

Smart Grids Colombia VISIÓN 2030



Parte I

**Antecedentes y Marco Conceptual del Análisis, Evaluación y
Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en
Colombia**

Abril de 2016

Equipo de Trabajo

Editores:

Grupo Técnico Proyecto BID integrado por Representantes de:

Banco Interamericano de Desarrollo (Cooperación Técnica)

José Ramón Gómez Guerrero
Jorge Luis Rodríguez Sanabria
Juan Eduardo Afanador Restrepo

Ministerio de Minas y Energía

Marie Paz Rodríguez Mier
Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales

Carlos Arturo Rodríguez Castrillón
Profesional Especializado
Oficina Dirección de Energía

Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones

Liliana Jaimes Carrillo
Despacho Viceministerio TI

Unidad de Planeación Minero-Energética

Camilo Tautiva Mancera
Asesor de Energía

Iniciativa Colombia Inteligente

Alberto Olarte Aguirre
Secretario Técnico C N O – Presidente Colombia Inteligente

Renato Humberto Céspedes Gandarillas
Coordinador Técnico

Firmas Consultoras

CIRCE

Andrés Llombart Estopiñán
María Paz Comech Moreno
Adrián Alonso Hérranz
Samuel Borroy
Vicente Gorka Goicoechea Bañuelos
Carlos Pueyo Rufas

Universidad de Alcalá de Henares

Carlos Girón Casares
Francisco Javier Rodríguez Sánchez

Universidad Tecnológica de Pereira

Alejandro Garcés Ruiz
Juan José Mora Flórez

CREARA CONSULTORES, S.L.

María Jesús Báez Morandi
José Ignacio Briano Zerbino

Afi – Analistas Financieros Internacionales

Pablo I. Hernández González
Diego Vizcaíno Delgado

Universidad del Valle

Eduardo Francisco Caicedo Bravo
Javier Ferney Castillo Garcia
Wilfredo Alfonso Morales
Ricardo Andres Echeverry Martinez
Juan David Garcia Racines

Expertos en Regulación

Luiz Barroso
Rafael Ferreira

Experto en Regulación TIC

Julián Gómez Pineda

Bogotá D.C., Abril de 2016

NOTA ACLARATORIA - *DISCLAIMER*

1. Los planteamientos y propuestas presentados en este documento son los resultados del análisis y elaboración del Estudio desarrollado por el Equipo de Trabajo en el marco de la Cooperación Técnica ATN-KK-14254-CO (CO-T1337) con el aporte de fondos provenientes del Fondo Coreano para Tecnología e Innovación a través del Banco Interamericano de Desarrollo –BID–. Estos planteamientos y propuestas no representan ni comprometen la posición y planteamientos de las entidades oficiales del Gobierno Colombiano participantes.
2. Los análisis realizados en el desarrollo de la Cooperación Técnica consideraron la información disponible hasta el mes de diciembre del año 2015, fecha en la cual finalizó de manera oficial el trabajo realizado durante esta cooperación.

Tabla de contenido

1.	Introducción	1
1.1	Mapa de Navegación del Estudio	4
2.	Marco Conceptual	7
2.1	Objetivos Energéticos de Colombia	7
3.	<i>Smart Grids</i> : Definiciones, Tecnologías, Funcionalidades y TIC.....	10
3.1	Definición de Smart Grid o Red Inteligente	10
3.2	Tecnologías y Funcionalidades de las RI	10
3.3	Tecnologías de Información y Comunicación para Redes Inteligentes	15
3.4	Casos internacionales de desarrollo de las RI.....	19
4.	Características del Estudio	25
4.1	Horizonte	25
4.2	Enfoque al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y a los dominios de la Cadena del Sector Eléctrico	25
4.3	Definición de Escenarios.....	27
5.	Principales Resultados del Estudio.....	29
5.1	Esquema de Arquitectura de Red Inteligente.....	29
5.2	Penetración de las funcionalidades en el contexto Colombiano.....	29
5.3	Fases de Implementación Propuestas: Visión 2030.....	30
5.4	Estimación de Beneficios	32
5.5	Requerimientos de TIC	36
6.	Principales Acciones propuestas.....	40
7.	Diagnóstico del marco político y regulatorio colombiano.....	46
8.	Conclusiones y Recomendaciones.....	55
9.	Glosario de Términos y Siglas.....	61
9.1	Glosario	61
9.2	Siglas	63
10.	Referencias.....	71
11.	Anexo - Definición de los KPIs [3]	72

Índice de figuras

Figura 1. Marco de evaluación de KPIs para la implementación de RI en Colombia.....	4
Figura 2. Mapa de Navegación del Estudio.....	6
Figura 3. Objetivos	7
Figura 4. Principales funcionalidades para el desarrollo de RI en Colombia.....	14
Figura 5. Las TIC en el modelo SGAM de CEN-CENELEC-ETSI.....	15
Figura 6. Mapeado entre las redes de comunicaciones y los dominios conceptuales en el modelo de SGAM.....	16
Figura 7. Arquitectura multicapa de las RI.....	17
Figura 8. Requerimientos de velocidad de transmisión y cobertura para la jerarquía de las comunicaciones en redes inteligentes.....	17
Figura 9. Integración de los dominios del sector eléctrico con la estructura de las RI.....	25
Figura 10. Cobertura del SIN, Fuente: IPSE 2014	26
Figura 11. Arquitectura de RI	29
Figura 12. Relación entre la viabilidad y la penetración de cada funcionalidad	30
Figura 13. Penetración de cada tecnología en cada fase considerada	31
Figura 14. Diagrama fases de implementación de las funcionalidades.....	31
Figura 15. Reducción del tiempo de interrupción.....	33
Figura 16. Reducción de pérdidas.....	33
Figura 17. Reducción de emisiones.....	33
Figura 18. Reducción en inversiones y aplanamiento de curva de demanda	34
Figura 19. Integración de nuevos mercados.....	34
Figura 20. Ahorro potencial del tiempo de interrupción en Colombia.....	35
Figura 21. Acciones para la implementación de la tecnología AMI.....	41
Figura 22. Acciones para la implementación de la tecnología ADA	42
Figura 23. Acciones para la implementación de la tecnología DER.....	43
Figura 24. Acciones para la implementación de la tecnología VE	44

Índice de Tablas

Tabla 1. Valoración del peso de cada objetivo específico considerado sobre el objetivo global de Colombia.	9
Tabla 2. Características de los Elementos de la Estructura de Comunicaciones.....	17
Tabla 3. Comparación de las tecnologías de comunicación para RI.....	19
Tabla 4. Casos internacionales de implementación de RI.....	20
Tabla 5. Principales Casos Internacionales analizados	21
Tabla 6. Formulación de políticas y marcos regulatorios en casos internacionales analizados	22
Tabla 7. Casos internacionales en formulación de políticas y marcos regulatorios.....	23
Tabla 8. Penetración de funcionalidades de AMI, ADA, DER y VE según fase.	32
Tabla 9. Cálculo del ahorro potencial en por el despliegue de RI en Colombia	35
Tabla 10. Requerimientos de la red de comunicaciones para aplicaciones HAN/BAN/IAN en RI .	36
Tabla 11. Requerimientos de los sistemas de red para aplicaciones NAN en las RI.....	37
Tabla 12. Requerimientos de los sistemas de red para aplicación de protección de área externa, control y monitorización.....	39
Tabla 13. Aspectos normativos y regulatorios que afectan el desarrollo de las tecnologías RI en el Sector Energético y TICS.....	47
Tabla 14. Aspectos normativos y regulatorios que afectan el desarrollo de la tecnología AMI en el Sector Energético y TICS.....	50
Tabla 15. Aspectos normativos y regulatorios que afectan el desarrollo de la tecnología ADA en el Sector Energético.....	51
Tabla 16. Aspectos normativos y regulatorios que afectan el desarrollo de la tecnología DER en el Sector Energético.	52
Tabla 17. Principales KPIs utilizados para la evaluación de las funcionalidades	73

Parte I. Antecedentes y Marco Conceptual del Estudio

1. Introducción

Durante las últimas décadas el consumo energético mundial se ha incrementado considerablemente acompañando el crecimiento económico. Este incremento se refleja en el sector eléctrico en un crecimiento acelerado del consumo, base fundamental para el bienestar social en el siglo XXI.

En este sentido, la manera de organizar la producción y gestionar la energía eléctrica, así como su asignación, es un asunto de primer orden dado el impacto que ésta tiene en las actividades productivas, el medio ambiente y el bienestar de la sociedad de cada país.

Adicionalmente al aumento de demanda, existen otros factores que motivan la mejora de las infraestructuras de la red eléctrica, como por ejemplo el envejecimiento de los sistemas e infraestructuras eléctricas, el aumento de la presencia de fuentes de energía renovables, la integración del Vehículo Eléctrico (VE) en la red y la necesidad de mejorar la seguridad del suministro eléctrico y la eficiencia del sistema, entre otros. Como respuesta a los factores expuestos anteriormente surge el concepto de Red Inteligente (RI) o Smart Grid (SG)¹.

Muchas de las iniciativas desarrolladas a nivel internacional, relacionadas con la implementación de tecnologías RI, han surgido a partir de asociaciones, tanto públicas como privadas, que se agrupan con el objetivo de crear las condiciones apropiadas y brindar las herramientas necesarias para impulsar el desarrollo e implementación de éstas en cada uno de los territorios.

El Ministerio de Minas y Energía de Colombia en conjunto con el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones solicitaron al Banco Interamericano de Desarrollo (BID) establecer una Cooperación Técnica (CT) con el objetivo de identificar el marco más apropiado para llevar a cabo la implementación de las Redes Inteligentes (RI) en Colombia, de acuerdo a lo establecido en la estrategia del BID para Colombia 2012 – 2014 (GN-2648-1) y a las prioridades institucionales establecidas en el Reporte (GCI-9) “*Ninth General Capital Increase in Resources for the IDB*”, el cual considera las siguientes áreas como prioritarias: (i) Infraestructura para la competitividad y bienestar social, puesto que el proyecto busca determinar los beneficios y necesidades de la infraestructura de RI en Colombia, y (ii) Proteger el medio ambiente y mejorar en el aseguramiento de alimentos como respuesta al cambio climático, puesto que promueve la eficiencia energética, la integración de energías renovables y el almacenamiento de energía en la red.

El objetivo general de la CT consistió en identificar las estrategias, estándares y regulaciones que mejor se adapten y que sean necesarias para llevar a cabo, de forma exitosa, la implementación de las RI en Colombia. Para cumplir con este objetivo, la CT buscó realizar una comparación (*benchmarking*) de las tecnologías asociadas a RI, compartir el conocimiento adquirido por algunos de los países que ya han incursionado en estrategias de implementación, y hacer un análisis de los avances y logros alcanzados por proyectos piloto que han sido utilizados como plataformas de prueba para los aspectos establecidos en el desarrollo del proyecto. Por último se proporcionan los elementos esenciales para el desarrollo de las RI en Colombia, entre los que se incluyen la determinación de las principales barreras y oportunidades para su desarrollo, la descripción de las tecnologías más aptas para ser implementadas, el conjunto de pasos a seguir para su implementación y el grado de penetración de cada una de ellas, entre otros.

La División de Energía (INE/ENE), la cual hace parte del Departamento Sectorial de Infraestructura y Medio Ambiente (INE/INE) del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), fué la encargada de la realización de los Estudios relativos al desarrollo del Mapa de Ruta de Redes Inteligentes para el sector eléctrico colombiano, cuyos resultados, conclusiones y recomendaciones se presentan en este documento. Los

¹ Los términos Redes Inteligentes y Smart Grid, sus respectivas siglas RI - SG y Hoja de Ruta y Mapa de Ruta son utilizados indistintamente en estos documentos.

trabajos se realizaron en el marco de la Cooperación ATN-KK-14254-CO (CO-T1337) con el aporte de fondos provenientes del Fondo Coreano para Tecnología e Innovación.

Teniendo en cuenta el alcance del estudio y la necesidad de contar con un equipo especializado de expertos en los temas objetivo, el BID contrató el desarrollo de los siguientes cuatro componentes que en conjunto conforman la estructura fundamental del estudio.

Componente I: “Estudio de factibilidad técnica y económica de tecnologías de Redes Inteligentes para el sector eléctrico colombiano” [1], [2], [3], [4]

Tiene como objetivo identificar las tecnologías de RI y TIC más adecuadas y de mayor factibilidad para ser implementadas en Colombia, con base en:

- i) Un análisis de viabilidad técnica y económica a partir de la caracterización de las necesidades presentes y futuras del sistema eléctrico Colombiano, considerando la participación del consumidor final en el sistema energético a través del uso de tecnologías que le permita asumir un rol activo dentro del mismo,
- ii) Las mejores prácticas para el diseño de las arquitecturas utilizadas a partir de la identificación, evaluación, priorización y planificación de las acciones que permitan alcanzar los objetivos planteados en el escenario Visión 2030,
- iii) Evaluaciones beneficio/costo de las oportunidades que ofrecen las tecnologías de RI en un escenario temporal proyectado a 2030,
- iv) Construcción de un mapa de ruta adaptado a las características propias del país que permita definir un escenario de Visión 2030 para el despliegue de tecnologías de RI y establecer un marco de referencia claro que fomente el desarrollo de nuevos mercados asociados al despliegue de las tecnologías de RI,
- v) Impulsar el desarrollo de las tecnologías de RI a través de la generación y difusión de conocimiento a nivel local y de la capacitación de capital humano especializado, utilizando como base las experiencias en RI que se han desarrollado al interior del país.

Componente II: “Estudio para elaborar recomendaciones a nivel regulatorio y de política para el desarrollo de las Redes Inteligentes en el sector eléctrico colombiano” [5], [6]

Tiene como objetivo formular recomendaciones que definan tanto las políticas públicas como el marco regulatorio relacionado con el sector de la energía eléctrica y las comunicaciones, que permitan generar cambios y adoptar medidas en favor del despliegue de la infraestructura tecnológica de las RI en Colombia.

Los objetivos específicos de este componente son los siguientes:

- i) Efectuar una revisión de experiencias y documentación a nivel internacional de aspectos regulatorios y de políticas involucrados en la implementación de RI y las TIC asociadas en países con un panorama similar al del sector eléctrico colombiano.
- ii) Realizar un diagnóstico del esquema regulatorio colombiano en cuanto al desarrollo de RI y las TIC, para identificar rezagos y oportunidades, teniendo en cuenta la revisión de experiencias a nivel internacional.
- iii) Analizar los segmentos, actores y/o componentes de la cadena eléctrica (operador de red, operador del sistema, usuario final, desarrolladores de proyectos, gobierno, entre otros), que incorporan elementos de RI, para establecer sus necesidades a nivel de instrumentos regulatorios.

-
- iv) Identificar y priorizar las medidas regulatorias a implementar en el sector eléctrico colombiano para el fomento de las RI mediante un análisis beneficio/costo, y desarrollar indicadores que permitan cuantificar el impacto de la implementación de dichas medidas sobre los agentes involucrados.
 - v) Detallar el conjunto de modificaciones y/o adecuaciones normativas tendientes a la implementación de las RI en el sector eléctrico colombiano, con un cronograma de implementación que responda a las necesidades del sector eléctrico colombiano (mapa de ruta).

Componente III: “Difusión y Promoción de las RI en Colombia”.

Esta componente busca crear la conciencia en el país sobre los beneficios, costos e implicaciones derivadas del desarrollo de las RI en Colombia, lo cual es objeto de Talleres de capacitación y documentos guía que se organicen para tal fin.

Componente IV: “Metodología para la Evaluación de Proyectos Piloto de Redes Inteligentes en Colombia”. [7]

Inicialmente definido como el subcomponente IV de la Componente I de la CT, este componente brinda las bases necesarias para el análisis de las funcionalidades de RI descrito en el Componente I.

Colombia, a través de instituciones tanto públicas como privadas, así como diversas universidades y centros de investigación y desarrollo, han emprendido numerosos proyectos innovadores en el sector de RI. Los principales esfuerzos se centran en proyectos de Smart Metering desarrollados por empresas como Codensa, Electricaribe, EMCALI, EPM o EPSA, así como por instituciones de investigación como la Universidad del Valle. Es fundamental que el mapa de ruta de RI en Colombia cuente con suficientes bases técnicas y normativas que permitan evaluar la funcionalidad de este tipo de proyectos y avanzar en la solución de las necesidades del país y del sector eléctrico de forma efectiva; por esta razón es necesario construir una metodología adecuada para la evaluación de los proyectos que implementen estas tecnologías y que apunten a alcanzar los objetivos propuestos para el desarrollo del país.

Dado que actualmente muchos de los proyectos están en su fase de evaluación y experimentación, esta componente tiene como objetivo principal establecer una metodología que permita desarrollar un modelo de indicadores de referencia y de prueba para una plataforma de RI a partir de la integración de proyectos piloto reales. La metodología propuesta está basada en el modelo de latencias descrito en [20], y se centra en el desarrollo de los siguientes pasos:

1. Todo proyecto piloto es fuente de información del desarrollo de RI, cuyos datos pueden ser analizados y modelados en diferentes capas de acuerdo a la latencia y almacenamiento de datos.
2. Posterior al modelado del proyecto piloto, se definen los indicadores clave de desempeño KPI (del inglés, *Key Performance Indicator*) para cada una de las capas descritas en el modelo de referencia utilizado.
3. Una vez definidos los KPIs con las características de eficacia, eficiencia, calidad y economía, se procede a enlazarlos con los objetivos estratégicos ya sea de la empresa o del país dependiendo de los intereses de los entes de control.
4. Finalmente, cuando un proyecto piloto ha sido modelado, definidos sus KPIs, identificados los enlaces entre los KPIs y los objetivos, se aplica la metodología del Análisis Jerárquico AHP (del inglés, *Analytic Hierarchical Process*) para la evaluación multi-criterio y obtener los ponderados que relacionan los indicadores con los objetivos, con lo cual se podría realizar la comparación entre el proyecto piloto “ideal” y el implementado.

