reducir brechas, conectar capacidades e impulsar conversaciones que hoy son fundamentales para la evolución del sector eléctrico colombiano.

Colombia Inteligente también ha dejado una huella profunda en mi desarrollo profesional y personal. Me ha permitido aprender de líderes, especialistas y organizaciones nacionales e internacionales provenientes de múltiples disciplinas, ampliar mi comprensión de los desafíos del sistema eléctrico, fortalecer mi capacidad para construir consensos y reafirmar que la colaboración es el motor que permite convertir las ideas en realidades. Más allá de los conocimientos técnicos adquiridos, me ha enseñado que las transformaciones más relevantes surgen cuando existe la voluntad de escuchar, compartir experiencias y construir sobre el trabajo de quienes nos precedieron. Haber sido parte de este recorrido ha sido una oportunidad permanente para ampliar perspectivas, desarrollar capacidades y aportar, desde el trabajo colectivo, al progreso del sector eléctrico colombiano y al desarrollo del país.

Mirando hacia atrás, siento una gran satisfacción por haber aportado a la consolidación de una iniciativa cuyo propósito ha sido ayudar al país a prepararse para un sistema eléctrico más inteligente, flexible, resiliente y centrado en el usuario. Mirando hacia adelante, mantengo la convicción de que la colaboración seguirá siendo el mecanismo más poderoso para convertir los desafíos en oportunidades y para construir, entre todos, un sector eléctrico más moderno, sostenible e inclusivo, capaz de responder a las necesidades de las próximas generaciones y de contribuir al futuro energético que Colombia requiere."



Sara Valencia Herrera

"Colombia Inteligente ha sido la oportunidad de ver cómo el conocimiento de grandes expertos se transforma en un propósito común por el país. Más allá de comunicar, ha significado conectar ideas, acercar visiones y ser testigo de cómo la colaboración real construye un sector más humano, sostenible e innovador para todos."



Mariana Alzate Agudelo

"Colombia Inteligente significa crecimiento profesional, aprendizaje y conexión, al ser una alianza que conecta y articula a empresas, actores y personas del sector energético para compartir conocimientos, acercar perspectivas y construir soluciones a desafíos comunes. También ha sido un espacio que me ha permitido ampliar mi visión sobre las diferentes tecnologías y los cambios que están transformando el sector. Valoro especialmente que ese trabajo colaborativo pueda convertirse en ideas y acciones que contribuyan al mejoramiento del sistema eléctrico colombiano."



Maira López Martínez

"Hacer parte del equipo de Colombia Inteligente es motivo de orgullo y agradecimiento. En el sector eléctrico contamos con profesionales extraordinarios, comprometidos con transformar y aportar desde su conocimiento. Sin embargo, así como la energía fluye a través de un sistema interconectado, necesitamos fortalecer la conexión entre quienes lo integramos. Ahí radica el poder de esta alianza: crear espacios que impulsen sinergias, conecten capacidades y conviertan las ideas en realidades."

Presidencia

JAIME ALEJANDRO ZAPATA URIBE	**Presidente**	**2017 -**
ALBERTO OLARTE AGUIRRE		**2013 - 2016**
ALBERTO OLARTE AGUIRRE	**Vicepresidente**	**2017 -**
JOSÉ VICENTE CAMARGO HERNÁNDEZ		**2014 – 2016**

Equipo ejecutor

Liderar el plan de acción

JUAN DAVID MOLINA CASTRO	**2017 -**
RENATO CESPEDES GANDARILLAS	**2012 - 2016**

Generar las investigaciones

MARIANA ALZATE AGUDELO	**2024 -**
MAIRA LOPEZ MARTINEZ	**2026 -**
MILENA MURIEL MORALES	**2024 - 2025**
LUISA FERNANDA BUITRAGO ARROYAVE	**2024**
LISSETH YURANY GIL TABARES	**2022 - 2024**
NICOLAS GALLEGO OSORNO	**2024**
MAURICIO ALVAREZ ALVAREZ	**2020 - 2023**
DIEGO EDISON SANCHEZ OCHOA	**2017 - 2019**

Facilitar el trabajo colaborativo

SARA VALENCIA HERRERA	**2024 -**
LUISA FERNANDA BUITRAGO ARROYAVE	**2019 - 2024**
JULIANA VALENCIA MARTÍNEZ	**2024**
IVÁN GONZÁLEZ GIRALDO	**2022 - 2023**
MARIANELA RODRIGUEZ GAVIRIA	**2017 - 2018**
CARLOS EDUARDO VALLEJO BETANCUR	**2014 - 2016**
ANA MARÍA SALAZAR GÓMEZ	**2013 - 2014**
CAROLINA LEON TORRES	**2012 – 2016**

Comité Directivo

Nombre	Organización
Adriana Arango M.	RIELEC
Alberto Olarte A.	CNO
Alberto Rodríguez	UPME
Alfredo Reyes	EMCALI
Anderson Quintero V.	EPM
Ángela M. Sarmiento F.	MINENERGÍA
Ángela P. Álvarez G.	FENOGE
Antonio B. Jiménez R.	CREG
Antonio Hoyos C.	ISA-INTERCOLOMBIA
Arbey Gómez U.	INTERNEXA
Bibiana A. Cuartas T.	MINENERGÍA / IPSE
Camilo A. Ordoñez M.	GEB
Camilo Táutiva M.	UPME / MINENERGÍA
Carlos A. Correa F.	UPME
Carlos A. Naranjo V.	CIDET
Carlos A. Salazar J.	EPSA / CELSIA
Carlos A. Saldarriaga C.	UPME
Carlos García B.	UPME
Catalina Velasco	GEB
César A. Rincón A.	ENEL-CODENSA
César A. Tobón G.	CIDET
Charlie E. Hurtado M.	EMCALI
Chemmy A. Cuadrado A.	ISA-INTERCOLOMBIA
Clara C. Uparela I.	INTERNEXA
Cristian A. Díaz D.	MINENERGÍA
Diana M. Jiménez R.	ENEL-CODENSA
Diego A. Bedoya M.	ISAGEN
Diego E. Sánchez O.	FENOGE
Diego H. Montoya M.	EPM
Edgar A. Fernandéz	EPM
Edgar Prieto C.	EMCALI
Edgardo J. Pinto T.	ELECTRICARIBE
Eduin García A.	CIDET
Elías D. Correa R.	COCIER
Gary Cooper M.	CINTEL
Gina C. Pastrana S.	ENEL-CODENSA
Giovanni DJ. Marín A.	EPM
Héctor E. Peña G.	EMCALI
Henry Bernal A.	CREG
Hugo E. Arias F.	FENOGE
Iván A. Sanin R.	ISA-INTERCOLOMBIA
Jaime A. Orjuela	GEB
Jaime A. Orjuela V.	GEB
Jaime A. Zapata U.	XM
Jairo A. Valencia Ll.	IPSE
Jairo G. Ayala F.	INM
Javier E. Campillo J.	IPSE / MINENERGÍA
Javier H. Torres N.	CEO
Javier Ortiz	GEB
Jesús O. Jiménez D.	ISA-INTERCOLOMBIA
Jhon J. Tovar P.	ELECTRICARIBE / Air-e
Jorge A. Valencia M.	CAC / UPME / CREG
Jorge E. Celis M.	GEB ENLAZA
Jorge E. Millán J.	CEO
José D. Insuasti A.	IPSE
José F. Prada	CREG
José V. Camargo H.	COCIER
Juan A. López B.	CEO
Juan C. Bedoya C.	MINENERGÍA
Juan C. Delgado O.	COCIER