La Figura 1 presenta el marco de evaluación definido para medir el progreso de programas y proyectos SmartGrids en Colombia. Este marco contiene una estructura de tres niveles (nivel Gobierno, nivel Empresas Energéticas y nivel proyecto). Para cada nivel, se definen un conjunto de KPIs los cuales ayudarán a realizar un seguimiento continuo hacia los objetivos estratégicos planteados por las partes interesadas.

Figura 1. Marco de evaluación de KPIs para la implementación de RI en Colombia



Fuente: Equipo Consultor Universidad del Valle

En Colombia, un grupo de empresas comercializadoras de energía han desarrollado una serie de proyectos piloto dirigidos hacia la implementación de tecnologías de RI al interior del país. Estos proyectos han incluido la instalación de medidores inteligentes, sistemas de pre-pago, sistemas de medición avanzados (AMI), entre otros. En este contexto se busca promover el desarrollo de las políticas, regulaciones y tecnologías adecuadas para la implementación de las tecnologías de RI en Colombia.

1.1 Mapa de Navegación del Estudio

Para facilitar la lectura y el entendimiento del Estudio, se diseñó un Mapa de Navegación que permite hacer un seguimiento de las tareas realizadas y los resultados obtenidos durante la ejecución del estudio. Estas tareas se encuentran agrupadas de acuerdo al desarrollo de 5 áreas o procesos fundamentales del estudio, los cuales son:

- Caracterización del sistema eléctrico colombiano,
- Funcionamiento de las RI,
- Construcción del Mapa de Ruta,
- Análisis de las Tecnologías de Información y Telecomunicaciones,
- Análisis de los aspectos regulatorios y normativos.

Los tres primeros son desarrollados en espacios de tiempo específicos del proyecto, de forma secuencial, mientras que los dos últimos son desarrollados de forma transversal durante la totalidad del proyecto.

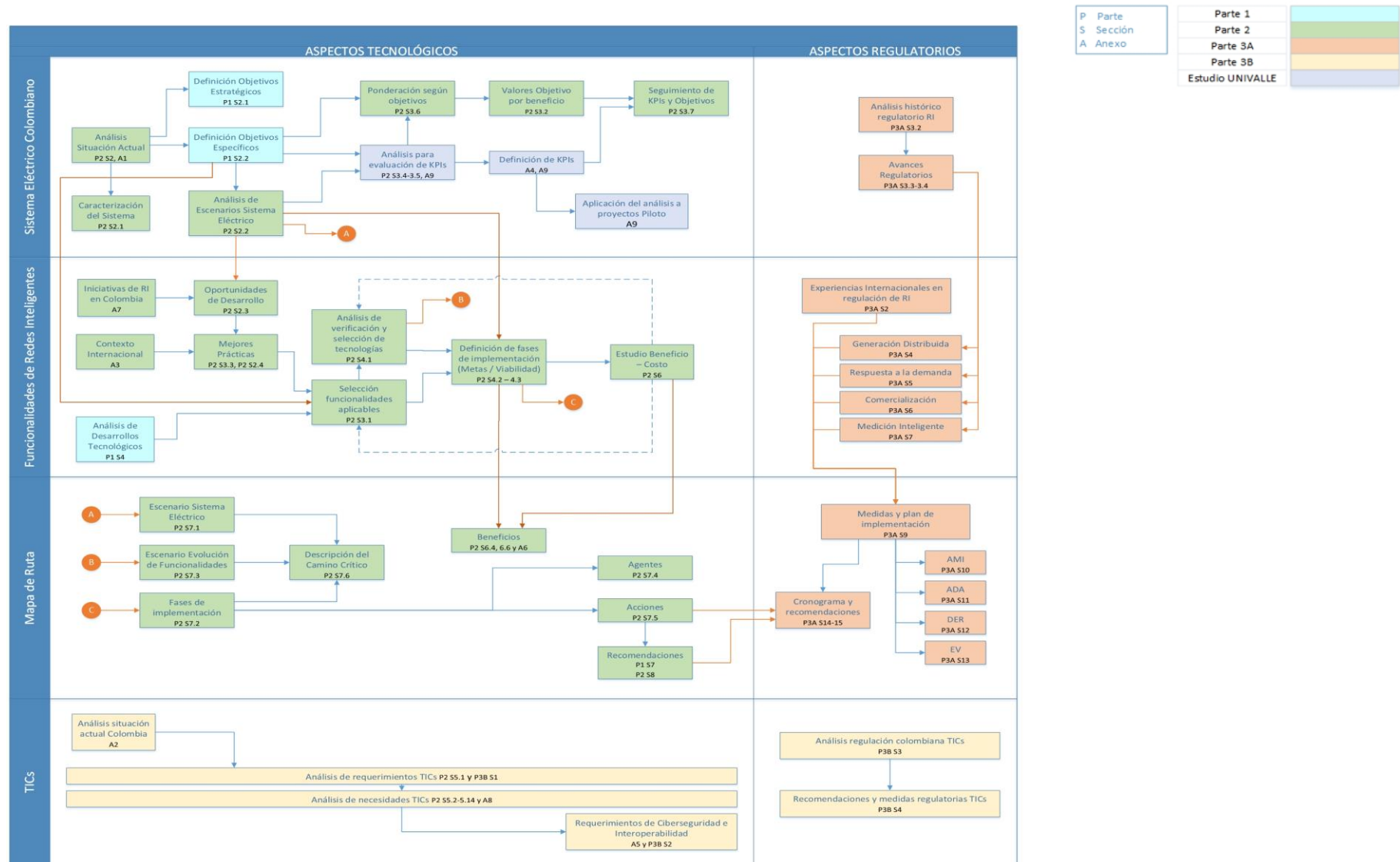
El mapa de Navegación muestra el proceso de ejecución y las relaciones principales que existen entre las diferentes tareas realizadas, cada una de las tareas se identifica por un color característico y por su respectiva referencia escrita. Estos indicadores le permiten al lector establecer en cuál de las partes del informe y en que sección puede encontrar información más detallada de cada una de las tareas.

Por ejemplo, para la tarea "Beneficios", se puede establecer que se encuentra en el área que agrupa las tareas del mapa de ruta y su descripción detallada se encuentra en el documento "Parte 2" en la secciones

6,4 y 6,6; existiendo más información relacionada con esta tarea en el Anexo 6 del estudio. Adicionalmente, la relación entre tareas indica que esta tarea tiene dos tareas predecesoras.

Los principales resultados metodológicos propuestos por los Consultores se han incluido en este Mapa de Navegación, sin embargo, para completar el diagrama se han agregado algunos elementos adicionales a los resultados del estudio con la intención de mostrar posibles aplicaciones del Mapa de Ruta para implementar las RI en Colombia.

Figura 2. Mapa de Navegación del Estudio



Fuente: Elaboración propia, Grupo Técnico Proyecto BID

2. Marco Conceptual

2.1 Objetivos Energéticos de Colombia

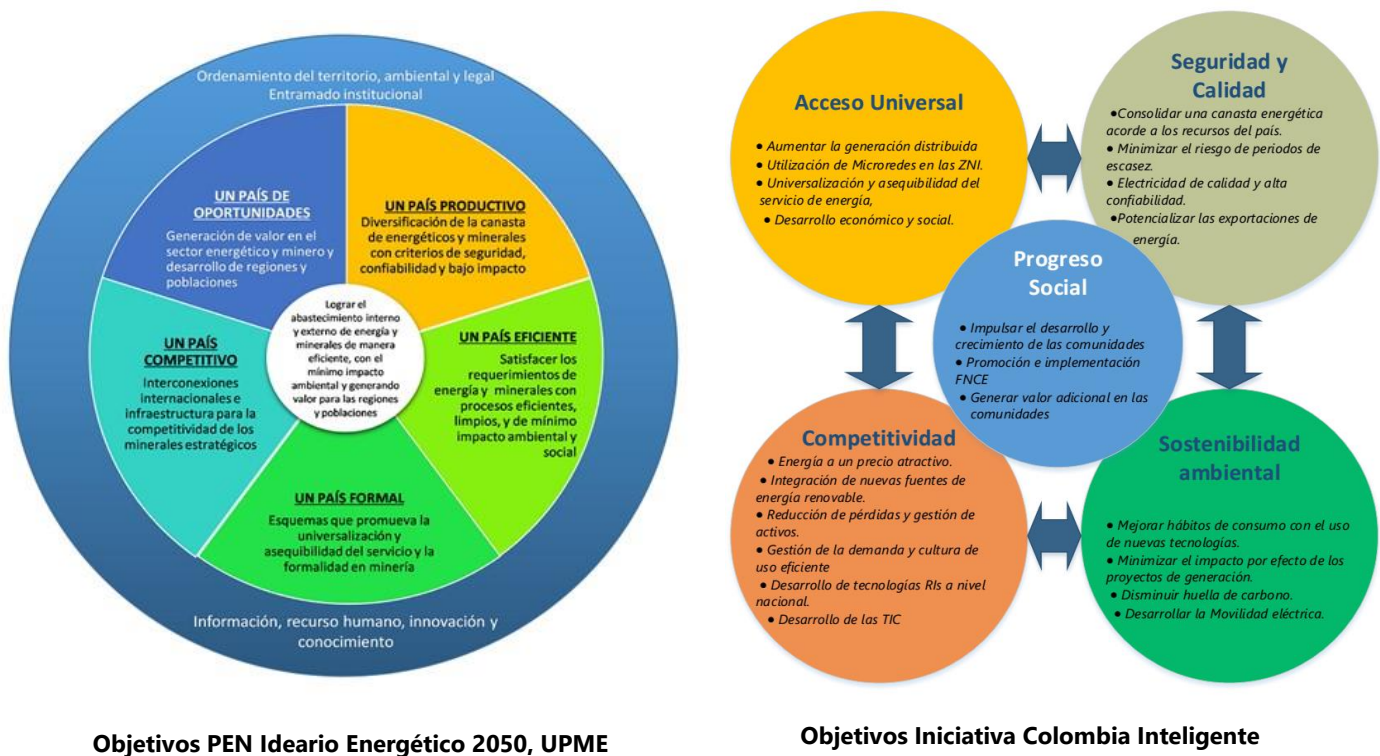
Para la formulación del mapa de ruta es necesario establecer las metas y los objetivos que se esperan alcanzar con la implementación del proyecto, para lo cual se tomó como punto de partida los objetivos definidos en el Ideario Energético de la UPME para el año 2050 y los Ejes Estratégicos y Temáticos de la Iniciativa Colombia Inteligente. El cumplimiento de estos objetivos es la motivación principal para la implementación y desarrollo de las RI en Colombia.

Objetivos estratégicos de Colombia en materia energética.

Se analizaron los objetivos propuestos en el Ideario Energético, así como los incluidos en la Iniciativa Colombia Inteligente, con el propósito de identificar aquellos, a los que las funcionalidades de las RI aportan alguna contribución. Cada uno de los objetivos estratégicos está conformado por varios objetivos específicos (ver Figura 3), cuyo cumplimiento se evalúa por medio de una serie de KPIs.

Mientras que el Ideario Energético elaborado por la UPME recoge de forma general los principales objetivos y retos para el sector energético, la iniciativa Colombia Inteligente recoge en sus objetivos estratégicos las líneas maestras para el sector eléctrico de una forma más específica. No obstante, son claras las similitudes entre la Visión de ambos documentos.

Figura 3. Objetivos



Fuente: Ideario 2050 / Plan Estratégico: Colombia Inteligente [19]

1. Objetivo Estratégico - Un País Formal / Acceso Universal

Las RI permiten aumentar el grado de generación distribuida por medio de la utilización de Microredes, favoreciendo la generación eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI). Esta característica le brinda al país la posibilidad de avanzar de forma más eficaz y eficiente en las labores de universalización y asequibilidad del servicio de energía, en la medida que aún hay regiones del país que no cuentan con un suministro continuo de ésta, incentivando así el desarrollo económico y social de estas regiones y de todo el país

2. Objetivo Estratégico - Un País Productivo y Eficiente / Seguridad y Calidad

Alcanzar un suministro confiable y eficiente de la energía, minimizando el riesgo de cortes eléctricos y garantizando la continuidad de suministro a través de la incorporación de nuevas fuentes energéticas y la implementación de tecnologías de punta, como por ejemplo, las asociadas a las RI, que permitan una operación más eficiente del sistema

3. Objetivo Estratégico – Un País Competitivo / Competitividad

Su implementación permitirá mejorar la competitividad del país y obtener beneficios para los sectores tecnológico, eléctrico e industrial de Colombia

4. Objetivo estratégico – Un País Eficiente / Sostenibilidad

Promover la gestión eficiente de la demanda en todos los sectores productivos e incorporar la implementación de energías renovables por medio del desarrollo de nuevas tecnologías, como por ejemplo las RI, que permitan mitigar el impacto ambiental causado por el sistema eléctrico. Adicionalmente, considerar la utilización del vehículo eléctrico (VE) como elemento de penetración de estas tecnologías limpias en el sector transporte, y así reducir las emisiones de gases contaminantes (CO₂) asociadas.

El desarrollo en conjunto de los cuatro objetivos anteriores permite alcanzar de forma indirecta un quinto objetivo de carácter más amplio, denominado Un País de Oportunidades / Progreso Social respectivamente, el cual, a partir del trabajo en el logro de los otros cuatro objetivos, busca impulsar el desarrollo del bienestar social a través la promoción y la implementación del conjunto de tecnologías asociadas a las RI, generando así valor y brindando mayor estabilidad económica y competitividad a la región.

La arquitectura de red, consecuentemente, se enfocará a las características específicas del país, así como al cumplimiento de los objetivos estratégicos previamente identificados, permitiendo alcanzar un escenario óptimo que favorezca el desarrollo del sector energético.

Objetivos Energéticos del Estudio para Colombia


Puesto que se debe agregar la contribución de los objetivos específicos dentro de cada uno de los objetivos estratégicos, y a su vez la contribución de estos al objetivo global, se opta por calcular los pesos relativos de estas contribuciones por medio del método *Analytical Hierarchical Process, AHP [21]*, el cual permite determinar los pesos con base en la opinión de expertos. Adicionalmente, teniendo en cuenta que es difícil medir la contribución de algunos objetivos específicos a los estratégicos, se dividen estos en dos tipos, los que tienen una contribución DIRECTA (tenidos en cuenta para el cálculo de pesos dentro del grupo) y aquellos que tienen una contribución INDIRECTA (objetivos que aportan, pero solo en una forma cualitativa, que es difícil de comparar con el resto de los objetivos específicos). En la Tabla 1 se presentan los valores de la contribución de los objetivos específicos del Estudio a los objetivos estratégicos, y la contribución de los objetivos estratégicos al objetivo global análisis del estado del sistema eléctrico colombiano.

Para el logro de los objetivos específicos, las RI proponen funcionalidades tales como lectura y operación remota, información al usuario, telemando, etc, que apoyadas en tecnologías de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), Automatización de la red de distribución (ADA), Recursos distribuidos (DER), y Vehículos Eléctricos (VE), permiten alcanzar los beneficios obtenidos con la implementación de proyectos de RI. Una propuesta de definición de *Key Performance Indicators (KPI)* aplicable a proyectos de RI se incluye en el Anexo de este documento.

Con el cálculo de KPI's que midan la contribución de las funcionalidades de RI a los objetivos estratégicos y al objetivo global de Colombia, se puede hacer el seguimiento del éxito del desarrollo de proyectos con base en los pesos mostrados en la Tabla 1.

Tabla 1. Valoración del peso de cada objetivo específico considerado sobre el objetivo global de Colombia.

Objetivo específico	Contribución Obj. Especifico a Obj. Estratégico	Objetivo Estratégico	Contribución del Obj. Estratégico a Obj. Global.	Objetivo global Colombia
Minimizar el riesgo de periodos de escasez de un recurso fundamental para el progreso	20	seguridad y calidad	55	
Calidad de la electricidad con una confiabilidad acorde con las necesidades de la sociedad del siglo XXI	70			
Canasta energética acorde con los recursos disponibles del país para un suministro continuo de electricidad	10			
potencializar la exportaciones de energía	INDIRECTO	Competitividad	40	
Energía a un precio atractivo comparado con otros países de la región	10			
Flexibilización para que se promueva una mayor penetración de nuevas fuentes de energía renovable	INDIRECTO			
reducir las pérdidas técnicas a valores costos efectivos	10			
reducir las pérdidas no-técnicas y mantenerlas en valores mínimos tolerables	40			
gestión de activos para una mejor eficiencia del sector eléctrico	15			
Desarrollo de gestión de la demanda para amortiguar el crecimiento de uso de la electricidad, sin detrimento de la calidad de vida de la comunidad. Desarrollo de una cultura de uso eficiente en la sociedad	25			
RI involucran un componente tecnológico con gran cantidad de equipos electrónicos que pueden ser fabricados o integrados en el país	INDIRECTO			
Desarrollo en el país de tecnologías de equipos y sistemas relacionados con las RI tanto para consumo local como para exportación	INDIRECTO			
Potenciar o adquirir experiencia en las componentes de sistemas asociados a los procesos de recolección de datos, procesamiento de información e integración de aplicaciones	INDIRECTO			
minimizar el impacto a las comunidades por efecto de nuestros proyectos de generación	INDIRECTO	Sostenibilidad	5	
Disminuir la huella de carbono del sector	100			
Acceso universal al servicio eléctrico	INDIRECTO	Acceso universal		



Como se puede observar en la Tabla 1, el Objetivo Específico con mayor contribución al Objetivo Global es "Calidad de la electricidad con una confiabilidad acorde con las necesidades de la sociedad del siglo XXI", con un peso total de 38,5% (70% respecto al objetivo estratégico y 55% de este respecto al objetivo global).