Nombre	Organización
Juan C. Gómez C.	ENEL-CODENSA
Juan C. Morales R.	XM
Juan C. Pardo S.	ENEL-CODENSA
Juan C. Vallejo L.	FENOGE
Juan D. Pérez V.	CIDET
Juan E. Hincapié R.	ERCO
Juan F. Quintero O.	ISA-INTERCOLOMBIA
Juan J. Rodríguez G.	EPM / GEB ENLAZA
Juan P. Morales	GEB
Julián A. Rojas R.	MINENERGÍA
Julián D. Cadavid V.	CELSIA
Juliana A. Moreno D.	ENEL-CODENSA
Jussy F. Zelaya G.	Air-e
Katharina Grosso B.	FENOGE
Lina M. Vega B.	IPSE
Lina P. Escobar R.	UPME
Luis C. Rodríguez B.	SSPD
Luis E. Sayago R.	ENEL-CODENSA
Luis G. Pérez V.	EPM
Luis R. Niño N.	ISAGEN
Luis. J. Zuluaga L.	MINENERGÍA / CREG
Manuel J. Gómez P.	ENEL-CODENSA
María E. Ruíz A	XM
María N. Arboleda R.	XM
María U. Vieira P.	GEB
Mario A. Castaño G.	CINTEL
Mario Rubio N.	CAC
Mauricio Lasso T.	CELSIA
Milton F. Soto U.	ELECTRICARIBE
Natalia Villegas C.	ISA-INTERCOLOMBIA
Nelson F. Capera A.	COCIER
Néstor E. Polanía V.	INM
Noe A. Mesa Q.	RIELEC
Olga C. Pérez R.	CAC
Olga J. Uribe P.	EPM
Omar Alzate	XM
Omar E. Arango S.	EMCALI
Omar F. Prias C.	CREG
Pablo A. Vargas B.	ENEL-CODENSA
Pablo H. Corredor A.	XM
Paola Tibatá S.	FENOGE
Paula Guerra T.	ERCO
Pedro L. Hinestroza G.	CELSIA
Ramón A. León C.	XM / ISA-INTERCOLOMBIA
Rubén D. Cruz R.	CIDET
Sandra M. Téllez G.	SSPD / DNP
Sandra Ospina A.	EPSA / CELSIA
Steven Jiménez G.	XM
Víctor M. Garrido A:	RIELEC
William E. Amador	XM
Wilman Garzón R.	ENEL-CODENSA
Wilson Castillo B.	ISA-INTERCOLOMBIA

Grupos de Trabajo Colaborativo 2017 - 2026

Almacenamiento	Información Avanzada
Arquitectura Tecnológica	Integración AMI
Conexión AG/GD	Integración DER
Conexión GD	Medición Flexible
Conexión VE	Microrredes Sostenibles
Demanda Activa	Modernización Red
Digitalización Servicio	Redes Inteligentes Alta Tensión
Espectro Radioeléctrico	Tecnologías flexibles (GET)
Flexibilidad de la Red - DER	Subestaciones Digitales

Personas de las organizaciones miembros de la Alianza que han participado en las reuniones de los grupos de trabajo colaborativo.