3. Smart Grids: Definiciones, Tecnologías, Funcionalidades y TIC

3.1 Definición de Smart Grid o Red Inteligente

Actualmente no existe una única definición que encierre en su totalidad el concepto de RI; el continuo avance tecnológico trae consigo la aparición de nuevas aplicaciones y funcionalidades que hacen que éste concepto esté en constante evolución. Diversas instituciones de referencia para el sector eléctrico, proponen definiciones en las que destacan de forma general, la participación de las Tecnologías de Información y Comunicaciones (TIC) como el medio integrador de todos los dominios del sistema eléctrico y el catalizador de los beneficios que estas tecnologías representan para el sistema, en lo relacionado con mejoras en la fiabilidad, calidad y eficiencia del servicio. Algunos ejemplos reconocidos de estas definiciones son las realizadas por el Electric Power Research Institute (EPRI) y el Smart Grid European Technology Platform (ETP SG):

- EPRI (Electric Power Research Institute) define Smart Grid como:

Una red que incorpora las tecnologías de la información y comunicación en cada aspecto de la generación, suministro y consumo de electricidad, con el objetivo de minimizar el impacto medioambiental, mejorar los mercados, mejorar la fiabilidad y el servicio, reducir costos y aumentar la eficiencia

- ETP SG (Smart Grid European Technology Platform) define la red inteligente como:

Una red que integra de forma inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ella –generadores, consumidores y aquellos que son ambas cosas– para suministrar electricidad de forma eficiente, sostenible, económica y segura

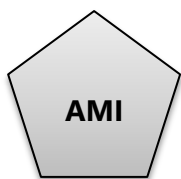
3.2 Tecnologías y Funcionalidades de las RI

Desde un punto de vista técnico, existen diferentes tecnologías que hacen posible dotar a la red eléctrica tradicional de las características propias de una Red Inteligente. Este Estudio considera el análisis de cuatro de estas tecnologías teniendo en cuenta los beneficios que representaría su implementación en la búsqueda de alcanzar los objetivos energéticos planteados, tanto por las entidades gubernamentales como por la iniciativa Colombia Inteligente, y la viabilidad que existe para que éstas sean llevadas a cabo en el contexto colombiano. Las tecnologías estudiadas son las siguientes:

1. Infraestructura de Medida Avanzada (AMI – Advanced Metering Infrastructure),
2. Automatización de la Red (ADA – Advanced Distribution Automation),
3. Recursos Energéticos Distribuidos (DER), y
4. Movilidad Eléctrica (VE).

No obstante, la integración de todas ellas está basada en la existencia de una infraestructura de TIC altamente fiable, segura y que garantice la interoperabilidad, la cual debe servir de soporte a todas las aplicaciones que aportan inteligencia a la red en cualquiera de sus niveles.

Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)



Las aplicaciones de las RI necesitan información sobre el estado de la red, los consumidores y los generadores. La infraestructura de medida, junto con una red de comunicaciones adecuada, proporciona a la RI la información necesaria para la toma de decisiones y los medios adecuados para el envío y recepción de órdenes y consignas.

Esta tecnología incluye tanto a los elementos de medida que informan del estado de la red, (en subestación centro de transformación o de reparto, transformadores, entre

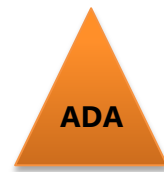
otros), como a los Contadores Inteligentes (CI) instalados a nivel de usuario. Este último elemento, el CI, aporta nuevas funcionalidades que favorecen la comunicación desde el operador de red hasta el usuario, pasando por los agentes intermedios necesarios (comercializadoras, empresas de servicios energéticos, gestores de recarga del VE), y permitiendo la participación activa del usuario en el mercado eléctrico. Las funcionalidades consideradas para esta tecnología son las siguientes:

- **Lectura y operación remota:** Contribuye al ahorro de costes de operación al no ser necesario el desplazamiento de personal de la compañía. Asimismo, permite a los Operadores de Red (OR) disponer de monitorización de los flujos de potencia en sus redes.
- **Limitación de potencia de forma remota:** Permite a los OR la reducción de costes de operación y, a los usuarios, disminuir su factura ya que pueden solicitar cambios de potencia contratada de manera más ágil, ajustando la misma a sus necesidades reales.
- **Detección de manipulación de los contadores y aviso a compañía:** Supone una valiosa herramienta para la reducción de las pérdidas no técnicas, no solo por el hecho de detectar las manipulaciones sino también por el efecto disuasorio que origina el control externo realizado por parte del operador.
- **Información al usuario:** Los CI van a permitir que el usuario disponga de toda la información relativa a su consumo en tiempo real, ya sea directamente en el CI o en un portal Web (información de tarifas, información de su consumo puntual y acumulado para periodos prefijados, saldo disponible modalidad prepago, etc.). El usuario va a conocer su perfil de consumo y va a poder calcular los ahorros que le supondría un cambio en sus hábitos.
- **Tarificación horaria:** Esta funcionalidad supone la implementación de distintos tramos horarios de facturación en los CI, de manera que los precios se ajusten y tengan cierta proporcionalidad al costo real de la energía en cada momento. Permitirá fomentar que los usuarios modifiquen sus hábitos de consumo, desplazando carga de períodos pico a períodos valle de la curva de consumo.
- **Medida de generación distribuida:** La conexión a la generación distribuida en baja tensión (en las instalaciones del usuario) requiere que los CI dispongan tanto de la capacidad de medida de la energía entrante como de la saliente, para usuarios que actúen como consumidores y/o generadores de energía.
- **Gestión activa de cargas:** Posibilidad de conectar o desconectar cargas gestionables en los momentos más convenientes según la curva de demanda. Esta funcionalidad puede suponer una contribución importante para el aplanamiento de la curva de demanda y para la integración de la generación distribuida, lo que reducirá la necesidad de instalar nuevos sistemas de generación. Existen diversos sistemas de gestión activa de cargas como por ejemplo utilizando un sistema Volt Var Control [13]. Estos sistemas reducen el consumo de las cargas gestionando la tensión a la que están expuestas dentro de los límites regulatorios.

Automatización de la red de distribución. (ADA)

La automatización de la red por medio del uso de la infraestructura de medida y las TIC es necesaria tanto para maximizar la integración de las DER, como para mejorar la continuidad y la calidad del suministro. El incremento del nivel de automatización permite asegurar la continuidad del suministro, siendo este uno de los objetivos principales de la red eléctrica colombiana por contar actualmente con unos tiempos de interrupción de suministro demasiado elevados. Adicionalmente, la reconfiguración automática de la red puede aportar mejoras en la eficiencia técnica. Las funcionalidades consideradas para esta tecnología son las siguientes:

- **Telemando (control remoto):** La capacidad de operar de forma remota sobre elementos de corte y maniobra de la red de distribución permitirá reducir de forma significativa los tiempos de reposición



de suministro en caso de incidencias en la red, mejorando como resultado la continuidad de suministro.

- **Localización de fallas:** El desarrollo y optimización de métodos de localización de fallas contribuye a la mejora de la continuidad del suministro, reduciendo los tiempos de reposición del servicio en caso de falla. Los métodos comprenden desde detectores de paso de falla hasta complejos métodos de localización basados en inyección de ondas de alta frecuencia dependiendo la característica aérea o subterránea de la Red.
- **Self-Healing:** El Self-Healing, o auto-cicatrización, es la función más avanzada de la tecnología ADA. Esta consiste en la automatización total del proceso de detección y localización de fallas y reposición de suministro, lo cual minimiza el tiempo de interrupción de suministro.
- **Reconfiguración automática:** Esta funcionalidad avanzada implica el desarrollo de algoritmos de reconfiguración óptima que hacen uso de la información del estado de la topología de la red, obtenida a partir de los distintos elementos de la tecnología AMI instalados en líneas, subestaciones, sistemas de generación y en los propios CI instalados en el lado del usuario. La optimización de la configuración de red permite la mejora de la eficiencia energética (balanceando flujos de energía) y el aumento de la vida útil de sus elementos al evitar/disminuir sobrecargas en dichos elementos de la red.
- **Gestión de activos:** Prácticamente todas las tecnologías y funcionalidades RI pueden aportar beneficios a la optimización del CAPEX y OPEX. Desde este punto de vista, la gestión de activos no se enmarca en exclusiva en ninguno de los bloques tecnológicos de RI. En este informe se ha asociado a la tecnología ADA por ser la más cercana al operador de red. La gestión de activos comprende todas aquellas actividades destinadas a mejorar el mantenimiento, alargar la vida útil y a planificar las inversiones de los elementos clave de la red, con objeto de optimizar el CAPEX y OPEX de los operadores de red.

Recursos distribuidos (DER).



Las principales funcionalidades de esta tecnología son micro-generación (generación en baja tensión) y el almacenamiento de energía. Esta surge como una alternativa para la integración rápida y eficiente de las fuentes renovables de energía y los sistemas de almacenamiento a la red de distribución.

La generación distribuida conectada en las redes de media y baja tensión aporta cercanía de la generación al consumidor, lo que reduce las pérdidas técnicas asociadas al transporte y mejora la eficiencia de la red, además, con un sistema de control adecuado, puede prestar servicios complementarios a la red en los momentos críticos, lo que permite aumentar los niveles de calidad de la energía suministrada y reducir la dependencia a los grandes generadores; además esta tecnología habilita la participación de los usuarios como generadores (Prosumidores), condición que brinda beneficios económicos a los usuarios, elemento clave en el despliegue de las redes eléctricas del futuro. Los sistemas de almacenamiento distribuido, también enmarcados en las tecnologías DER, complementan a la generación de energía a partir de fuentes renovables, puesto que su naturaleza es variable y no gestionable.

Vehículo eléctrico (VE)

La **Electrificación del Transporte (Movilidad eléctrica)** es una de las tendencias en la mayoría de los países tanto desarrollados, como en vías de desarrollo en el mediano y largo plazo. Esta tecnología representa un importante desafío para las redes eléctricas del futuro, puesto que deben permitir la integración de este nuevo tipo de demanda, la cual presenta claras ventajas medioambientales al sustituir los vehículos basados en combustibles (fósiles).

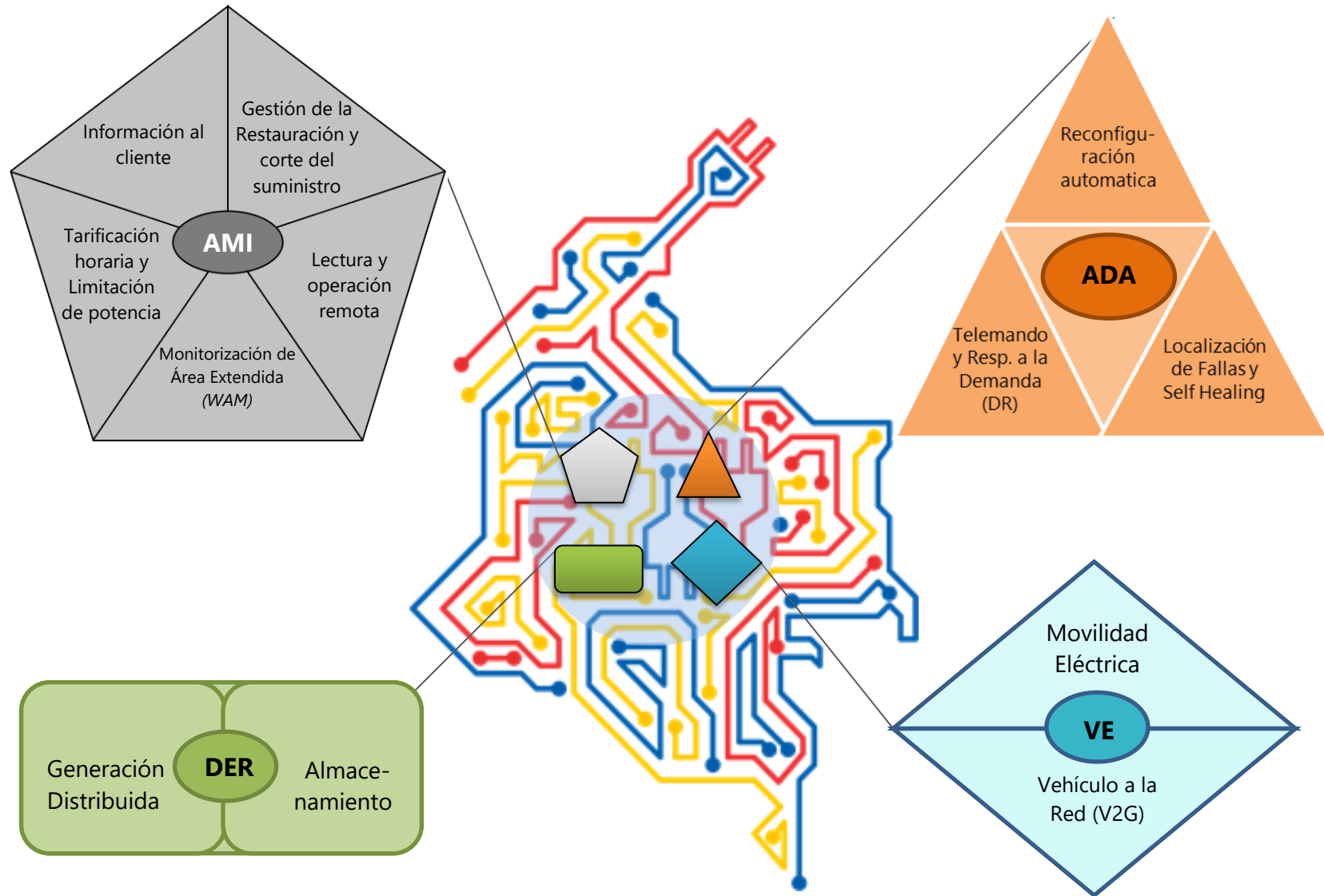


Los vehículos eléctricos suponen una oportunidad para mejorar la eficiencia global del sistema eléctrico dado a que la recarga de sus baterías puede realizarse en el momento elegido por los usuarios y/o por el operador de la red. Un adecuado control de dicho proceso implica una capacidad de gestionar la demanda, posibilitando el aplanamiento de la curva de carga.

Un nivel de funcionalidad más avanzado del VE es el llamado **V2G (Vehicle to Grid)**, que implica que el vehículo es capaz no solo de cargar su batería cuando se conecta a la red eléctrica sino también de descargar a la misma la energía existente en su batería. Contar con vehículos eléctricos V2G conectados a la red con el control y supervisión proporcionado por una RI permite, por tanto, disponer de un recurso energético que, en determinadas condiciones, puede proporcionar un suministro eléctrico que mejore la cobertura de demanda en situaciones puntuales.

La Figura 4 muestra las funcionalidades consideradas como relevantes para la aplicación de cada una de las tecnologías estudiadas al sistema colombiano.

Figura 4. Principales funcionalidades para el desarrollo de RI en Colombia

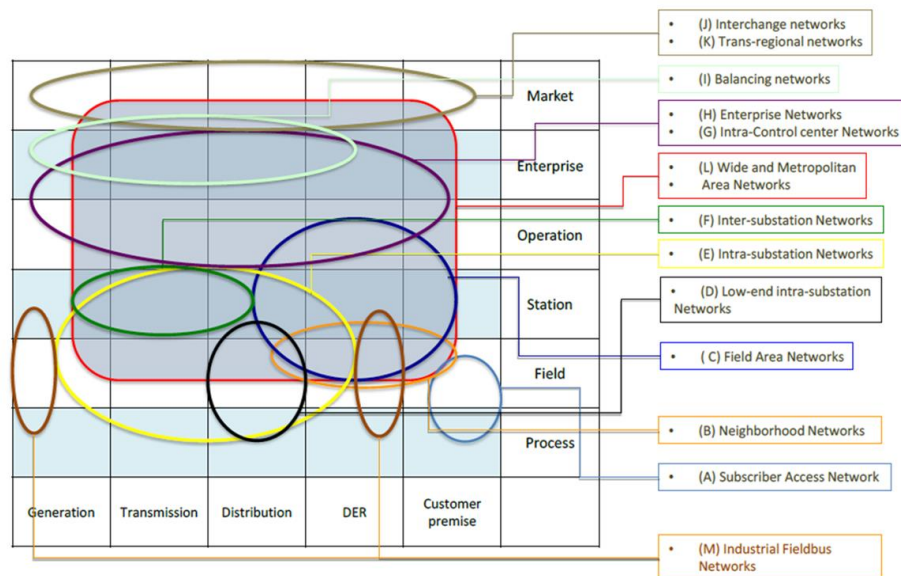


Fuente: Elaboración propia, Grupo Técnico Proyecto BID

3.3 Tecnologías de Información y Comunicación para Redes Inteligentes

Una Red Inteligente es un complejo sistema de sistemas que debe satisfacer las necesidades de muchas partes interesadas (fabricantes, empresas de servicios públicos, usuarios, reguladores, etc). Lograr la interoperabilidad en un sistema de este tipo, a una escala masiva, es una ardua labor que requiere de una orientación arquitectónica, la cual, para este caso es tomada de la *Smart Grid Architectural Methodology – SGAM [2]* (Ver Figura 9). Las TIC son uno de los ejes fundamentales de esta arquitectura, pues posibilitan el flujo de toda la información generada por los nuevos elementos de la red y permiten su operación a distancia; características fundamentales de toda RI. Las propuestas de arquitectura de red de comunicaciones para las RI son numerosas, varían dependiendo de las necesidades particulares requeridas y de la profundidad en la descripción de cada una de sus etapas. Un ejemplo de arquitectura es la propuesta para las comunicaciones del CEN-CENELEC-ETSI incluida en el SGAM, la cual recoge un esquema complejo de niveles, dominios, subredes e interrelaciones. Una representación ilustrativa de esta arquitectura se observa en la Figura 5.