Nombre	Organización	Nombre	Organización
Adrián Ceballos L.	ISAGEN	Camilo A. Zuluaga M.	ENEL-CODENSA
Adriana Arango M.	XM/UNINORTE	Camilo Agredo	ENEL-CODENSA
Adriana Duque	UPME	Carlos A. Álvarez A.	CIDET / MINENERGIA
Adriana M. Molano L.	ISAGEN	Carlos A. García M.	EPM
Adriana Pérez P.	CEO	Carlos A. González C.	EMCALI
Albeiro Marín Z.	EPM	Carlos A. Grisales	ENLAZA GEB
Alberto Olarte A.	CNO	Carlos A. Lozano J.	EPM
Alejandro Barrios A.	UPME	Carlos A. Torres B.	UPME
Alejandro Castrillón	EPM	Carlos A. Vanegas V.	XM
Alejandro Gutiérrez G.	ISA-INTERCOLOMBIA	Carlos E. Ardila A.	ENEL-CODENSA
Alejandro Kepes B.	XM	Carlos E. Dávila R.	IPSE
Alejandro Parrado D.	MINENERGÍA	Carlos F. Muñoz B.	CEO
Alexander Ojeda L.	CELSIA	Carlos F. Valles F.	UPME
Alexander Velásquez P.	MINENERGÍA	Carlos H. Pizza L.	CELSIA
Alexandra Moreno	UPME	Carlos M. Botero R.	EPM
Alfredo E. Chalela R.	CELSIA	Carlos M. Correa P.	XM
Álvaro Trujillo DC.	CELSIA	Carlos M. Palacio	EPM
Ana Garnica	CAC	Carlos R. Pérez M	ENEL-CODENSA
Ana I. Vanegas R.	EPM	Cesar A. Cuta D.	ISA-INTERCOLOMBIA
Ana M. Ramírez T.	MINENERGÍA/UPME	César A. Rincón A.	ENEL-CODENSA
Anderson Quintero V.	EPM	Cesar A. Urrego V.	CELSIA
Andrea Fernández C.	UNIVALLE	César J. Mejía A.	ENEL-CODENSA
Andrés A. Ayure F.	MINENERGÍA	César Jérez	UPME
Andrés Aldana	ENEL-CODENSA	Charlie E. Hurtado	MINENERGÍA
Andrés C. Agredo C.	ENEL-CODENSA	Christian J. Sánchez S.	MINENERGÍA
Andrés F. Castro M.	ENEL-CODENSA	Christian Quintero	CIDET
Andrés F. Londoño M.	EPM	Clara S. Vásquez A.	EPM
Andrés F. Peñaranda B.	UPME/SSPD	Cristian Diaz D.	MINENERGÍA
Andrés F. Vargas O.	EPM	Cristian F. Rodríguez C.	UNIVALLE
Andrés J. Bohorquez G.	INM	Cristina Cañaveral	ENEL-CODENSA
Andrés. A Ayure F.	MINENERGÍA	Cristóbal M. Giraldo A.	CELSIA
Angela Buendía Y.	XM	Daniel Agudelo M.	XM
Angela Cadena M.	UNIANDES	Daniel Chica V.	CIDET
Angela L. Amézquita O.	ENEL-CODENSA	Daniel J. Gonzales T.	ESCUELA ING
Ángela M. Sarmiento F.	MINENERGÍA	Daniela C. Castillo A.	CEO
Angela M. Tovar	ENEL-CODENSA	Darío Obando	SSPD
Angelica M. Urruchurtu E.	CELSIA	David A. Galeano	EPM
Antonio Hoyos C.	ISA-INTERCOLOMBIA	David Cardosa	CELSIA
Antonio J. Vega R.	ENEL-CODENSA	Denice Romero	CREG
Antonio Jiménez R.	UPME	Diana E. Arciniegas T.	CELSIA
Antonio Vega	ENEL-CODENSA	Diana M. Orrego V.	ENLAZA GEB
Axel E. Siguí G.	ENEL-CODENSA	Diego A. Cuervo M	FENOGE
Bayron A. Calvache V.	UNIVALLE	Diego A. Grajales C.	MINENERGÍA
Bibiana A. Cuartas T.	MINENERGÍA	Diego A. Ramírez L.	XM
Brayan A. Arboleda T.	XM	Diego E. Sánchez O.	CREG
Brian C. Pérez R.	XM	Diego F. Echeverri Y.	ENEL-CODENSA
Byron A. Calvache V.	UNIVALLE	Diego F. Echeverry I.	UNIVALLE
Camilo A. Ordoñez M.	ENLAZA GEB	Diego F. Figueroa M.	CELSIA

Nombre	Organización
Diego F. García G.	XM
Diego F. Silva S.	CELSIA
Diego F. Urbano C.	MINENERGÍA
Diego Sánchez O.	CIDET / FENOGE / CREG
Dora M. Martínez C.	UDISTRITAL
Edgar A. Fernández C.	EPM
Edgar A. Uribe G.	EPM
Edgar Díaz	SSPD
Edgar J. Virgen	CELSIA
Edison Cardona	XM / ISA-INTERCOLOMBIA
Edith N. Benavides T.	EPM
Eduardo Caicedo B.	UNIVALLE
Eduardo J. Sánchez S.	MINENERGÍA
Eduardo Santana	CELSIA
Eduin García A.	CIDET
Elías D. Correa R.	COCIER
Erika J. Flórez C.	MINENERGÍA
Erika Sandoval S.	CELSIA
Esteban Jurado G.	MINENERGÍA
Estefany Luna P.	MINENERGÍA
Fabian F. Diaz C.	CELSIA
Fabio E. Giraldo C.	EPM
Federico Velásquez	CIDET
Felipe Guarnizo	ENEL-CODENSA
Francisco E. Sarmiento	MINENERGÍA
Francisco I. Maya S.	MINENERGÍA
Francisco Toro	SSPD
Fredy A. Acero N.	ENLAZA GEB
Fredy Bastidas	CELSIA
Fredy G. Páez E.	MINENERGÍA
Gabriel J. Osorio H.	ERCO
Gabriel J. Salazar G.	CELSIA
Gabriel J. Suarez L.	EPM
Gabriel Vizcaino S.	CELSIA
Gary Cooper M.	CINTEL
Gerardo Guerra	ENLAZA GEB
Gerardo Rojas S.	EMCALI
German J. Salazar B.	CELSIA
Gilberto A. Vera P.	CEO
Gina C. Pastrana S.	ENEL-CODENSA
Giovanni DJ. Marín A.	EPM
Giovanny Sánchez B.	CELSIA
Gloria E. Espinal G.	EPM
Gonzalo A. Gómez A.	ENEL-CODENSA
Guido J. Escobar M.	CELSIA
Guillermo A. Sepúlveda	FENOGE
Gustavo Paéz S.	ENEL-CODENSA
Hader Sandoval G.	CEO
Harby R. Sotero G.	MINENERGÍA
Harold Caldas	CELSIA
Harvy E. Guevara R.	MINENERGÍA
Hebert A. Echeverri C.	EMCALI
Héctor E. Peña G.	EMCALI
Héctor L. Bonilla C.	MINENERGÍA
Helber Briceño.	CELSIA
Helber J. Serrano G.	ENEL-CODENSA
Helmer Rojas L.	ENEL-CODENSA
Henry Quiroga	ENEL-CODENSA
Herby R. Sotelo G.	MINENERGÍA
Hernán Cardona R.	CELSIA
Hernan M. Sánchez J.	XM
Hernán Santofimio	ENEL-CODENSA
Hernando Camacho	UPME
Heyner H. Herrera H.	ENEL-CODENSA
Hugo C. Barrera	ENEL-CODENSA
Hugo E. Arias F.	FENOGE
Hugo F. Canaval	CELSIA
Iván A. Sanín R.	ISA-INTERCOLOMBIA
Iván D. Valbuena R.	ENEL-CODENSA
Jaime A. Castillo M.	XM
Jaime A. Sánchez S.	CELSIA
Jaime A. Zapata U.	XM
Jairo A. Rodríguez N.	MINENERGÍA
Jairo A. Valencia Ll.	IPSE
Jairo O. Pedraza C.	ENLAZA GEB
Jairo Serrano L.	XM
Javier A. Blanco S.	MINENERGÍA
Javier A. Granada T.	EPM
Javier A. Tapia R.	XM
Javier D. Rivera F.	XM
Javier H. Torres N.	CEO
Javier Rosero G.	UNAL
Jhojan E. Betancur C.	EPM
Jhon A. Cardozo D.	XM
Jhon A. Pérez P.	ENEL-CODENSA
Jhon A. Zapata G.	CELSIA
Jhon E. Ceballos	CELSIA
Jhon F. Marín P.	CELSIA
Jhon Fredy Rincón	CELSIA
Jhon J. Tovar P.	ELECTRICARIBE
Jhon S. Zarate H.	UPME
Jhonatan Escobar O.	EPM
Jhovanny Bohórquez G.	INM
Johan S. Melchor G.	CEO
Johanna S. Castellanos A.	UPME
John A. Cardozo D.	XM
John A. Zapata G.	CELSIA / UNIVALLE
John E. Ceballos D.	CELSIA
John G. Melo P.	ENEL-CODENSA
John J. Ávila A.	UPME
John J. Tovar P.	Air-e
Johnatan Escobar O.	EPM
Jonathan Escamilla	CELSIA
Jorge A. Echeverry V.	EPM
Jorge A. Pulido P.	MINENERGÍA
Jorge E. Celis M.	ENLAZA GEB
Jorge E. Gómez	XM
Jorge E. Millán J.	CEO
Jorge E. Tobón V.	XM
Jorge H. De Los Ríos C.	CELSIA
Jorge I. Ramírez V.	EPM
Jorge M. Areiza O.	ISA-INTERCOLOMBIA
Jorge Orozco	ELECTRICARIBE
José D. Beltrán G.	ENEL-CODENSA
Jose D. Soto. O.	UNINORTE
José J. Galindo L.	EMCALI
José L. Cabezas M.	IPSE
José L. Villa R.	UTB
José V. Camargo H.	COCIER
José V. Dulce C.	ENEL-CODENSA
José V. Melo D.	ENLAZA GEB

Nombre	Organización
Juan A. Dominguez J.	MINENERGÍA
Juan A. López B.	CEO
Juan Arrieta U.	CEO
Juan C. Arbelaez Z.	XM
Juan C. Bedoya C.	MINENERGÍA
Juan C. Carreño P.	ENLAZA GEB
Juan C. Carreño P.	ENLAZA GEB
Juan C. Vélez V.	CIDET
Juan D. Montoya L.	EPM
Juan D. Suarez.	SSPD
Juan E. Serna T.	XM
Juan F. Puerta O.	ERCO
Juan González	UNIANDES
Juan J. Álvarez P.	ENEL-CODENSA
Juan J. Cano A.	EPM
Juan J. Cedeño L.	MINENERGÍA
Juan M. Caicedo.	ENLAZA GEB
Juan M. Molano	ENEL-CODENSA
Juan P. Hoyos T.	ISA-INTERCOLOMBIA
Juan P. Tovar O.	ENLAZA GEB
Juan P. Vélez S.	EPM
Juan pablo Borda	CELSIA
Juan S. Franco L.	EPM
Juan S. Rojas M.	ENEL-CODENSA
Julia B. Gutiérrez L.	MINENERGÍA
Julián A. Madrid C.	MINENERGÍA
Julián D. Montoya V.	CEO
Juliana Buriticá	EPM
Juliana Carmargo L.	MINENERGÍA
Juliana López C.	CEO
Karen S. Gutiérrez R.	MINENERGÍA
Karina Ruge A.	ENEL-CODENSA
Katharina Grosso B.	MINENERGÍA
Kevin A. Pachón N.	EPM
Laura A. Rodríguez S.	MINENERGÍA
Laura L. Bernal M.	SSPD
Laura López C.	MINENERGÍA
Laura S. Cruz A.	MINENERGÍA
Leonardo Camacho A.	CREG
Leonardo E. Sánchez C.	Air-e
Leonel Marín R.	XM
Leslie González S.	ENEL-CODENSA
Lina M. Ramírez A.	XM
Lina M. Vega B.	IPSE
Lina M. Castaño L.	MINENERGÍA
Lina Marcela Mejía	UNIVALLE
Lina P. Escobar R.	UPME
Lised K. Chaves A.	UPME / MINENERGIA
Luis A. Galvis P.	UPME
Luis A. Marín A.	MINENERGÍA
Luis C. Cadena C.	ENEL-CODENSA
Luis E. Martínez	CELSIA
Luis E. Prieto L.	FENOGE
Luis Ernesto	ENEL-CODENSA
Luis F. Alegria C.	EMCALI
Luis F. Correa G.	EPM
Luis F. Romero A.	MINENERGÍA
Luis H. Berrio V.	EPM
Luis M. Mejía	EMCALI
Luisa F. Celis M.	MINENERGÍA