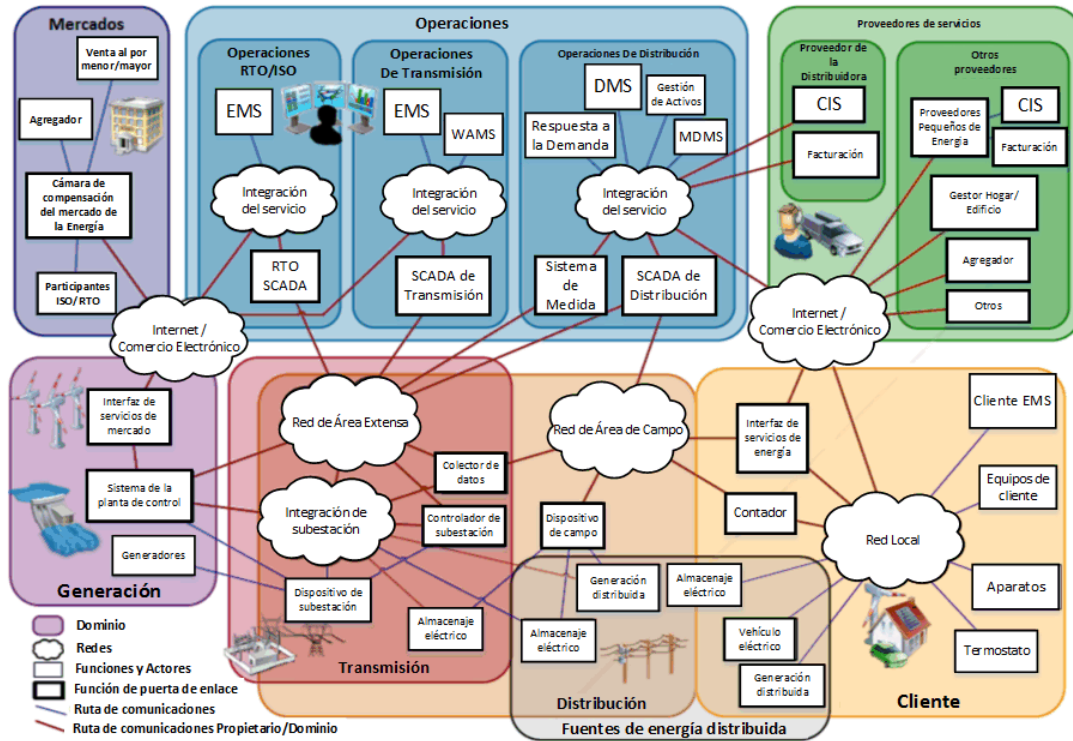
Figura 5. Las TIC en el modelo SGAM de CEN-CENELEC-ETSI.



Fuente: CEN-CENELEC-ETSI [16]

Otro punto de vista es el esquema propuesto por el NIST (*National Institute of Standards and Technology*) (Ver Figura 6) [17], el cual propone un esquema de arquitectura descriptivo, más no prescriptivo, que tiene como objetivo fomentar la comprensión de las complejidades operacionales que significa la implementación de las RI haciendo uso de las aplicaciones existentes más utilizadas en la actualidad por la industria del sector energético.

Figura 6. Mapeado entre las redes de comunicaciones y los dominios conceptuales en el modelo de SGAM.



Fuente: National Institute of Standards and Technology editado por Universidad de Alcalá

Este esquema permite identificar posibles interacciones intra e inter-dominio entre las aplicaciones nuevas y las existentes, además de las capacidades habilitadas por cada una de estas interacciones. Adicionalmente permite establecer cuál de las aplicaciones existentes puede ser un buen candidato para determinado rol dentro de una RI, y sugiere posibles vías de comunicación que podrían ser utilizadas para la transferencia de información entre los diferentes dominios del sistema.

Un enfoque más simplificado puede encontrarse en otros trabajos recopilatorios [18], en los que las RI se entienden como una plataforma interactiva, que consta de varias capas:

1. La capa de energía, que se refiere a la generación de energía, transmisión, distribución e infraestructura del cliente.
2. La capa de control de la energía, que dota a la red de control y gestión;
3. La capa de comunicación, que permite comunicación bidireccional en el entorno de la red.
4. La capa de seguridad, que proporciona confidencialidad, integridad, autenticación y disponibilidad;
5. La capa de aplicación, que proporciona varias aplicaciones de RI a los clientes y a las operadoras basada en la información de las infraestructuras.

La Figura 7 muestra un ejemplo de este tipo de arquitectura junto con los elementos necesarios para la implementación de una RI que hacen parte de cada una de las capas.

Figura 7. Arquitectura multicapa de las RI

Aplicaciones de contadores y redes inteligentes		Aplicaciones de cliente		Capa de Aplicación				
Autenticación, control de acceso, integridad de los datos, encriptación y privacidad				Capa de Seguridad				
Telefonía Móvil, WiMax, FO		PLC, DSL, Cable coaxial, Mallas RF		Capa de Comunicaciones				
WAN		NAN/FAN						
PMUs	Bancos Capacitivos	Seccionadores	Switches	Sensores	Transformadores	Medidores	Almacenamiento	Capa de control
Transmisión y Generación		Distribución		Clientes		Capa de energía		

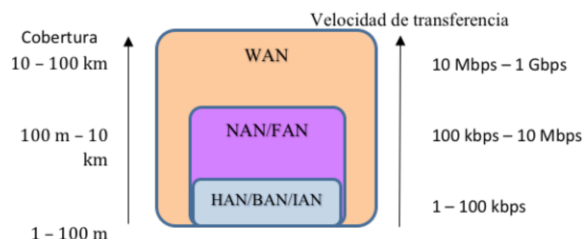
Fuente: Science Direct [18]

Por ejemplo, para habilitar una aplicación de Smart Metering, la red eléctrica debe tener: la capa de energía que es el sistema de distribución de la energía eléctrica a los clientes, la capa de control de energía el contador inteligente que habilita la monitorización del consumo, la capa de comunicación que es necesaria para poder transmitir la información entre la compañía y el cliente y la capa de seguridad que es necesaria para proteger la privacidad de la información.

Entre los elementos de la arquitectura, la capa de comunicación es uno de los elementos más críticos. En el entorno de las RI, la red de comunicaciones puede ser representada como una arquitectura multicapa jerárquica clasificada por rango de cobertura y velocidad de transmisión. La

Tabla 2 y la Figura 8 hacen una descripción de las características de los principales elementos de la jerarquía mencionada.

Figura 8. Requerimientos de velocidad de transmisión y cobertura para la jerarquía de las comunicaciones en redes inteligentes



Fuente: CIRCE [1]

Tabla 2. Características de los Elementos de la Estructura de Comunicaciones

Red de comunicación	Aplicación	Velocidad de transmisión y rango de cobertura	Tecnologías
HAN (Home Area Network) BAN (Building Area Network) IAN (Industrial Area Network)	<ul style="list-style-type: none"> Redes de área de cliente Automatización del hogar y de edificios Envío y recepción de información desde aparatos eléctricos hasta un controlador, mediante las premisas del cliente. 	<ul style="list-style-type: none"> No se requiere una frecuencia alta de envío de datos redes de bajo consumo de energía, bajo costo, simples y con comunicaciones seguras. 	<ul style="list-style-type: none"> Zigbee, Wifi, Z-Wave, PLC (Power Line Carrier), bluetooth y Ethernet
NAN (Neighborhood Area Networks)	<ul style="list-style-type: none"> Medidores inteligentes Respuesta a la demanda 	<ul style="list-style-type: none"> Requieren tecnologías que soporten mayores 	<ul style="list-style-type: none"> Redes malladas: Zigbee, Wifi, PLC

FAN (Field Area Network)	<ul style="list-style-type: none"> • Automatización de la distribución • Transmisión de datos desde un gran número de clientes o dispositivos en campo hasta un concentrador de datos o subestación y viceversa. 	<ul style="list-style-type: none"> • velocidades de transmisión (100 kbps – 10 Mbps) • Cobertura de hasta 10 km. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnologías cableadas e inalámbricas de larga distancia: WiMax, coaxial, xDSL, telefonía celular.
WAN (Wide Area Network)	<ul style="list-style-type: none"> • Controles de área extensa • Monitorización y sistemas de protección • Comunicación entre subestaciones de transmisión/distribución y los centros de control 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere la transmisión de gran cantidad de datos a mucha mayor frecuencia (fracciones de segundo) velocidades de 10 Mbps – 1Gbps • Cobertura de hasta 100 km. • Gran ancho de banda y baja latencia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de telefonía celular • WiMax • Comunicaciones ópticas • Comunicaciones por satélite

Por consiguiente, los requerimientos de comunicaciones para este tipo de redes son de bajo consumo de energía, bajo costo, simples y con comunicaciones seguras. Las tecnologías de comunicación que proporcionan velocidades de transmisión de hasta 100 kbps con corto alcance (hasta 100 m) son generalmente suficientes. Zigbee, Wifi, Z-Wave, PLC (Power Line Carrier), bluetooth y Ethernet son ampliamente utilizados en este tipo de redes.

En aplicaciones NAN/FAN, como por ejemplo los medidores inteligentes, respuesta a la demanda y automatización de la distribución, se requiere la transmisión de datos desde un gran número de clientes o dispositivos en campo hasta un concentrador de datos o subestación y viceversa. Por lo tanto, estas comunicaciones requieren tecnologías que soporten mayores velocidades de transmisión (100 kbps – 10 Mbps) y cobertura con mayor distancia (hasta 10 km). Estas redes se pueden implementar sobre redes malladas Zigbee o Wifi, PLC así como tecnologías cableadas e inalámbricas de larga distancia, como WiMax, Cable coaxial, xDSL, o telefonía celular.

Para las aplicaciones WAN, como los controles de área extensa, monitorización y sistemas de protección, que requieren la transmisión de una gran cantidad de datos a mucha mayor frecuencia (fracciones de segundo) para conseguir un control estable del sistema de energía, se necesitan comunicaciones que soporten velocidades de transmisión mucho mayores (10 Mbps – 1Gbps) y aporten cobertura en grandes distancias (hasta 100 km). Las comunicaciones ópticas son ampliamente utilizadas en este segmento, entre subestaciones de transmisión/distribución y los centros de control de las compañías suministradoras debido a su gran ancho de banda y baja latencia. Los sistemas de telefonía celular y WiMax también son muy utilizados en este ámbito debido a su alta velocidad de transmisión y amplia cobertura. Por otro lado, las comunicaciones por satélite también pueden ser utilizadas para aportar redundancia a la red de comunicación en sitios críticos como línea de respaldo.

En la Tabla 3 se presenta una comparación entre varias tecnologías de comunicación que pueden dar soporte a las aplicaciones de RI en términos de velocidad de transmisión y cobertura en distancia.

Como las tecnologías inalámbricas tienen menor costo de instalación, se despliegan más rápido y tienen mayor movilidad y flexibilidad que las cableadas, son recomendadas en la mayor parte de las aplicaciones de RI.

Tabla 3. Comparación de las tecnologías de comunicación para RI

Tecnología	Protocolo	Velocidad transmisión máxima	Cobertura	Red		
				HAN/BAN /IAN	NAN/FAN	WAN
Fiber optic	PON	155 Mbps–2.5 Gbps	Up to 60 km			X
	WDM	40 Gbps	Up to 100 km			
	SONET/SDH	10 Gbps	Up to 100 km			
DSL	ADSL	1–8 Mbps	Up to 5 km		X	
	HDSL	2 Mbps	Up to 3.6 km			
	VDSL	15–100 Mbps	Up to 1.5 km			
Coaxial	DOCSIS	172 Mbps	Up to 28 km		X	
Cable						
PLC	HomePlug	14–200 Mbps	Up to 200 m	X		
	Narrowband	10–500 kbps	Up to 3 km		X	
Ethernet	802.3x	10 Mbps–10 Gbps	Up to 100 m	X	X	
Wireless communication technologies						
Z-Wave	Z-Wave	40 kbps	Up to 30 m	X		
Bluetooth	802.15.1	721 kbps	Up to 100 m	X		
ZigBee	ZigBee	250 kbps	Up to 100 m	X	X	
	ZigBee Pro	250 kbps	Up to 1600 m			
WiFi	802.11x	2–600 Mbps	Up to 100 m	X	X	
WiMAX	802.16	75 Mbps	Up to 50 km		X	X
Wireless Mesh	Varios (RFmesh, 802.11, 802.15, 802.16)	Depending on selected protocols	Depending on deployment	X	X	
Cellular	2G	14,4 kbps	Up to 50 km		X	X
	2,5G	144 kbps				
	3G	2 Mbps				
	3,5G	14 Mbps				
	4G	100 Mbps				
Satellite	Satellite Internet	1 Mbps	100–6.000 km			X

3.4 Casos internacionales de desarrollo de las RI

3.4.1 Casos internacionales de implementación de RI

Algunos de los principales desarrollos relacionados con las tecnologías RI y TIC se sitúan en Australia, Canadá, Europa, Brasil, Estados Unidos, China, Japón y Corea del Sur. Estas regiones tienen en común una

serie de objetivos políticos a nivel nacional, basados en la seguridad del suministro eléctrico y el crecimiento económico mediante tecnologías bajas en carbono, para lo cual las RI se sitúan como un desarrollo fundamental. No obstante, cada uno de estos países tiene necesidades diferentes. La Tabla 4 presenta un resumen de algunas de las iniciativas RI desarrolladas en cada uno de estos países [1].

Tabla 4. Casos internacionales de implementación de RI

País	Objetivo	Avances alcanzados	Programas y proyectos piloto
Estados Unidos	Mayor variedad de fuentes de generación, incluyendo generación distribuida, y al mismo tiempo que se introduzca el almacenamiento de energía y se cambie el uso de la red por parte de los consumidores	Desarrollo de AMI y tecnologías basadas en el consumidor. Integración de sensores y tecnologías de comunicación Control en la red, seguridad cibernética e interoperabilidad entre dispositivos y sistemas	-Pacific Northwest Smart Grid Demonstration Project -Texas (Smart Texas) -Houston (Houston's Smart Grid).
Europa	- Eficiencia energética, - Reducción de emisiones - Integración de energías renovables - Implementación de contadores inteligentes	Reciente desarrollo de una arquitectura de referencia para RI en toda Europa	Iniciativa Europea de Redes Eléctricas (EEGI) -Twenties-Grid4EU -InvGrid - EcoGrid EU -Umbrella - Optimate -iTesla, - eHighway2050 -SGSM - PRICE -GARPUR - Linear
Corea del Sur	Creación de tecnologías innovadoras que estén en línea con el desarrollo sostenible y la seguridad energética	Desarrollo de estándares para RI y en temas de seguridad cibernética, Promoción de proyectos en RI sostenibles	- RI en la isla de Jeju. -Consumer-Participating Smart Place -Smart transportation -Renewable Energy Source Operating System.
Japón	Desmantelamiento de la energía nuclear a nivel nacional.	La instalación masiva de contadores inteligentes para gestionar la demanda de electricidad. Introducción del EV y de las energías renovables, gestión de la energía en tiempo real y el almacenamiento de energía	Programa Ciudades Eco-Modelo: - Yokohama - Toyota - Tokio - Kitakyushu
China	Mejorar la eficiencia energética y la cantidad de energía renovable en la red. A partir de 2016 se pretende centrar en la conexión de las plantas de generación con las mayores áreas de demanda	Plan de desarrollo de RI reforzado en los próximos 5 a 10 años. Desarrollo de estándares, sistemas de control de red, estaciones de carga de EVs y despliegue de contadores inteligente	12º Plan de Cinco Años - Shangai World Expo - Tianjin Eco-Town
Brasil	Necesidad de expandir y modernizar su sistema eléctrico	Por el momento se han detectado importantes barreras financieras y legislativas	- RI de Sao Paulo - Sistema de medición inteligente en Fortaleza
Australia	Eliminar barreras e incentivar la inversión en RI. Cómo perciben y responden los consumidores residenciales a las oportunidades que representan las tecnologías RI	Las RI se encuentran todavía en un estado temprano	- Smart Grid, Smart City
Canadá	Renovar una infraestructura eléctrica que está quedando obsoleta	Actualmente aproximadamente la mitad de las casas cuentan con un contador inteligente de electricidad	-Ontario Smart Metering Initiative

3.4.2 Casos Internacionales en Formulación de Políticas y Marcos Regulatorios orientadas al desarrollo de las RI

Desde el punto de vista regulatorio, países como Brasil, India, Reino Unido y Chile cuentan con cierta experiencia en la formulación de políticas y marcos regulatorios dirigidos a incentivar el desarrollo de las RI en el sector de la energía eléctrica. Estos países fueron analizados de forma particular por la similitud que presentan con el caso colombiano en alguno de los siguientes factores:

- Los principales objetivos estratégicos para el desarrollo de RI,
- Las características de la demanda de energía eléctrica, con relación a condicionantes socioeconómicos de diferentes clases de consumidores o tasas de crecimiento (países en vías de desarrollo),
- El entorno regulatorio existente antes de la adaptación al desarrollo de RI, con enfoque al segmento de distribución de energía eléctrica.