Nombre	Organización
Luna Ramírez	ENEL-CODENSA
Manuel A. López B.	CELSIA
Manuel J. Gómez P.	ENEL-CODENSA
Marcela Giraldo R.	EPM
Marcela J. Ochoa O.	MINENERGÍA
Marco A. Gonzales R.	XM
Marcos A. Caro C.	CNO
Margarita M. Tamayo J.	ISA-INTERCOLOMBIA
María A. García	ENLAZA GEB
María G. Rodríguez	ENEL-CODENSA
Mario Rubio N.	CAC
Mateo Cortés.	CREG
Mateo Restrepo	ENEL-CODENSA
Mauricio A. Rojas G.	ENEL-CODENSA
Maximiliano García G.	ENEL-CODENSA
Melqui Camacho E.	EPM
Michael Arroyave	CELSIA
Michael E. Muñoz L.	CELSIA
Miguel Silva	ENEL-CODENSA
Miguel Velásquez	UNIANDES
Milton F. Soto U.	ELECTRICARIBE
Misael Cano M.	ENEL-CODENSA
Mónica M. Montoya G.	CIDET
Natalia Avellaneda	MINENERGÍA
Natalia E. Quijano U.	ENEL-CODENSA
Natalia Rozo M.	MINENERGÍA
Nataly Meneses	CELSIA
Nelson J. Marín M.	ENEL-CODENSA
Néstor E. Polanía V.	INM
Nickolay S. Jiménez B.	MINENERGÍA
Nicolás Achury	UPME
Nicolás Arias B.	XM
Nicolás Jiménez P.	MINENERGÍA
Nicolás Zea A.	XM
Olga P. Cárdenas Q.	EPM
Omar DJ. Alzate Z.	EPM
Omar DJ. Cardona R.	EPM
Oscar A. Almonacid G.	CELSIA
Oscar A. Gómez R.	XM
Oscar E. Diaz V.	ENEL-CODENSA
Oscar L. Zarate H.	EMCALI
Oscar Sánchez S.	MINENERGÍA
Oswaldo Arráez	CELSIA
Pablo A. Vargas B.	ENEL-CODENSA
Pablo E. Santos N.	MINENERGÍA
Paola Tibatá S.	FENOGE
Paul Manrique	CELSIA
Paula Guerra T.	ERCO
Pedro A. García R.	EMCALI
Pedro L. Hinestroza G.	CELSIA
Pedro O. Castro G.	IPSE
Rafael M. Luna U.	EPM
Rafael Morales R.	CELSIA
Ramón A. León	ISA-INTERCOLOMBIA
Raúl H. Cadena C	EPM
René Sotero	MINENERGÍA
Roberto Cajamarca	ENEL-CODENSA
Rosaura P. Castrillón M.	UAO
Russby Castañeda H.	MINENERGÍA
Sandra M. Téllez G.	UNAL / SSPD / DNP

Nombre	Organización
Sandra Ospina A.	CELSIA / UNIVALLE
Sandra P. Duque R.	CELSIA
Santiago Álvarez	EPM
Santiago Lemos	CELSIA
Sara González R.	ENEL-CODENSA
Sara Pulgarín C.	MINENERGÍA
Sebastián Salazar	CELSIA
Sergio A. Gil G.	ENEL-CODENSA
Sergio Peña	ENEL-CODENSA
Silvana P. Fonseca C.	MINENERGÍA
Simón Sarmiento B.	MINENERGÍA
Sofía A. Ropero P.	CELSIA
Steven Jiménez G.	XM
Steven Jiménez G.	XM
Stevenson Rodríguez E.	CELSIA
Thomas Rokholt	ENEL-CODENSA
Verónica L. Toro M.	EPM
Víctor M. Meza J.	XM
Víctor Manuel M.	XM
Vladimir Martínez Z.	ERCO
Walter Giraldo G.	CELSIA
William A. Martínez M.	UPME
William E. Ruiz R.	ENEL-CODENSA
William Montaño S.	UNAL / MINENERGIA
William Rojas	ENEL-CODENSA
Wilman Garzón R.	ENEL-CODENSA
Wilson Castillo B.	ISA-INTERCOLOMBIA
Wilson D. Graciano B.	EPM
Yeraldin Marín G.	ENEL-CODENSA
Yohan A. Guisao B.	XM
Yohana C. Galvis S.	UPME / MINENERGIA / ENEL-CODENSA
Zahira I. Gonzales C.	MINENERGÍA

AGRADECIMIENTOS

2017

- A los gremios ANDESCO (Kathrine Simancas), ASOCODIS (Edwin Cruz, Carlos Ávila) y ACOLGEN (Diana Orrego) que participaron en la sesión especial de riesgos oportunidades para la conexión de la generación distribuida (octubre de 2017).

2018

- **Al equipo administrativo y de articulación CIDET.**
- Al comité tecnológico y la comisión (T) ciberseguridad del CNO por su acompañamiento y aporte a las actividades propuesta por nuestra organización.
- A la UPME por su gestión y trabajo en Microrredes ZNI.
- A ANDESCO (Kathrine Simancas A.) por su compromiso y desarrollo de las actividades en medición avanzada.
- Al MME-OAAS, UPME, el CIAT, el Clúster de Energía Suroccidente (Guillermo Aponte, Claudia Calvo) y la ANDI (Daniel Romero M., Juan Valencia Y.) por su compromiso y aporte a las actividades de demanda activa.
- A la UPME, la Universidad Nacional (Javier Rosero, Grupo em&d) y la Universidad del Valle (Eduardo Caicedo, Grupo PSI) por su compromiso y aporte en las actividades de ciberseguridad.
- A los representantes de los congresos ANDESCO, ANDICOM (Fernando Sánchez, CINTEL / Jairo Espinoza, GAUNAL) y MEM (CNO/CAC, UPME) por brindar espacios y apoyar las actividades propuestas por nuestra organización.

2019

- Al equipo administrativo y de articulación CIDET.
- Al comité de Supervisión y Ciberseguridad del CNO por su acompañamiento y aporte a las actividades propuesta por nuestra organización.
- A la UPME por su gestión y trabajo en Microrredes ZNI.
- A ANDESCO por su compromiso y desarrollo de las actividades en medición avanzada.
- Al MME-OAAS/OARE, UPME, el CIAT, la Universidad Nacional, la Universidad del Valle, el Clúster de Energía Suroccidente y la ANDI por su compromiso y aporte a las actividades de demanda activa y arquitectura tecnológica.
- A los representantes de los congresos ANDESCO, ANDICOM-CINTEL y MEM (CNO/CAC) por brindar espacios y apoyar las actividades propuestas por nuestra organización.

2020

- Al equipo administrativo y de articulación CIDET.
- Al comité de Supervisión y Ciberseguridad del CNO por su acompañamiento y aporte a las actividades propuesta por nuestra organización.
- A ANDESCO por su compromiso y desarrollo de las actividades en medición avanzada.
- Al MME-OAAS/OARE, UPME, el CIAT, la Universidad Nacional, la Universidad del Valle, el Clúster de Energía Suroccidente y la ANDI por su compromiso y aporte a las actividades de demanda activa, AMI y arquitectura tecnológica.
- A los representantes de los congresos ANDESCO y ANDICOM-CINTEL por brindar espacios y apoyar las actividades propuestas por nuestra organización.