Los principales casos analizados y los aportes que se identificaron implican modificaciones, nuevos planteamientos y consideraciones especiales que pueden ser tenidos en cuenta en normatividad y regulación del sector eléctrico colombiano. Los casos internacionales estudiados y sus aportes se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Principales Casos Internacionales analizados

Área de estudio	País	Principales Iniciativas y aportes
Formulación de Incentivos	Brasil	El gobierno de Brasil lanzó, como parte del <i>Programa Nacional de Banda Larga (PNBL)</i> , un programa de incentivos tributarios a inversiones en redes de telecomunicación, el <i>Regime Especial de Tributação do Programa Nacional de Banda Larga (REPBNBL)</i>
	Reino Unido	Modelo RIIO (<i>Revenue = Incentives + Innovation + Outputs</i>): El modelo se basa en una serie de productos definidos por el regulador que las empresas deben entregar. La remuneración de la distribuidora es una función de la entrega de estos productos. Este nuevo modelo expone a las distribuidoras a incentivos más fuertes para alcanzar un sector ambientalmente sustentable y con costos económicos reducidos
Asignación de responsabilidades institucionales	India	En 2015, el gobierno de India creó, por medio de un memorando de la presidencia, la <i>National Smart Grid Mission (NSGM)</i> , con las atribuciones de planear y monitorear la implantación de políticas y programas relacionados con actividades de RI en India
	Reino Unido	El <i>Department of Energy and Climate Change (DECC)</i> y el regulador de los sectores de electricidad y gas natural – <i>Ofgem</i> , son las entidades encargadas de liderar las actividades orientadas al desarrollo de políticas y regulación para RI en RU. Las dos entidades presiden el <i>Electricity Network Strategy Group (ENSG)</i> – el principal organismo responsable para la coordinación del plan de acción para el desarrollo de RI en el país y lideran la iniciativa <i>UK Smart Grid Forum</i> , que tiene el objetivo construir un portal para el aprendizaje y la disseminación de conocimiento sobre RI
Desarrollo de planes de financiamiento	Brasil	Instituciones financieras controladas por el Gobierno Brasileño y la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL, el regulador del sector eléctrico) promueven la iniciativa <i>Inova Energia</i> diseñada para incentivar la investigación, desarrollo e innovación (IDi) en temas relacionados con RI en Brasil. Los recursos financieros totalizaban en Reales (BRL) 3 mil millones e incluían préstamos con condiciones subsidiadas y donaciones
	India	En el periodo 2002-2003, el Gobierno de India lanzó el <i>Accelerated Power Development and Reforms Program (APDRP)</i> , un programa que incluía asistencia de instituciones gubernamentales a distribuidoras, para: (i) el desarrollo y la implantación de los <i>Development and Reforms Program</i> de cada distribuidora; (ii) la financiación de hasta 25% del costo de proyectos por el gobierno central
	Reino Unido	Líneas de financiamiento para la innovación en el sector energético: <ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>DECC's Energy Entrepreneurs Fund</i> ▪ Líneas de recursos no reembolsables de <i>Innovate UK</i> ▪ <i>Ofgem's Network Innovation Competition (NIC)</i>
Formulación de programas de Implementación	India	Construcción de un Mapa de ruta enfocado a la elaboración de regulación para RI - India, <i>Smart Grid Forum</i> . Tiene atribuciones de presentar recomendaciones al Gobierno de India en las siguientes directivas: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Formulación de programas de comunicación con el cliente ▪ Desarrollo de: (i) mapas de ruta específicos por estado, (ii) reingeniería de procesos de negocios, cambios en gestión y programas de formación de capacidad técnica. ▪ Finalización de cuadro regulatorio para evaluación y auditoría de cyber security, así como para certificación de empresas respecto a este tema. ▪ Políticas y cuadros regulatorios ▪ Desarrollo de tarificación dinámica y programas mandatorios de respuesta de la demanda
	Reino Unido	Programa de Implementación de Contadores Inteligentes (SMIP), una iniciativa que tiene como objetivo la implementación masiva de contadores inteligentes, con la sustitución de más de 50

Área de estudio	País	Principales Iniciativas y aportes
Directivas para la elaboración de regulación adaptadas a RI	Unido	millones de contadores con medición de electricidad y gas en instalaciones domésticas y no domésticas hasta el año de 2020
	India	Diseño de las Regulaciones Modelo para Redes Inteligentes (<i>Model Smart Grid Regulations</i>) realizado por el Fórum de Reguladores del país. Este modelo cuenta con directivas para la elaboración de regulaciones para cada una de las Comisiones Regulatorias de Electricidad de los estados indios
	Chile	<i>Net metering</i> y generación distribuida: la Ley 20.715/2012 y el Decreto 71/2014 tratan de la implantación de un esquema de <i>net metering</i> para la generación distribuida. Esta Ley establece que los consumidores finales, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tienen derecho a inyectar a la red de distribución la energía que de esta forma generen
Desarrollo de políticas ajustadas al desarrollo de las RI	Brasil	El Ministerio de Minas y Energía brasileño creó, en abril de 2010, un Grupo de Trabajo para analizar e identificar acciones necesarias para fomentar el establecimiento de políticas públicas para la implantación de un Programa Brasileño de Redes Eléctrica Inteligentes El Decreto n° 7.175/2010 de la Presidencia de la República creó en Brasil el Programa Nacional de Banda Larga (PNBL), con el objetivo de masificar el acceso a Internet en banda ancha en el país y fomentar la inclusión digital En Marzo de 2013, el Ministerio de Comunicaciones brasileño publicó el Decreto 55/2013, en el que incluyó las redes de acceso a sistemas de RI En Abril de 2012, ANEEL publicó la Resolución Normativa (REN) 482/2012 que estableció condiciones técnicas y comerciales para la conexión de mini y micro-generación a sistemas de distribución en Brasil
	Chile	La Hoja de Ruta 2050 – Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva para Chile presenta una visión de política energética para la evolución del sector energético chileno hasta 2050, identifica brechas en el estado actual del sector y establece políticas que instituciones gubernamentales deben implantar entre 2015 y 2050 para garantizar que la evolución del sector cumpla con objetivos estratégicos para la sociedad Las recién publicadas directivas de política energética de largo plazo de Chile incluyen medidas para el uso eficiente de energía cuya implantación puede afectar el despliegue de tecnologías de RI relacionadas con AMI y a incentivos a la respuesta de la demanda con señales económicas que apunten a producir modificaciones del comportamiento de consumidores

Los casos analizados incluyen la formulación de políticas y marcos regulatorios que sirven de ejemplo para sustentar recomendaciones aplicables al caso colombiano. La Tabla 6 muestra algunos de los avances logrados por los países estudiados en los aspectos analizados.

Tabla 6. Formulación de políticas y marcos regulatorios en casos internacionales analizados

País	Avances logrados	
	Políticas públicas	Regulación
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> Fomento a I&D e innovación -Competencia para el acceso a recursos de banca de desarrollo + concesionarias -Criterio de selección: constitución de capacidad productiva en Brasil Incentivos tributarios a TIC -Descoordinación con regulación del sector eléctrico 	<ul style="list-style-type: none"> Actividades complementarias para el desarrollo -Busca de esquema de compartida de ingresos que brinde incentivos apropiados <i>Net metering</i> e interacción de GD con impuestos estatales -Barreras tributarias recién removidas Tarifación horaria para consumidores de pequeña escala: <ul style="list-style-type: none"> - Ya introducida, problemas en despliegue de CI contribuyen para una adopción lenta
India	<ul style="list-style-type: none"> <i>National Smart Grid Mission</i> -Facilita acceso a recursos financieros (incluso de bancas multilaterales) -Entidad federal, aprueba políticas y normas en país con regulación descentralizada a nivel estadual Fomento a reducción de pérdidas -Incentivos: préstamos convertidos a donaciones sólo si alcanzadas metas; despliegue de medición/TIC es requisito 	<ul style="list-style-type: none"> Mapa de Ruta y Directivas para regulación de RI -Comunicación con cliente prioritaria -Grande enfoque en proceso puede limitar capacidad de innovación

Reino Unido	Responsabilidades institucionales -Gobierno representado y con rol activo en organismos relevantes -ENSG: plan de acción para desarrollo; UK SG Forum: portal de aprendizaje Financiamiento para innovación -Líneas atienden de start-ups a utilities	Estructura de incentivos ajustada -Regulación por outputs, algunos riesgos asociados a RI tratados explícitamente Programa de Implementación de Contadores Inteligentes -Precedidos de estudios detallados y que evalúan efectos distributivos -Proceso involucra extensa comunicación c/ consumidores finales/sociedad Esquema de net metering -Valoración a precio de nodo de energía, desplazamiento apenas de costos de energía (pagos por capacidad persisten)
Chile	Hoja de Ruta 2050 (sector energético) -Sin mención directa a tecnologías de RI, pero prioridad a objetivos estratégicos que pueden beneficiarse de ellas: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Uso eficiente de energía ▪ Innovación y desarrollo productivo ▪ Reducción de pobreza energética ▪ Desarrollo de energía sostenible 	

3.4.3 Casos Internacionales en Formulación de Políticas y Marcos Regulatorios orientadas al desarrollo de las TIC

La introducción de las nuevas tecnologías RI a la red eléctrica tradicional, crea una relación directa entre la seguridad del suministro eléctrico y la seguridad cibernética, por tanto, el éxito del correcto funcionamiento del suministro eléctrico a través de las RI dependerá, entre otros, de la protección que se tenga contra ataques cibernéticos. Diferentes países, entre los que se encuentran Estados Unidos, la Unión Europea y Brasil, hacen esfuerzos específicos para identificar y proteger infraestructuras críticas, incluyendo las asociadas a los sectores de la electricidad y las comunicaciones. La Tabla 7 muestra un resumen de los temas tratados y de los avances logrados en el tema de las TIC cada uno de los países mencionados. Es importante resaltar que los países analizados cuentan con una Estrategia Nacional de Ciberseguridad o está en proceso de construcción de la misma.

Tabla 7. Casos internacionales en formulación de políticas y marcos regulatorios

País	Tema de estudio	Logros alcanzados
Estados Unidos	Ciberseguridad	Existe una importante actividad legislativa en torno al tema de Ciberseguridad. Se han establecido lineamientos de seguridad específicos para RI Desarrollo de un marco para la reducción de riesgos cibernéticos en infraestructura crítica. Documento "Framework for Improving Critical Infrastructure Cybersecurity" Reporte Institucional (NISTIR 7628) Guía DOE - NERC: "Electricity Subsector Cybersecurity Risk Management Process (RMP) Guideline" Normativa compuesta por los estándares CIP (Critical Infrastructure Protection) de la corporación NERC
	Protección de la Privacidad de los Usuarios	California adoptó reglas para proteger la privacidad y seguridad de los datos del consumo de los usuarios (transparencia, especificación del propósito, participación del usuario, minimización de la cantidad de datos, restricciones de divulgación y uso, calidad e integridad de datos, protección de los datos, rendición de cuentas y auditoría) Existen preocupaciones sobre los derechos de los consumidores, especialmente en relación con su privacidad de la información
Unión Europea	Ciberseguridad	Requiere a los Estados miembros para que identifiquen posibles infraestructuras críticas europeas, que se definen como activos o sistemas esenciales para el mantenimiento de las funciones vitales de la sociedad Cuenta con un Centro de Protección de la Infraestructura Nacional, el cual cubre las áreas de seguridad física, personal y ciberseguridad España creó el Centro Nacional de Protección de Infraestructuras Críticas, que se encarga entre otras cosas de la ciberseguridad de las mismas Documento SG-GC/M490_H "Seguridad de la Información en Redes Inteligentes", establece recomendaciones y estándares para soportar las RI bajo arquitectura SGAM. ENISA, documento: "Smart Grid Security", estableció recomendaciones para los sectores público

		<p>y privado involucrados en la definición e implementación de las RI</p> <p>ENISA, documento: "Smart grid security certification in Europe Challenges and recommendations", describe la necesidad de establecer prácticas armonizadas a nivel Europeo para la certificación de RIs. Dichas prácticas deben cubrir la cadena de suministro completa de la red eléctrica inteligente y ser compatibles con una plataforma europea basada en la Arquitectura SGAM</p>
	Interoperabilidad	<p>Mandato de estandarización "M/490 Smart Grid Mandate" por medio del cual solicitó a las Organizaciones de Estandarización Europeas (ESO) el desarrollo o actualización de un conjunto de normas coherentes dentro de un marco europeo común que permitan lograr la interoperabilidad y habiliten o faciliten la aplicación en Europa de los diferentes servicios y funcionalidades de las RI según la definición del Smart Grid Task Force.</p> <p>Creación de un Grupo de Coordinación de RI del CEN CENELECETSI (denominado SG-CG). Para 2014 el SG-CG había dado respuesta al mandato M/490 mediante la finalización de un conjunto de reportes que constituyen el cuerpo de la Arquitectura SGAM.</p>
	Protección de la Privacidad de los Usuarios	<p>Marco legal para la protección de datos personales cuya obligación recae directamente en todos los ciudadanos, Autoridades y Compañías de los países pertenecientes a la Unión Europea.</p> <p>Holanda: los usuarios residenciales y de negocios pequeños no están obligados a aceptar la instalación de los Smart Meter y en caso de que el usuario acepte su instalación, podrá escoger entre la opción de tener mediciones remotas ya sea constantemente o en situaciones específicas de tiempo</p>
Brasil	RI y Ciberseguridad	<p>Definió una arquitectura propia de Red Inteligente (REIBR-2030) en la cual identificó la ciberseguridad como un elemento transversal a la arquitectura de referencia. Sin embargo, el tema se considera en desarrollo y no se han identificado recomendaciones específicas de ciberseguridad para Rites</p>
	RI e Interoperabilidad	<p>La ABDI estableció las Normas y Estándares más utilizados a nivel mundial en RI y su grado de utilización en Brasil</p> <p>Cuenta con algunas normas técnicas propias con aplicación a RI, (Sistema Brasileño de Multimedicación Avanzada - SIBMA)</p>

4. Características del Estudio

4.1 Horizonte

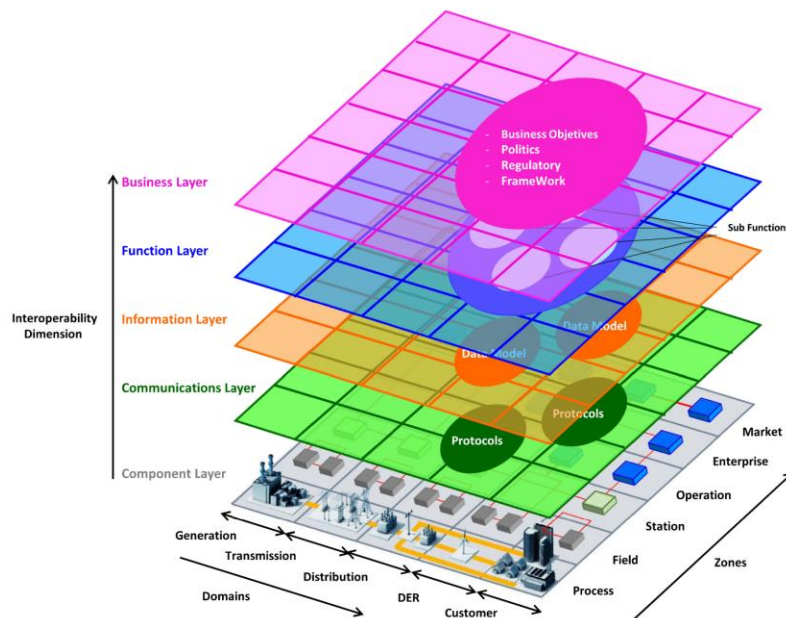
El horizonte del Estudio se definió como el año 2030, el cual fue fijado en la Cooperación Técnica del BID teniendo en cuenta lo siguiente:

- Definición de un período de tiempo que permita dar indicaciones a corto, mediano y largo plazo a los Ministerios colombianos participantes, de tal forma que las recomendaciones planteadas puedan ser utilizadas tanto para la definición de estrategias y políticas sectoriales como para la implementación de medidas regulatorias,
- El alineamiento con otros estudios y políticas anteriormente publicados cuyo mayor plazo apunta hacia el horizonte del año 2030,
- La inclusión de tres (3) quinquenios 2016-2020, 2020-2025 y 2025-2030 en el análisis para configurar un mapa de ruta que conjugara elementos de visión y elementos prácticos de aplicación en el corto plazo.

4.2 Enfoque al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y a los dominios de la Cadena del Sector Eléctrico

Como se deduce de las definiciones generales de una RI, el conjunto de funcionalidades y tecnologías que hacen parte de este concepto abarca todo el panorama de un Sector Eléctrico ampliado, incluyendo todos sus dominios, entre ellos al usuario final. La integración de la totalidad de los dominios del sector eléctrico con la tecnología de las RI, puede observarse con claridad en la definición de la arquitectura SGAM (ver Figura 9). Esta arquitectura muestra las relaciones entre las distintas capas y dominios que interactúan en la red, desde la generación hasta el usuario final, y los procesos que intervienen en cada una de ellas.

Figura 9. Integración de los dominios del sector eléctrico con la estructura de las RI



Fuente: CEN-CENELEX-ETSI Smart Grid Working Group , 2012 - SGAM [16]

Las tecnologías RI son susceptibles de implementarse en Colombia en dos ámbitos diferentes claramente identificados: *el ámbito del Sistema Interconectado Nacional (SIN)* y *el ámbito de las Zonas No Interconectadas (ZNI)*.

Estos ámbitos tienen características muy diferentes que implican desarrollar soluciones de RI que aunque pudieran compartir aspectos funcionales semejantes, requieren de un análisis y enfoques adecuados a las características particulares de cada uno de ellos. En la Figura 10 muestra la ubicación de las ZNI en el territorio Colombiano y las localidades que habitan en cada una de estas zonas.

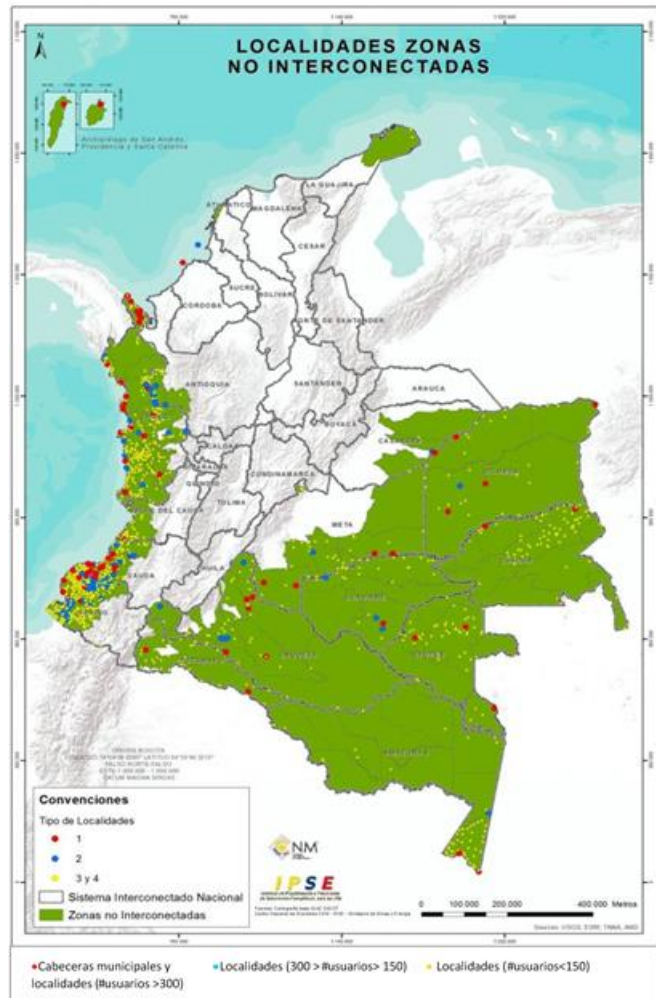
Teniendo en cuenta los recursos y el tiempo disponibles para la elaboración el presente estudio, se definió que el enfoque se centrara en el ámbito del SIN con base en lo siguiente:

- Se presenta un mayor impacto potencial de los resultados del estudio cuando se enfoca a las áreas interconectadas puesto que se puedan alcanzar beneficios en proyectos de gran escala,
- La posibilidad de extender los resultados del análisis de las funcionalidades de RI aplicables al SIN hacia las ZNI puesto que soluciones tales como la generación distribuida, almacenamiento de energía, etc. constituyen soluciones que una vez aplicadas con éxito en el SIN pueden, con las adaptaciones del caso, ser utilizadas en las ZNI con la experiencia ya madura de su implantación inicial,
- En oportunidades anteriores las ZNI han sido objeto de estudios y proyectos realizados por la UPME y otros organismos en los que se incluyen aplicaciones asimilables a las RI.

Otra de las definiciones necesarias para el desarrollo del estudio se centró en determinar cuáles dominios de la cadena del sector deberían ser analizados en mayor detalle, teniendo en cuenta las limitaciones encontradas para su desarrollo. Como resultado de la etapa de diagnóstico del estudio se identificaron los elementos que se presentan a continuación, a partir de los cuales se establecieron los dominios de la cadena que deberían ser analizados con mayor detalle:

- Las mayores deficiencias en el SIN relacionadas con la calidad del servicio y problemas técnicos se centran en el área de distribución, por lo que es allí donde el potencial es mayor para la implantación exitosa de RI en Colombia [4],
- La generación y la transmisión en Colombia tienen un buen nivel de desarrollo y ya están implementando funcionalidades de RI tales como la microgeneración hidráulica, medición fasorial, el uso de sensores en subestaciones, entre otras tecnologías,

Figura 10. Cobertura del SIN, Fuente: IPSE 2014



- La necesidad de fomentar una demanda activa de usuarios informados y participativos como un elemento esencial para el desarrollo armónico de las RI en Colombia.

Por las razones anteriores, el enfoque del estudio se centra en los dominios del negocio de la Distribución y del Usuario Final sin desconocer la importancia de la aplicación de las funcionalidades de RI en las áreas de Generación y Transmisión cuyo desarrollo debe hacer parte de un mapa de ruta ampliado con las funcionalidades específicas aplicables a estas áreas.

4.3 Definición de Escenarios

La definición de un escenario que determine los elementos necesarios para soportar el ejercicio de un mapa de ruta de RI a nivel nacional enfocado al Horizonte del Año 2030, requiere identificar el panorama de evolución esperado en dos aspectos complementarios:

- a. La evolución de la matriz energética en Colombia y en particular la penetración de las energías renovables estimada para el horizonte de estudio,
- b. La evolución del sector eléctrico representado en la estimación de las variables más importantes que representan esa evolución, como por ejemplo el crecimiento de la demanda.

Como futuro panorama para el análisis del punto a) se optó por tomar los lineamientos establecidos en el documento *“Plan Energético Nacional Colombia: IDEARIO ENERGÉTICO 2050”, UPME 2015. [8]*, y para la definición de variables de los puntos a) y b) lo definido en el documento *“Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2014 – 2028” de la UPME [9]*.

Cabe anotar que el Plan Energético presenta elementos comunes y similitudes con el Estudio en el tema de RI. Algunas de las similitudes son las siguientes:

- *Eficiencia energética en todas las partes de la cadena, en todos los usos energéticos. Cambio en los patrones de consumo,*
- *Nuevas arquitecturas de mercado en las industrias energética y eléctrica (oferta y demanda) y nuevos esquemas transaccionales. Mayor participación de la demanda...*
- *Redes inteligentes, ciudades inteligentes, internet de las cosas, internet de los automóviles,*
- *Renovado interés en mejorar las condiciones de acceso a la energía y en reducir la pobreza energética,*
- *Creciente preocupación por reducir los impactos ambientales, por mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero,*
- *Reconocimiento de la necesidad de aumentar la resiliencia de los sistemas, desarrollar mejores condiciones de adaptabilidad al cambio del clima y reducir la vulnerabilidad de la oferta hídrica...”.*

A continuación se destacan las variables más relevantes relacionadas con RI que definen el escenario base definido por la UPME:

- *Crecimiento anual de la economía del 4,6% constante desde 2014 hasta 2030, ... de acuerdo a las perspectivas del Ministerio de Hacienda y Crédito Público[10] y a Wood Mackenzie [11],*
- *Proyección de la población del DANE hasta 2020, con tasa de crecimiento constante hasta 2050 del último año,*
- *Crecimiento de la demanda de energía eléctrica a una tasa del 2% promedio anual, con base en los informes publicados por la Unidad [12],*

-
- *Ampliación de la cobertura de los servicios de gas natural y electricidad...*".

Para la definición del escenario de crecimiento del sector eléctrico se toma como base el definido en el Plan de Expansión de Referencia como *Escenario 9: Largo Plazo – Demanda Alta – Incorporación Energía Renovable y Fuentes No Convencionales* [9] y se realizan análisis de sensibilidad tomando en cuenta la variación probable de las variables principales como se presenta en los resultados del estudio.

5. Principales Resultados del Estudio

En este capítulo se presentan de forma general los principales resultados obtenidos con el estudio. Esta presentación tiene como objetivo mostrar aspectos relevantes que motiven al lector a revisar con mayor detalle cada uno de los temas tratados a lo largo del presente informe y de sus respectivos anexos.

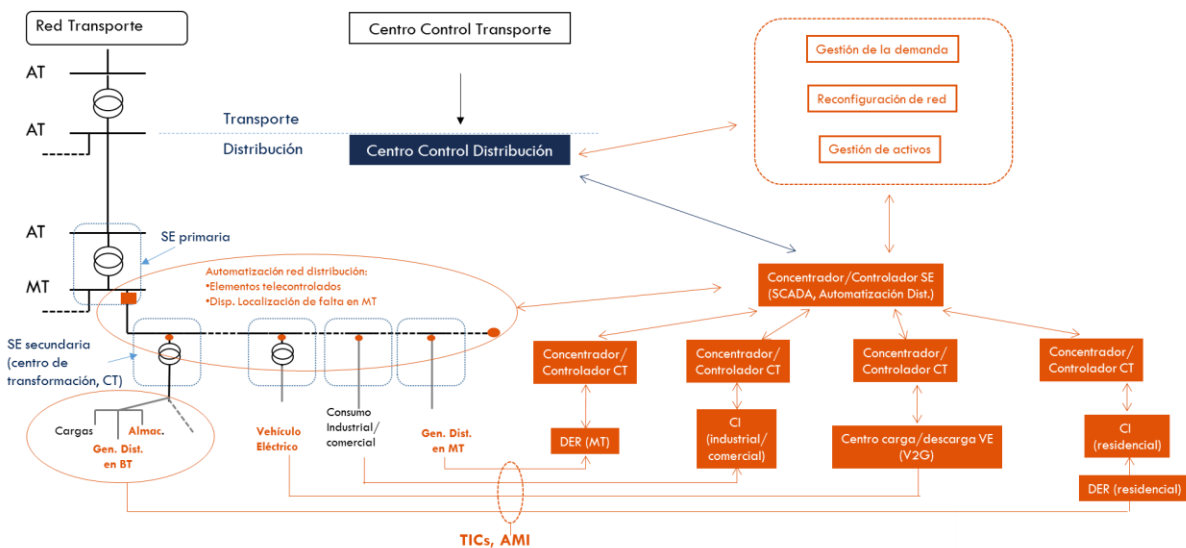
Los resultados se presentan con mayor detalle en la PARTE 2 y la PARTE 3 de este compendio. Los resultados presentados a continuación toman resultados de estas partes presentando los aspectos considerados más relevantes manteniendo los aspectos esenciales del aporte de los Consultores del Estudio.

5.1 Esquema de Arquitectura de Red Inteligente

Las diferentes funcionalidades seleccionadas requieren de una arquitectura de RI que integre los distintos dispositivos y tecnologías necesarias para su implementación, y consiga la armonización de todos los elementos del sistema eléctrico con ayuda de la infraestructura de TIC. La Figura 11 ilustra, sobre una representación genérica y simplificada del sistema eléctrico, el esquema de arquitectura de RI propuesto. Esta arquitectura incluye elementos pertenecientes a la capa eléctrica, como unidades de generación distribuida, sistemas de almacenamiento, vehículos eléctricos o dispositivos de maniobra telecontrolados, y elementos propios de las capas de control, medida y TIC.

Como se muestra en la figura, la infraestructura de medida (AMI), recoge la información proveniente de la red eléctrica que, mediante la red de TIC, se pone a disposición de los distintos dispositivos y sistemas de la RI.

Figura 11. Arquitectura de RI



Fuente: CIRCE

La arquitectura presentada propone una jerarquía en el control de la red, basada en la distribución de responsabilidades, siempre bajo la supervisión de los niveles superiores.

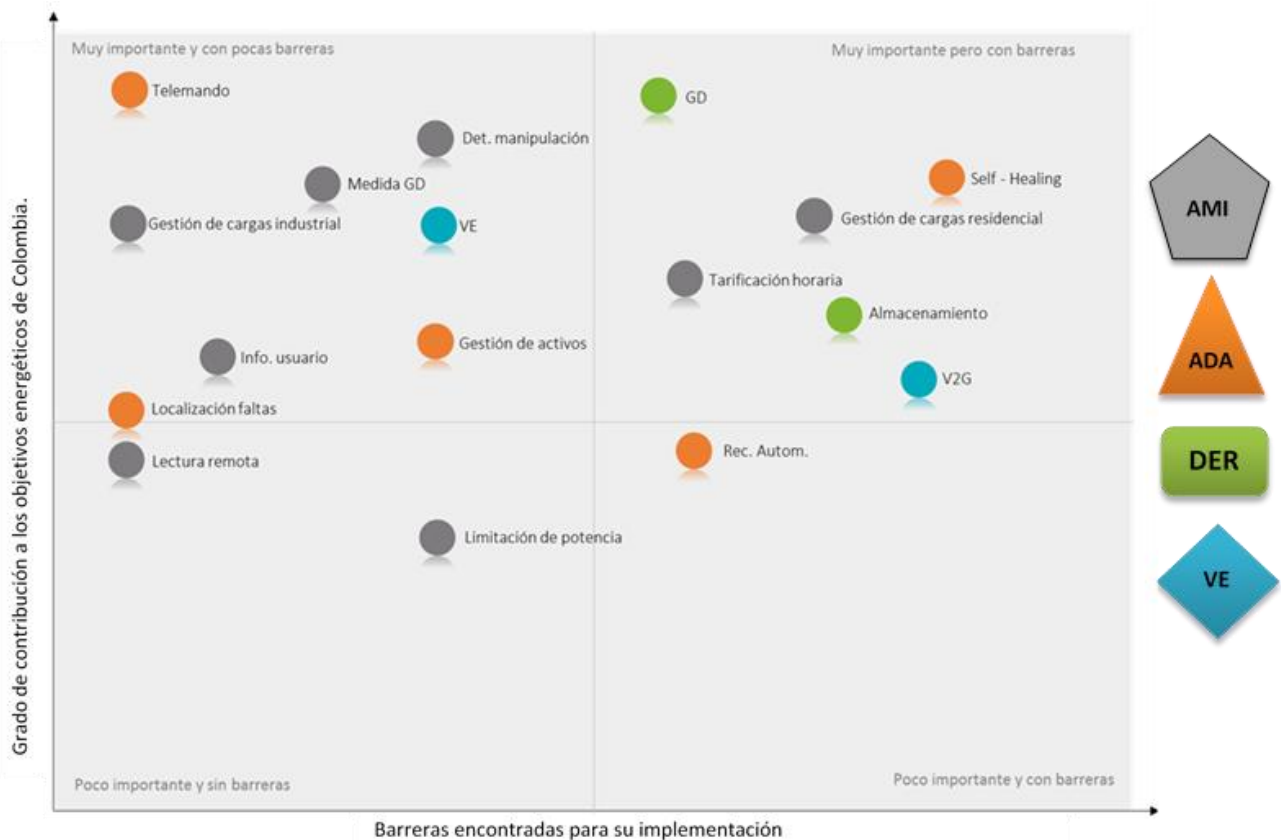
5.2 Penetración de las funcionalidades en el contexto Colombiano

A partir de las metas propuestas para el escenario Visión 2030, se define el grado y el ritmo de penetración en el SIN de las tecnologías de RI seleccionadas. Esta labor se realiza a través de un análisis de

viabilidad técnico-económica que permite valorar la contribución de determinado escenario de despliegue de las tecnologías RI a la consecución de los objetivos de Colombia en materia energética. Para definir la prioridad, el grado y el ritmo de implementación de las diferentes tecnologías, se tuvieron en cuenta 4 factores, que son: Costo de implementación, Madurez tecnológica, Barreras regulatorias y Barreras sociales.

La Figura 12 muestra las aplicaciones asociadas a cada una de las funcionalidades seleccionadas para el Estudio, en función de su contribución al logro de los objetivos energéticos de Colombia y de las barreras existentes para su desarrollo. Entre más arriba se encuentren ubicadas cada una de las aplicaciones, más alto será su beneficio estimado; y entre más a la izquierda se encuentren, más próxima se estima que sea su implementación.

Figura 12. Relación entre la viabilidad y la penetración de cada funcionalidad



Fuente: CIRCE

De la gráfica se destaca la funcionalidad del telemando por su aporte a la disminución de los tiempos de interrupción sin presentar, prácticamente, barreras de ningún tipo.