2021

- Al equipo administrativo y de articulación CIDET.
- A los representantes de los congresos ANDICOM, MEM y ANDESCO por brindar espacios y apoyar las actividades de difusión.
- Al comité de Supervisión y Ciberseguridad del CNO por su acompañamiento y aporte a las actividades de fortalecimiento sectorial.
- A ANDESCO por su compromiso y desarrollo de las actividades en medición avanzada.
- Al MINENERGÍA-OAAS/OARE, UPME, el CIAT, la Universidad Nacional, la Universidad del Valle, el Clúster Energía Inteligente y la ANDI por su compromiso y aporte a las actividades de demanda activa y AMI.
- Al CIGRE por el trabajo articulado en microrredes-DER y subestaciones digitales.
- A el COCIER, el Consejo Mundial de la Energía WEC Colombia y SerColombia por el trabajo articulado en DER.

2022

- Al equipo administrativo y de articulación CIDET.
- Al CNO, comité de Supervisión y Ciberseguridad, y la CIER, grupos técnicos de Smartgrid y ciberseguridad, por brindar espacios, apoyar y aportar a las actividades de fortalecimiento sectorial.
- A ANDESCO por su compromiso y desarrollo de las actividades en medición avanzada.
- Al MINENERGÍA-OAAS/OARE/DEE, FENOGE, UPME, la Universidad Nacional, la Universidad del Valle, el Clúster Energía Inteligente-Cámara de Comercio y la Fundación Pro-archipiélago por su compromiso y aportes en las diferentes actividades de demanda activa (empoderamientos del usuario) y la medición avanzada.

- A los representantes de los congresos MEM y ANDICOM por brindar espacios y apoyar las actividades de difusión. Así como a CELSIA, Carbon Trust y la Universidad Nacional por su aporte en el desarrollo de proyectos.

- A los miembros de la Mesa DER Colombia ACOLGEN, ANDESCO, ASOCODIS, COCIER, SERCOLOMBIA y WEC COLOMBIA por su compromisos y generación de espacios colaborativos para fomentar los recursos energéticos distribuidos

2023

- Al equipo administrativo y de articulación CIDET.

- Al CNO, los comités de Ciberseguridad y Supervisión, y la CIER, grupos técnicos de ciberseguridad y Smartgrid, por brindar espacios, apoyar y aportar a las actividades de fortalecimiento sectorial.

- A ANDESCO por su compromiso y desarrollo de las actividades en medición avanzada.

- A MINENERGÍA-OAAS/OARE/DEE, FENOGE, UPME, la Universidad Nacional, la Universidad del Valle, el Clúster Energía Inteligente-Cámara de Comercio de Cali, la Agencia Internacional de Energía -iea-, Carbon Trust por su compromiso y aportes en las diferentes actividades de demanda activa (empoderamientos del usuario) y la digitalización.

- A los representantes de los congresos MEM, ANDICOM y FISE por brindar espacios y apoyar las actividades de difusión. Así como a CELSIA por su aporte en el desarrollo de proyectos.

- A los miembros de la Mesa DER Colombia ACOLGEN, ANDESCO, ASOCODIS, COCIER, SERCOLOMBIA y WEC COLOMBIA por su compromisos y generación de espacios colaborativos para fomentar el uso de los DER y las comunidades energéticas.

2024

- Al equipo administrativo y de articulación CIDET.

- Al CNO, los comités de Ciberseguridad y Supervisión, y la CIER, grupos técnicos de ciberseguridad y Smartgrid, por brindar espacios, apoyar y aportar a las actividades de fortalecimiento sectorial.

- A ANDESCO por su compromiso y desarrollo de las actividades para fomentar la medición avanzada.

- A MINENERGÍA-OAAS/OARE/DEE, IPSE, FENOGE, UPME, la Universidad Nacional, la Universidad del Valle, el Clúster Energía Inteligente-Cámara de Comercio de Cali, a la Asociación Colombiana de Comercializadores de Energía - ACCE, al Clúster de Energía de la Cámara de Comercio de Bogotá, ANDI, USAID, Ecopetrol-Red Econova por su compromiso y aportes en las diferentes actividades de demanda activa (empoderamiento del usuario).

- Al Banco Mundial, TTA, Carbon Trust y EPRI por su aporte a las actividades de generación de capacidades en flexibilidad, comunidades energéticas, digitalización y ciberseguridad.

  A los representantes de los congresos MEM, ANDICOM, CONMIENERGÍA, WEC COLOMBIA y FISE por brindar espacios y apoyar las actividades de transformación del sector.

- A los miembros de la Mesa DER Colombia ACOLGEN, ANDESCO, ASOCODIS, COCIER, SERCOLOMBIA y WEC COLOMBIA por su compromisos y generación de espacios colaborativos para fomentar el uso de los DER y las comunidades energéticas.

2025

- Al equipo administrativo y de articulación CIDET.

- Al CNO, los comités de Ciberseguridad y Supervisión, y la CIER, grupos técnicos de ciberseguridad y Smartgrid, por brindar espacios, apoyar y aportar a las actividades de fortalecimiento sectorial.

- A ANDESCO por su compromiso y desarrollo de las actividades para fomentar la medición avanzada.

- A MINENERGÍA-OARE/DEE, CREG, FENOGE, UPME, IPSE, la Universidad Nacional, la Universidad del Valle, el Clúster Energía Inteligente-Cámara de Comercio de Cali, a la Asociación Colombiana de Comercializadores de Energía - ACCE, al Clúster de Energía de la Cámara de Comercio de Bogotá, Ecopetrol-Red Econova por su compromiso y aportes en las diferentes actividades de demanda activa (empoderamiento del usuario).

- Al Banco Mundial por su aporte a las actividades de generación de capacidades en intercambio de datos, comunidades energéticas, digitalización y ciberseguridad.

- A los representantes de los congresos MEM (CAC-CNO), ANDICOM (CINTEL), CONMIENERGÍA (WEC COLOMBIA/FISE), CIER/COCIER y FORO SmartGrid por brindar espacios y apoyar las actividades de transformación del sector.

2026

- Al equipo administrativo y de articulación CIDET.

- Al CNO, los comités de Ciberseguridad y Supervisión, y la CIER, grupos técnicos de ciberseguridad y Smartgrid, por brindar espacios, apoyar y aportar a las actividades de fortalecimiento sectorial.

- A ANDESCO por su compromiso y desarrollo de las actividades para fomentar la medición avanzada.

- A MINENERGÍA-OARE, CREG, FENOGE, UPME, IPSE, la Universidad Nacional, la Universidad del Valle, a la Asociación Colombiana de Comercializadores de Energía - ACCE, al Clúster de Energía de la Cámara de Comercio de Bogotá, Ecopetrol-Red Econova por su compromiso y aportes en las diferentes actividades de demanda activa (empoderamiento del usuario).

- Al Banco Mundial por su aporte a las actividades de generación de capacidades en intercambio de datos, comunidades energéticas, digitalización y ciberseguridad.

- A los representantes de los congresos MEM (CAC-CNO), ANDICOM (CINTEL), CONMIENERGÍA (WEC COLOMBIA/FISE), CIER/COCIER y FORO SmartGrid por brindar espacios y apoyar las actividades de transformación del sector.

- Agradecemos a WWF por el apoyo financiero para la diagramación de este libro.




Apertura






RECONOCIMIENTO
RECONOCIMIENTO
RECONOCIMIENTO

ACRÓNIMOS/SIGLAS

Siglas, abreviaturas, denominaciones institucionales y unidades utilizadas en el documento. Las equivalencias en inglés de entidades colombianas son traducciones descriptivas, salvo indicación contraria.

ACER	Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía.	European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ADA	Automatización avanzada de la distribución eléctrica.	Advanced Distribution Automation
ADMS	Sistema avanzado de gestión de la distribución eléctrica.	Advanced Distribution Management System
AEMO	Operador del Mercado Energético Australiano.	Australian Energy Market Operator
AGPE	Autogeneración a pequeña escala.	Small-scale self-generation
AMI	Infraestructura de medición avanzada: medidores, comunicaciones y sistemas de gestión de datos.	Advanced Metering Infrastructure
ANE	Agencia Nacional del Espectro.	National Spectrum Agency (Colombia; descriptive translation)
ARENA	Agencia Australiana de Energías Renovables.	Australian Renewable Energy Agency
BID	Banco Interamericano de Desarrollo.	Inter-American Development Bank (IDB)
CAC	Comité Asesor de Comercialización del sector eléctrico colombiano.	Commercialization Advisory Committee (Colombia; descriptive translation)
CAIDI	Índice de duración promedio de las interrupciones por usuario interrumpido.	Customer Average Interruption Duration Index
CEMI	Indicador de usuarios que experimentan múltiples interrupciones; el umbral debe especificarse.	Customers Experiencing Multiple Interruptions
CIDET	Centro de Innovación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico; históricamente, Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico.	Center for Innovation and Technological Development of the Electricity Sector (descriptive translation)
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas; sigla de origen francés.	International Council on Large Electric Systems
CIM	Modelo común de información para representar e intercambiar datos del sistema eléctrico.	Common Information Model
CINTEL	Centro de Investigación y Desarrollo en Tecnologías de la Información y las Comunicaciones.	Information and Communication Technologies Research and Development Center (descriptive translation)
CNO	Consejo Nacional de Operación del sector eléctrico colombiano.	National Operation Council (Colombia; descriptive translation)
COCIER	Comité Colombiano de la Comisión de Integración Energética Regional.	Colombian Committee of the Regional Energy Integration Commission (descriptive translation)
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social.	National Council for Economic and Social Policy (Colombia; descriptive translation)
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas.	Energy and Gas Regulatory Commission (Colombia; descriptive translation)
CSIRT	Equipo de respuesta a incidentes de seguridad informática; aplicado a la coordinación sectorial.	Computer Security Incident Response Team
DER	Recursos energéticos distribuidos, como generación, almacenamiento y demanda flexible.	Distributed Energy Resources
DER/EV	Referencia conjunta a recursos energéticos distribuidos y vehículos eléctricos.	Distributed Energy Resources / Electric Vehicles

DERMS	Sistema de gestión de recursos energéticos distribuidos.	Distributed Energy Resource Management System
DMS	Sistema de gestión de la distribución eléctrica.	Distribution Management System
DNP	Departamento Nacional de Planeación.	National Planning Department (Colombia; descriptive translation)
DNP3	Protocolo de comunicación para telecontrol y adquisición de datos en sistemas eléctricos.	Distributed Network Protocol, version 3
DOE / DoE	Departamento de Energía de los Estados Unidos; variantes utilizadas en el documento.	United States Department of Energy
DSO	Operador del sistema de distribución eléctrica.	Distribution System Operator
DSO Entity	Entidad europea de operadores de sistemas de distribución.	EU DSO Entity; European Union Distribution System Operators Entity
DSO-TSO / TSO-DSO	Coordinación entre operadores de distribución y transmisión.	Distribution System Operator–Transmission System Operator coordination
E.DSO	Asociación europea de operadores de sistemas de distribución.	European Distribution System Operators
ENS	Energía no suministrada durante interrupciones o restricciones del servicio.	Energy Not Supplied
ENTSO-E	Red Europea de Operadores de Sistemas de Transmisión de Electricidad.	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPM	Empresas Públicas de Medellín.	Empresas Públicas de Medellín; Medellín public utilities (descriptive translation)
EPSA	Empresa de Energía del Pacífico; denominación empresarial histórica citada.	Empresa de Energía del Pacífico; Pacific Energy Company (descriptive translation)
EU	Unión Europea; abreviatura en inglés utilizada en referencias.	European Union
EV	Vehículo eléctrico; también se utiliza para el conjunto de vehículos eléctricos.	Electric Vehicle / Electric Vehicles
FLISR	Localización de fallas, aislamiento y restablecimiento del servicio.	Fault Location, Isolation and Service Restoration
FNCER	Fuentes no convencionales de energía renovable.	Non-conventional Renewable Energy Sources
GD	Generación distribuida.	Distributed Generation (DG)
GIDI	Gestor Independiente de Datos e Información.	Independent Data and Information Manager (descriptive translation)
GIS	Sistema de información geográfica; en este documento, no se refiere a equipos aislados en gas.	Geographic Information System
GSEF	Federación Global de Energía Inteligente; anteriormente Federación Global de Redes Inteligentes.	Global Smart Energy Federation; formerly Global Smart Grid Federation
GTC	Grupo de Trabajo Colaborativo; en plural, Grupos de Trabajo Colaborativo.	Collaborative Working Group / Collaborative Working Groups
GW	Gigavatio; unidad de potencia eléctrica.	Gigawatt
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.	Colombian Institute of Technical Standards and Certification (descriptive translation)
IEA	Agencia Internacional de Energía; sigla en inglés.	International Energy Agency
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional; sus números identifican normas técnicas.	International Electrotechnical Commission
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos; organismo de normalización técnica.	Institute of Electrical and Electronics Engineers