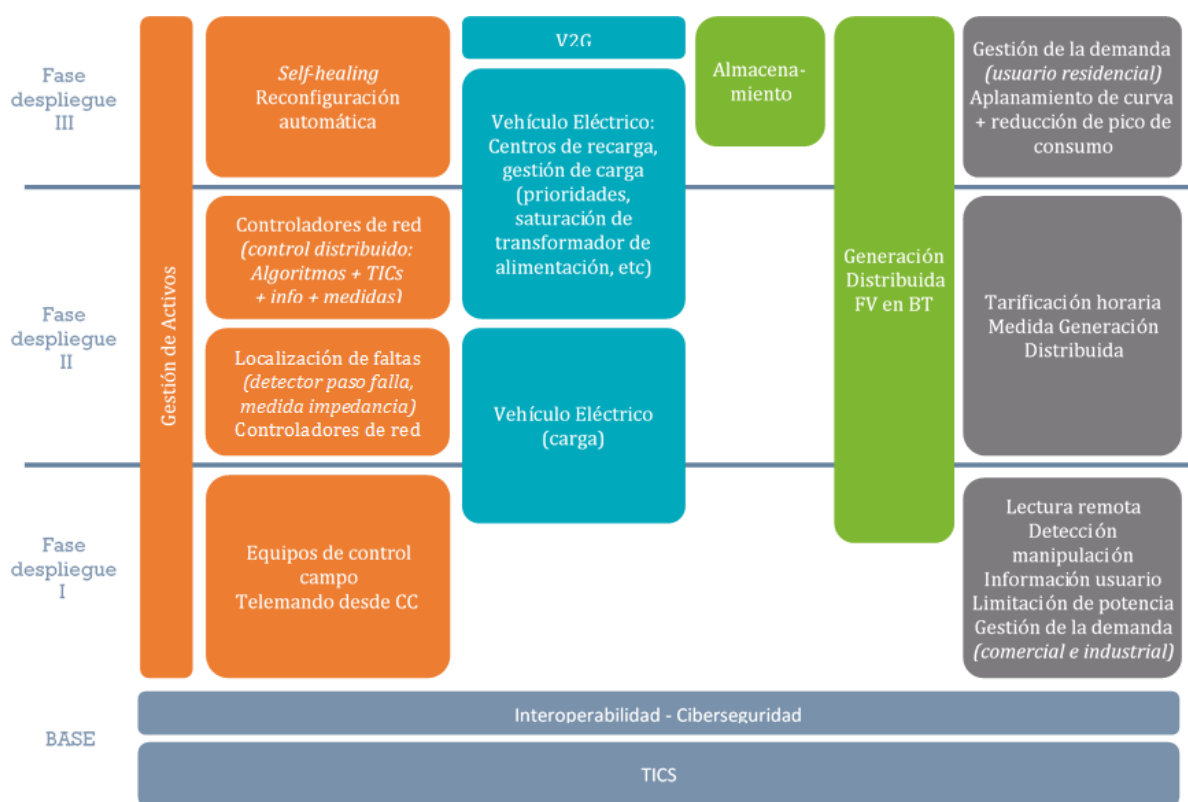
5.3 Fases de Implementación Propuestas: Visión 2030

El mapa de ruta propuesto incluye tres fases correspondientes a los siguientes periodos de tiempo: Fase I de 2016 a 2020, Fase II de 2020 a 2025 y Fase III de 2026 a 2030. La Figura 13 y la Figura 14 muestran los resultados del análisis efectuado consolidando por lo tanto una propuesta de desarrollo de RI para la totalidad del horizonte del estudio.

Figura 13. Penetración de cada tecnología en cada fase considerada

	ADA (No. Interruptores telecontrolados por circuito)	VE (% respecto al No. total de vehículos)	DER (Generación distribuida) (% del total de potencia instalada) (MW Instalados)	DER (Almacenamiento) (% del total de potencia instalada)	AMI (% respecto a la energía total consumida)	
FASE I	2,7 – 3,3	1,0 – 1,2	0,1 – 0,2	20 – 60	0	58,0 – 70,9
FASE II	4,2 – 5,7	2,9 – 3,9	0,4 – 0,5	90 – 120	0	65,2 – 88,3
FASE III	<i>Self-Healing</i>	9,3 – 14,0	1,0 – 2,5	240 – 600	0,1 – 0,3	73,0 – 100,0

Figura 14. Diagrama fases de implementación de las funcionalidades



Fuente: CIRCE

En la Tabla 8 se presentan, para cada una de las funcionalidades estudiadas (AMI, ADA, DER y VE), los grados de penetración propuestos para lograr los mejores beneficios al aplicar el mapa de ruta analizado junto con la definición sucinta de las funcionalidades implementadas en cada fase.

Tabla 8. Penetración de funcionalidades de AMI, ADA, DER y VE según fase.

AMI	Fase I	Fase II	Fase III
Penetración	58,0 – 70,9 % respecto a la energía total consumida	65,2 – 88,3 % respecto a la energía total consumida	73,0 – 100,0 % respecto a la energía total consumida
Funcionalidades	Lectura Remota, Detección manipulación, Información usuario, limitación potencia, Gestión de la demanda	Tarificación horaria Medida Generación Distribuida	Aplanamiento de curva de demanda Gestión de la demanda
ADA	Fase I	Fase II	Fase III
Penetración	2,7 – 3,3 interruptores por circuito	4,2 – 5,7 interruptores por circuito	Self-Healing en los interruptores de Fase II
Funcionalidades	Equipos control campo Telemando desde CC	Localización de fallas Controladores de red	Self-Healing Reconfiguración automática
DER	Fase I	Fase II	Fase III
Penetración	0,1 – 0,2% de la potencia total 20 – 60 MW	0,4 – 0,5 % de la potencia total 90 – 120 MW	1 – 2,5% de la potencia total 240 – 600 MW
Funcionalidades	Generación distribuida FV en BT	Generación distribuida FV en BT	Almacenamiento
VE	Fase I	Fase II	Fase III
Penetración	1,0 – 1,2% del número total de vehículos	2,9 – 3,9% del número total de vehículos	9,3 – 14,0% del número total de vehículos
Funcionalidades	Vehículo Eléctrico (carga)	Vehículo Eléctrico Centros de recarga y gestión de la	V2G

Fuente: Elaboración Propia – Grupo Consultor CIRCE

5.4 Estimación de Beneficios

Este Estudio considera funcionalidades de RI como una alternativa para solucionar las necesidades actuales y futuras de la red eléctrica de distribución del SIN. Partiendo del análisis de la situación actual y considerando las necesidades que se proyectan a futuro, se ha encontrado que mediante el cumplimiento de los objetivos de penetración de las diferentes tecnologías de RI según las fases definidas en el mapa de Ruta, se pueden alcanzar importantes beneficios para el sistema eléctrico. Los principales beneficios, considerados en este estudio, que aportan las funcionalidades de las tecnologías RI son:

- Reducción de pérdidas técnicas y no técnicas,
- Aplanamiento de la curva de demanda,
- Reducción de costes de comercialización,
- Mejora de la continuidad de suministro,
- Reducción de emisiones de CO₂,
- Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales,
- Aumento de vida útil y ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución,
- Mejora del factor potencia.

Algunos de los ahorros más relevantes que se pueden lograr con la implementación de las tecnologías RI estudiadas son los siguientes:

Mejora de la continuidad de suministro.

El aumento en la continuidad del suministro se obtiene en gran parte como resultado de la automatización de la red eléctrica; con el aumento del número de reconectores, la implementación de sistemas de localización de fallas y el Self-Healing se podría llegar a reducir el tiempo de interrupción del servicio de los actuales 29,47 h*usuario/año a 5,44 h*usuario/año.

Figura 15. Reducción del tiempo de interrupción.



Fuente: CIRCE

Reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.

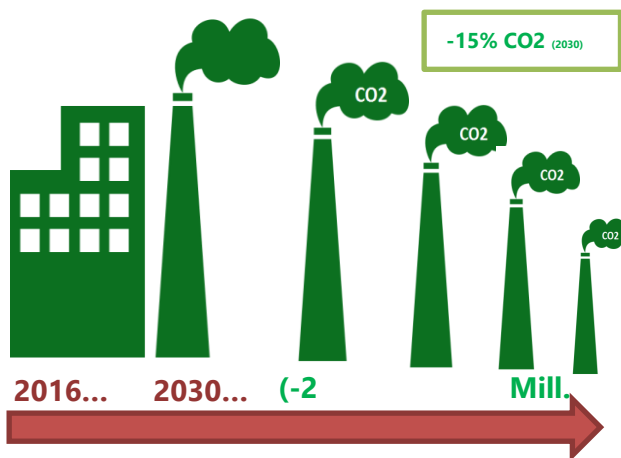
La reducción de las pérdidas técnicas se fundamenta en la instalación de generación distribuida, por otra parte, la reducción de las pérdidas no técnicas se basa principalmente en la detección de la manipulación de la red eléctrica. Los beneficios previstos son 3.403 GWh/año al final de la implantación en 2030, lo que supondría un ahorro de 408 millones USD/año, (1,22 billones² COP/año)³ a partir de dicha fecha.



Fuente: Elaboración propia

Reducción de emisiones.

Figura 17. Reducción de emisiones



Fuente: Elaboración propia

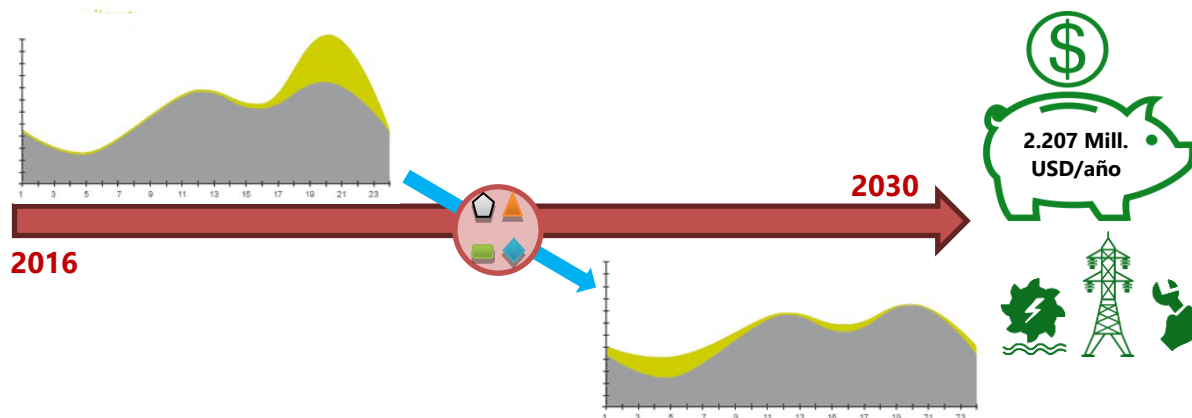
El aumento de la eficiencia contribuye a reducir la cantidad de energía que se debe generar para satisfacer la demanda, mientras que la incorporación de sistemas renovables permite reducir el porcentaje de energía generado con centrales térmicas, que son las que provocan la mayor parte de las emisiones. A esto se unen las emisiones evitadas por la electrificación del transporte. Colombia, a través del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MINAMBIENTE) se ha comprometido a lograr el objetivo de reducir las emisiones de CO₂ de Colombia un 20% respecto a las emisiones previstas para el año 2030 [22]. Las reducciones previstas por la implantación de las RI son entre 2 y 3 millones de Tm de CO₂ anuales a partir de 2030, lo que supone aproximadamente un 15% del compromiso total adquirido.

² 1 Billón COP = 1.000.000.000.000 COP

³ La tasa de cambio utilizada es de 3000 COP/USD. Esta corresponde con la utilizada en el análisis beneficio costo.

Aplanamiento de la curva de demanda y reducción de inversiones en la red de transporte y distribución.

Figura 18. Reducción en inversiones y aplanamiento de curva de demanda



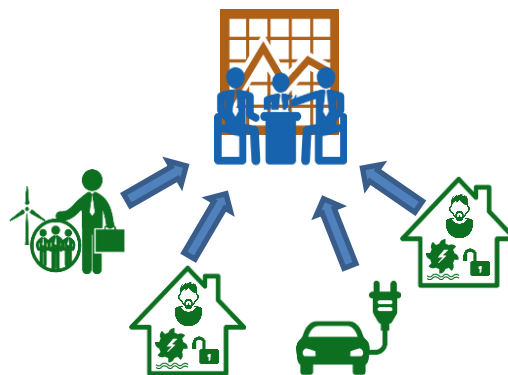
Fuente: Elaboración propia

El aplanamiento de la curva de la demanda se consigue con el aporte de varias tecnologías RI. Por un lado, los CI y los equipos asociados a ellos permiten desarrollar la gestión de la demanda activa y pasiva, (por el cambio de hábito de los consumidores), y por el otro, los sistemas de generación distribuida y de almacenamiento permiten aportar energía al sistema, lo cual puede contribuir a reducir el pico de demanda en los momentos de máximo consumo. Este aplanamiento de la curva de demanda permite reducir la necesidad de inversiones para aumentar la capacidad del sistema eléctrico, puesto que en caso de aumentar la demanda, dicho aumento podría ser desviado a horas valle en las que la demanda es reducida. La implementación de las tecnologías RI permitirían un ahorro de inversiones a 2030 de 2.207 millones de USD (6,62 billones COP).

Creación de nuevos mercados en el ámbito del suministro eléctrico.

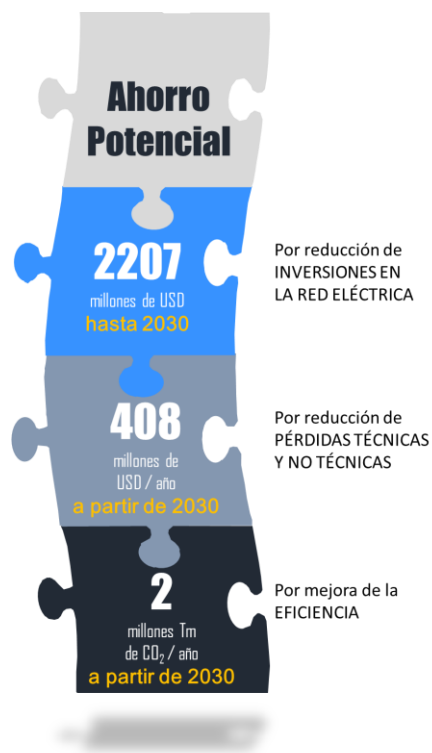
Las RI suponen la incorporación de nuevas tecnologías que, en la mayoría de los casos, abren la puerta a nuevos mercados en el ámbito de la instalación, operación, mantenimiento y explotación, favoreciendo la creación de nuevos puestos de trabajo. También se aumenta el número de agentes que participan en el sistema eléctrico, en concreto el usuario puede pasar de ser consumidor a ser "prosumidor" (productor y consumidor). Como todo nuevo mercado, la incorporación de las RI abre nuevos modelos de negocio donde las Empresas de Servicios Energéticos (ESE) pueden jugar un importante papel reduciendo el riesgo a la inversión y facilitando el mantenimiento de las instalaciones a los medianos y pequeños usuarios a cambio de una parte del beneficio que aportan las RI.

Figura 19. Integración de nuevos mercados



Fuente: Elaboración propia

Figura 20. Ahorro potencial del tiempo de interrupción en Colombia



Fuente: CIRCE

La Tabla 9 presenta los parámetros principales utilizados para la cuantificación de los ahorros potenciales que se pueden lograr con la implementación de las RI.

Tabla 9. Cálculo del ahorro potencial en por el despliegue de RI en Colombia

Aspecto estudiado	Beneficio Considerado	Factores de Cálculo			Ahorro Estimado
Reducción de inversiones en la red eléctrica	-Aplanamiento de la curva de demanda - Reducción de Pérdidas técnicas y no técnicas	Inversión para incrementar la capacidad de la red: 1.165,5 millones USD/TWh [23]	Aumento demanda período 2015-2030: 41 TWh [15]	Inversión estimada período 2015 – 2030: 47.800 millones USD [3]	Ahorro en 2030 de: 2.207 millones USD 4,62% [3]
Reducción de Energía Generada	- Reducción de pérdidas técnicas y no técnicas-	Reducción Per. por Implementación de RI Técnicas: 15,23% NO Técnicas: 69,5% [3]	Energía ahorrada estimada = 3.403 GWh/año [15] 4	Costo medio de la electricidad: 0,1195 USD/kWh [3]	Ahorro estimado en 2030: 408 millones USD/año [2]

4 Respecto a la demanda de 2011 según "Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2013-2027", UPME, página 29, gráfica 2-2 y teniendo en cuenta que las pérdidas actuales ascienden a un 15,7%.

Uso del vehículo eléctrico y reducción de energía generada con fuentes térmicas convencionales	- Reducción de pérdidas - Reducción de CO2	Emisiones CO ₂ emitidas Colombia en 2012: 75 millones Tm [14]	Emisiones totales vehículos+centrales térmicas Colombia 26,9 millones Tm CO ₂ /año [3]	Reducción de emisiones por implementación de RI: 2,6% [3]	Reducciones anuales de CO ₂ en 2030: 2 MTm CO ₂ [4] (-0,54 millones Tm CO ₂ por menos pérdidas [2], -1,3 millones Tm CO ₂ por uso de VE, GD [3])
Mejora de la Calidad del Servicio	- Mejora de la Continuidad de suministro	SAIDI promedio actual del sistema eléctrico Colombiano : 29,47 h x usuario/año [4]	Mejora de la continuidad de suministro por implementar RI: 81,54% con respecto al valor actual [3]		SAIDI promedio estimado del sistema eléctrico con RI: 5,44 h x usuario/año [3] ⁵
Reducción de costes de comercialización	- Reducción de los costos de operación y lectura de CI	Los costos de lectura en Colombia ascienden a: 0,6 USD/usuario/año [3]	Margen de reducción de costos estimado: 13% y 77% [3]		Ahorro estimado en lectura y operación: (0,078 a 0,462 USD/usuario/año)
Implementación de la GD	- Mejora del factor de potencia	Costo de la energía: 86 COP/kWh [3]	Reducción de la energía generada por mejora en el FP: 5.146 GWh/año [3]		Ahorro por reducción en la energía generada: 147,5 millones USD/año ⁶

5.5 Requerimientos de TIC

Aplicaciones de RI en una red local

La red local es dentro de la arquitectura de red de comunicaciones la más próxima al cliente, incluye las comunicaciones entre los aparatos electrodomésticos, vehículos eléctricos y otros equipos eléctricos situados en las instalaciones del cliente.

La red local está conectada con otros actores de las RI (por ejemplo, una empresa eléctrica o un proveedor de servicios energéticos), a través de un medidor inteligente o una pasarela de Internet.