IoT	Internet de las cosas: dispositivos conectados para capturar e intercambiar datos.	Internet of Things
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables.	International Renewable Energy Agency
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.; denominación empresarial citada.	Interconexión Eléctrica S.A.; electric power interconnection company (descriptive translation)
ISGAN	Red Internacional de Acción sobre Redes Inteligentes.	International Smart Grid Action Network
ISGF	Foro de Redes Inteligentes de India.	India Smart Grid Forum
KEPCO	Corporación de Energía Eléctrica de Corea.	Korea Electric Power Corporation
LBNL	Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley.	Lawrence Berkeley National Laboratory
MAIFI	Índice de frecuencia promedio de interrupciones momentáneas del sistema.	Momentary Average Interruption Frequency Index
MDM	Gestión de datos de medición; plataforma para validación y tratamiento de lecturas.	Meter Data Management
MINAMBIENTE	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.	Ministry of Environment and Sustainable Development (Colombia; descriptive translation)
MINENERGÍA / MME	Ministerio de Minas y Energía; denominación abreviada y sigla utilizadas.	Ministry of Mines and Energy (Colombia; descriptive translation)
MinTIC / MINTIC	Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones.	Ministry of Information and Communication Technologies (Colombia; descriptive translation)
MINTRANSPORTE	Ministerio de Transporte.	Ministry of Transport (Colombia; descriptive translation)
MW	Megavatio; unidad de potencia eléctrica.	Megawatt
MWh	Megavatio-hora; unidad de energía, distinta de la potencia expresada en MW.	Megawatt-hour
NEDO	Organización para el Desarrollo de Nuevas Energías y Tecnología Industrial de Japón.	New Energy and Industrial Technology Development Organization
NEM	Mercado Nacional de Electricidad de Australia.	National Electricity Market
NERC	Corporación Norteamericana de Confiabilidad Eléctrica.	North American Electric Reliability Corporation
NIST	Instituto Nacional de Estándares y Tecnología de los Estados Unidos.	National Institute of Standards and Technology
NIST-CSF	Marco de ciberseguridad del NIST.	NIST Cybersecurity Framework
NLR	Laboratorio Nacional de las Montañas Rocosas; denominación utilizada en el documento.	National Laboratory of the Rockies
NREL	Laboratorio Nacional de Energías Renovables; denominación anterior indicada en el documento.	National Renewable Energy Laboratory
NTC	Norma Técnica Colombiana; el número identifica la norma específica.	Colombian Technical Standard
OMS	Sistema de gestión de interrupciones del suministro eléctrico.	Outage Management System
OpenADR	Estándar abierto para automatizar el intercambio de señales de respuesta de la demanda.	Open Automated Demand Response
PEN	Plan Energético Nacional.	National Energy Plan (Colombia; descriptive translation)

PMU	Unidad de medición fasorial sincronizada.	Phasor Measurement Unit
PNNL	Laboratorio Nacional del Noroeste del Pacífico.	Pacific Northwest National Laboratory
RD	Respuesta de la demanda.	Demand Response (DR)
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.	Technical Regulation for Electrical Installations (Colombia; descriptive translation)
SAEB (BESS)	Sistema de almacenamiento de energía mediante baterías.	Battery Energy Storage System
SAIDI	Índice de duración promedio de las interrupciones del sistema por usuario.	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	Índice de frecuencia promedio de las interrupciones del sistema por usuario.	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	Sistema de supervisión, control y adquisición de datos.	Supervisory Control and Data Acquisition
SDL	Sistema de Distribución Local.	Local Distribution System
SGCC	Corporación Estatal de Redes Eléctricas de China.	State Grid Corporation of China
SIN	Sistema Interconectado Nacional.	National Interconnected System (Colombia; descriptive translation)
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.	Superintendency of Residential Public Utilities (Colombia; descriptive translation)
SUI / SUI-SSPD	Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios; SUI-SSPD identifica el sistema administrado por la Superintendencia.	Unified Public Utilities Information System; administered by SSPD (descriptive translation)
TIC	Tecnologías de la información y las comunicaciones.	Information and Communication Technologies (ICT)
TSO	Operador del sistema de transmisión eléctrica.	Transmission System Operator
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética.	Mining and Energy Planning Unit (Colombia; descriptive translation)
USTDA	Agencia de Comercio y Desarrollo de los Estados Unidos.	United States Trade and Development Agency
WAMS	Sistema de medición de área amplia, basado en mediciones sincronizadas del sistema de potencia.	Wide Area Measurement System
XM	Nombre empresarial del operador y administrador del mercado eléctrico colombiano; no se desarrolla como sigla en el documento.	XM; Colombian power system operator and electricity market administrator (descriptive designation)



Esta publicación ha sido financiada por WWF Colombia -Fondo Mundial para la Naturaleza - en el marco del proyecto ACHIEVE

www.colombiainteligente.org

Contacto:

difusion@colombiainteligente.org | Edf. TecnoParque, Piso 13. Carrera 46 # 56 – 11. CP:050012 | Medellín, Colombia.

@colombiaintelig

@colombiainteligente


Colombia
inteligente