Esto permite a las empresas eléctricas realizar aplicaciones NAN/FAN en instalaciones residenciales, comerciales e industriales, por ejemplo, servicios de prepago, mensajería de información al usuario, fijación de precios en tiempo real, y control, gestión de cargas y respuesta de la demanda. La Tabla 10 resume los requisitos exigibles a la red de comunicaciones, en términos de tamaños de trama útil típica, requisitos de recopilación de datos, fiabilidad y latencia, junto con las tecnologías de comunicación viables que pueden soportar tales requisitos.

Tabla 10. Requerimientos de la red de comunicaciones para aplicaciones HAN/BAN/IAN en RI

Aplicación	Automatización Doméstica	Automatización de Edificios
Tamaño típico de los datos (Bytes)	10-100	>100
Requerimientos de Frecuencia de muestreo típica	Una muestra cada periodo configurable (1 min, 15 min, etc)	Una muestra cada periodo configurable (1 min, 15 min, etc)
Latencia	Segundos	Segundos

⁵ Calculado a partir de la reducción del 81,54% mostrada en la tabla 37, página 39 de [3]

⁶ Calculado a partir del costo de energía y la reducción de energía de [3]

Fiabilidad (%)	>98	>98
Fibra óptica	X	X
DSL		
Cable Coaxial	X	X
PLC	X	X
Ethernet	X	X
Z-Wave	X	
Bluetooth	X	
ZigBee	X	X
WiFi	X	X
WiMAX	3	
Mallado inalámbrico		X
Telefonía Móvil		

Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá

Una red NAN apoya el flujo de información entre la WAN y una red de área local. Permite la recogida de datos de los clientes en un barrio o manzana, para transmitirla a una empresa de servicios eléctricos. La red NAN también puede denominarse Red FAN cuando conecta dispositivos de campo, como los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs). Las redes NAN / FAN permiten una amplia gama de aplicaciones de RI, como medidas inteligentes, gestión de carga, automatización de la distribución, gestión de precios, gestión de cortes y restauración u otras aplicaciones basadas en el cliente.

Para estas aplicaciones, se requieren tecnologías de comunicaciones que soporten velocidad de transmisión más elevadas y tengan una cobertura mayor (de hasta 10 km), que las requeridas para las aplicaciones de red de área local. Los requisitos de área de cobertura y velocidad de datos para diferentes aplicaciones NAN pueden variar dependiendo de las aplicaciones. Por ejemplo, el tamaño de datos típico para una lectura de contador es 100-2400 bytes, mientras que es de 25-1000 bytes para aplicaciones de automatización de distribución.

En la Tabla 11 se analizan los requisitos de red de comunicaciones de algunas funcionalidades de RI, en términos de tamaños típicos de datos, frecuencia de muestreo necesaria, así como los requisitos de confiabilidad y latencia, junto con las tecnologías de comunicación viables que pueden soportar aplicaciones de RI en NAN / FAN. En este caso, los requisitos de latencia se refieren al retraso aceptable de actualización de datos/estado desde un transmisor a un receptor para cada aplicación de RI.

Tabla 11. Requerimientos de los sistemas de red para aplicaciones NAN en las RI.

	Aplicación	Tamaño típico de datos (bytes)	Requerimiento de frecuencia de muestreo típica	Latencia	Fiabilidad (%)
1a	Lectura de contadores – bajo demanda (desde los contadores hasta las distribuidoras)	100	Cuando sea necesario (7 am – 10 pm)	<15 s	>98
1b	Lectura de contadores – bajo programada (desde los contadores hasta los frontales AMI)	1600-2400	4-6 veces diarias por contador residencial 24 veces diarias por contador industrial/comercial	<4 h <2 h	>98
1c	Lectura de contadores – transferencia masiva (desde los frontales AMI has las distribuidoras)	MB	X por un día para un grupo de contadores	<1 h	>99,5
2a	Precio – TOU (de la distribuidora a los contadores)	100	1 por dispositivo por evento difundido de dato de precio, 4 al año (24x7)	<1 min	>98
2b	Precio – TOU (de la distribuidora a los contadores)	100	1 por dispositivo por evento difundido de dato de precio, 6 al	<1 min	>98

	Aplicación	Tamaño típico de datos (bytes)	Requerimiento de frecuencia de muestreo típica	Latencia	Fiabilidad (%)
			año (24x7)		
2c	Precio – TOU (de la distribuidora a los contadores)	100	1 por dispositivo por evento difundido de dato de precio, 2 al año (24x7)	<1 min	>98
3	Servicio eléctrico prepago (distribuidora a clientes)	50-150	25 veces por contador prepago mensual (7 am – 10 pm)	<30 s	>98
4	Respuesta de la demanda – DLC (distribuidora a los dispositivos del cliente, p.e. electrodoméstico inteligente, PHEV, control de cargas)	100	1 por dispositivo y petición de difusión (24x7)	<1 min	>99,5
5	Operación de elemento de corte (de la distribuidora a los contadores)	25	1-2 diarios (8:00 am – 8:00 pm) por cada 1000 contadores	<1 min	>98
6a	Automatización de la distribución – Monitorización y mantenimiento del sistema de distribución (datos de los dispositivos de campo al DMS)	100-1000	Entre 1 horario por dispositivo y 1 semanal por dispositivo (24x7) dependiendo del dispositivo	<5 s	>99,5
6b	Automatización de la distribución – Control de tensión y potencia (comandos desde DMS a los dispositivos de campo)	150-250	Entre 1 horario por dispositivo y 1 semanal por dispositivo (24x7) dependiendo del dispositivo	<5 s	>99,5
6c	Automatización de la distribución – respuesta a la demanda del sistema de distribución (comandos desde DMS a los dispositivos de campo)	150-250	Entre 1 horario por dispositivo y 1 semanal por dispositivo (24x7) dependiendo del dispositivo	<5 s	>99,5
6d	Automatización de la distribución – detección de fallos, limpieza, aislamiento y restauración (comandos desde DMS a los dispositivos de campo)	25	1 por dispositivo por aislamiento/reconfiguración (<5 s, con un fallo menor de 1.5 min)	<5 s	>99,5
7	Administración de cortes y restauración (ORM) (desde los contadores al OMS)	25	1 por contador por pérdida de energía/restauración (24x7)	<20 s	>98
8	Distribución en el almacenamiento de los clientes (comando de carga descarga desde el DAC a los elementos de almacenamiento)	25	2-6 por periodo manejado diario	<5 s	>98
9a	Transporte (la distribuidora manda los precios para PEHV)	255	1 por PHEV por 2-4 días (7:00 am – 10:00 pm)	<15 s	>98
9b	Transporte (la distribuidora interroga la carga del PEHV)	100	2-4 por PHEV diario (7:00 am – 10:00 pm)	<15 s	>98
10a	Actualizaciones de Firmware (de la distribuidora a los dispositivos)	400k-2000k	1 por dispositivo por evento de difusión (24x7)	<2 min – 7 días	>98
10b	Actualización de Programa / configuración (de la distribuidora a los dispositivos)	25k – 50k	1 por dispositivo por evento de difusión (24x7)	<5 min – 3 días	>98
11	Información de clientes y mensajería de clientes solicitando información de la cuenta (entre operadora y clientes en ambos sentidos)	50/200	Bajo demanda (7:00 am – 10:00 pm)	<15 s	>99
12	Administración de las instalaciones de red (de la distribuidora a los dispositivos de los clientes)	25	Bajo demanda (24x7)	<20 s	>98

Fuente: Consultor CIRCE – Universidad de Alcalá

Aplicaciones de RI en área extendida (WAN)

La red de área extendida (WAN) soporta las aplicaciones de seguimiento en tiempo real, control y protección, que pueden ayudar a evitar cortes en cascada, a partir de información en tiempo real

relacionada con el estado de la red eléctrica. También ofrece enlaces de comunicaciones para redes troncales de RI; y cubre las largas distancias desde NAN / FAN a un centro de control.

Las aplicaciones WAN, incluidas la supervisión de área extendida, el control de área extendida y la protección de área extendida, requieren una mayor resolución de datos y un menor tiempo de respuesta que los típicos sistemas de gestión energética basados en SCADA. Mientras los SCADA trabajan con intervalos de actualización de medidas de varios segundos o incluso minutos, las aplicaciones de monitorización, control y protección de área extendida necesitan sobre 60 muestras por segundo.

La Tabla 12 resume los requisitos principales de distintas aplicaciones en términos de sus tamaños de trama de datos típicos, velocidades de muestreo, así como los requisitos de confiabilidad y latencia, junto con las tecnologías de comunicación que pueden soportar estas aplicaciones.

Tabla 12. Requerimientos de los sistemas de red para aplicación de protección de área externa, control y monitorización

Aplicación	Tamaño típico de datos (bytes)	Requerimiento de frecuencia de muestreo típica	Latencia	Fiabilidad (%)	Tecnología de comunicación
Protección de área extensa					
Modelo isla adaptativo	4-157	Una cada 0,1 s	<0.1 s	>99,9	Cableada: -Fibra Óptica
Predicción sobre fluctuaciones en la frecuencia de la carga		Una cada 0,1 s	<0.1 s	>99,9	
Control de área extensa					
Control de estabilidad de tensión	4-157	Una cada 0,5 - 5 s	<5 s	>99,9	Inalámbrica: -WiMAX -Telefonía
Control de FACTS y HVDC		Una cada 30 s – 2 min	<2 min	>99,9	
Control de fallo en cascada		Una cada 0,5 - 5 s	<5 s	>99,9	
Control de estabilidad de transitorio precalculado		Una cada 30 s – 2 min	<2 min	>99,9	
Control de estabilidad del transitorio en lazo cerrado		Una cada 0,02 – 0,1 s	<0.1 s	>99,9	
Control de la amortiguación de la oscilación de potencia		Una cada 0,1 s	<0.1 s	>99,9	
Monitorización de área extensa					
Monitorización de la oscilación de potencia local	>52	Una cada 0,1 s	<30 s	>99,9	
Monitorización de la estabilidad de la tensión local		Una cada 0,5 - 5 s	<30 s	>99,9	
Monitorización de la potencia en área extensa		Una cada 0,1 s	<0.1 s	>99,9	
Monitorización de la estabilidad de la tensión de área extensa		Una cada 0,5 – 5 s	<5 s	>99,9	
Estimación del estado basado en PMU		Una cada 0,1 s	<0.1 s	>99,9	
Estimación del estado dinámica		Una cada 0,02 – 0,1 s	<0.1 s	>99,9	
Estimación del estado asistida por PMU		Una cada 30 s – 2 min	<2 min	>99,9	

6. Principales Acciones propuestas

Para alcanzar la Visión RI Colombia 2030, se necesita la participación activa de todos los agentes involucrados incluyendo gobierno, regulador, usuarios, empresas, proveedores de soluciones tecnológicas, universidades, centros de I+D, etc. A continuación se describen acciones identificadas para implementar las tecnologías RI estudiadas. Las principales actividades se denominaron críticas y se complementan con actividades adicionales clasificadas como necesarias y recomendadas, las cuales en conjunto constituyen la base de un plan de acción que se debe definir para el caso colombiano.

En este numeral se presentan un conjunto de acciones que los consultores proponen para un desarrollo armónico de las soluciones de RI que hacen parte del Mapa de Ruta elaborado. En la Figura 21, Figura 22, Figura 23 y Figura 24 se identifican, por medio de colores, las acciones de los diferentes agentes involucrados, incluyendo Gobierno, regulador y empresas. Se presenta un resumen de aquellas acciones denominadas críticas las cuales se dividen en las tres fases de 5 años definidas para el mapa de ruta. Un mayor detalle incluyendo el conjunto completo de acciones propuestas se presenta en la PARTE 2, Sección 7. En forma análoga se presenta un mapa de ruta para los elementos regulatorios y de política los cuales se detallan en las PARTE 3A y PARTE 3B así como en el Anexo 6 de este documento.

Figura 21. Acciones para la implementación de la tecnología AMI

AMI	Actual	Fase I					Fase II					Fase III				
Penetración		58,0 – 70,9 % respecto a la energía total consumida					65,2 – 88,3 % respecto a la energía total consumida					73,0 – 100,0 % respecto a la energía total consumida				
Funcionalidades		Lectura Remota, Detección manipulación, Información usuario, limitación potencia, Gestión de la demanda					Tarificación horaria Medida Generación Distribuida					Aplanamiento de curva de demanda Gestión de la demanda				
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tecnología, infraestructura e I+D	[OR; PS] Instalación infraestructura de medida y gestión de datos															
		[R; OR] Definición especs. técnicas CIs y sistemas de gestión de datos														
		[R; OR] Definición procedimientos gestión información														
		[OR; PS] Definición procedimientos O+M														
		[GB] Creación infraestructura de certificación														
		[OR; PS] Formación operarios en la instalación, manejo y mantenimiento de los CIs														
		[OR; PS] Instalación de equipos de gestión de cargas, soporte de comunicaciones y sistemas de procesado de información														
		[OR; PS] Formación operarios en la instalación, manejo y mantenimiento de los equipos de control de cargas														
		[GB; ID; OR; UN] Programa de I+D para generación de nuevo conocimiento para la optimización de la implantación de los CIs														
		[GB; ID; OR; UN] Programa de I+D para fomentar la accesibilidad de los usuarios a sus datos de consumo														
	[GB; ID; OR; UN] Programa de I+D para el desarrollo de sistemas de gestión de carga y de la comunicación con las cargas															
	[GB; ID; OR; UN] Proyectos piloto: Pruebas de interoperabilidad entre diferentes fabricantes, y de respuesta de demanda con tarificación horaria															
						[PS] Formación especializada personal empresas comercializadoras										
Marco Económico, nuevas actividades y mercados		[GB] Programas apoyo inversión (usuario o empresa, según inversión)														
		[ID; GB; ES; OR; PS; R; UN; US] Acciones de coordinación entre todos los actores														
						[ES; GB; R] Desarrollo ESCOS o similar										
Marco normativo y regulatorio		[R] Regular la propiedad de la información registrada														
		[R] Especificaciones mín. protocolos comunicación														
		[R] Generación perfil de datos														
		[R] Garantizar interoperabilidad entre los CIs y los centros de control del OR														
		[R] Garantizar el acceso de todos los usuarios a toda la información necesaria (via web, telefónica, oficinas comerciales, etc.)														
		[R] Garantizar la interoperabilidad entre los CIs, los equipos de gestión de cargas y las cargas														
	[R] Directiva que apoye la implantación															
	[R] Desarrollo de normativa tarificación horaria															
Integración usuario		[GB; OR] Programas generales de comunicación de los beneficios de los CIs														
		[OR] Información por los OR's asociados a cada acción de despliegue														
		[GB; OR] Campañas para la implantación en los usuarios la tarificación horaria														
											[GB; OR] Campañas de concienciación sobre los beneficios del aplanamiento y de la gestión activa					

Tabla 11. Acciones para la implementación de la tecnología AMI

Fuente: CIRCE

Figura 22. Acciones para la implementación de la tecnología ADA

ADA	Actual	Fase I				Fase II				Fase III							
Penetración		2,7 – 3,3 interruptores por circuito				4,2 – 5,7 interruptores por circuito				Algoritmos <i>Self-Healing</i> en los de Fase II							
Funcionalidades		Equipos control campo Telemando desde CC				Localización de faltas Controladores de red				<i>Self-Healing</i> Reconfiguración automática							
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Tecnología, infraestructura e I+D	[OR; PS] Instalación de elementos de maniobra que permitan aislar tramos de red (seccionadores, interruptores)																
	[OR; PS] Comunicaciones para permitir el telemando de los elementos de maniobra																
	[OR; ID; UN] Estudios técnicos para identificar puntos óptimos de automatización																
	[OR] Coordinar despliegue con los SCADA de los OR																
	[OR; PS] Formación capital humano en el uso y control de los equipos telecontrolados																
	[OR; PS] Formación capital humano en el uso y control de los equipos telecontrolados y de localización de fallas																
	[OR; PS] Formación capital humano en uso y control del Self-Healing																
	[ID; GB; OR; UN] Programa de I+D para generación de nuevo conocimiento (métodos de localización de falta, algoritmos óptimos de reposición de suministro, gestión activos)																
[ID; GB; OR; UN] Proyectos Piloto Sistemas avanzados localización de fallas																	
[GB; OR; PS] Instalación y operación de Sistemas avanzados localización de faltas																	
[GB; R] Creación infraestructura de certificación																	
[ID; GB; OR; UN] Proyectos Piloto Self-Healing																	
[OR; PS] Incorporación y operación de sistemas Self-Healing																	
Marco Económico, nuevas actividades y mercados	[GB] Programas apoyo inversión para los OR's con baja capacidad de inversión																
Marco normativo y regulatorio	[R] Revisión CREG 097/2008 para ajustar la retribución por mejorar la red																
	[R] Desarrollar requisitos mínimos para continuidad de suministro																
	[R] Especificaciones mínimas protocolos comunicación																
	[R] Garantizar interoperabilidad entre los distintos interruptores telecontrolados y los centros de control (definición de perfiles de interoperabilidad)																
[R] Garantizar interoperabilidad Self-Healing																	
		ID: Centro de I+D		ES: Empresa de servicios Energéticos		GB: Gobierno		OR: Operador de Red		PS: Proveedor de soluciones		R: Regulador		UN: Universidad		US: Usuario	
		Acción crítica		Acción necesaria		Acción recomendable											

Tabla 8. Acciones para la implementación de la tecnología ADA

Fuente: CIRCE

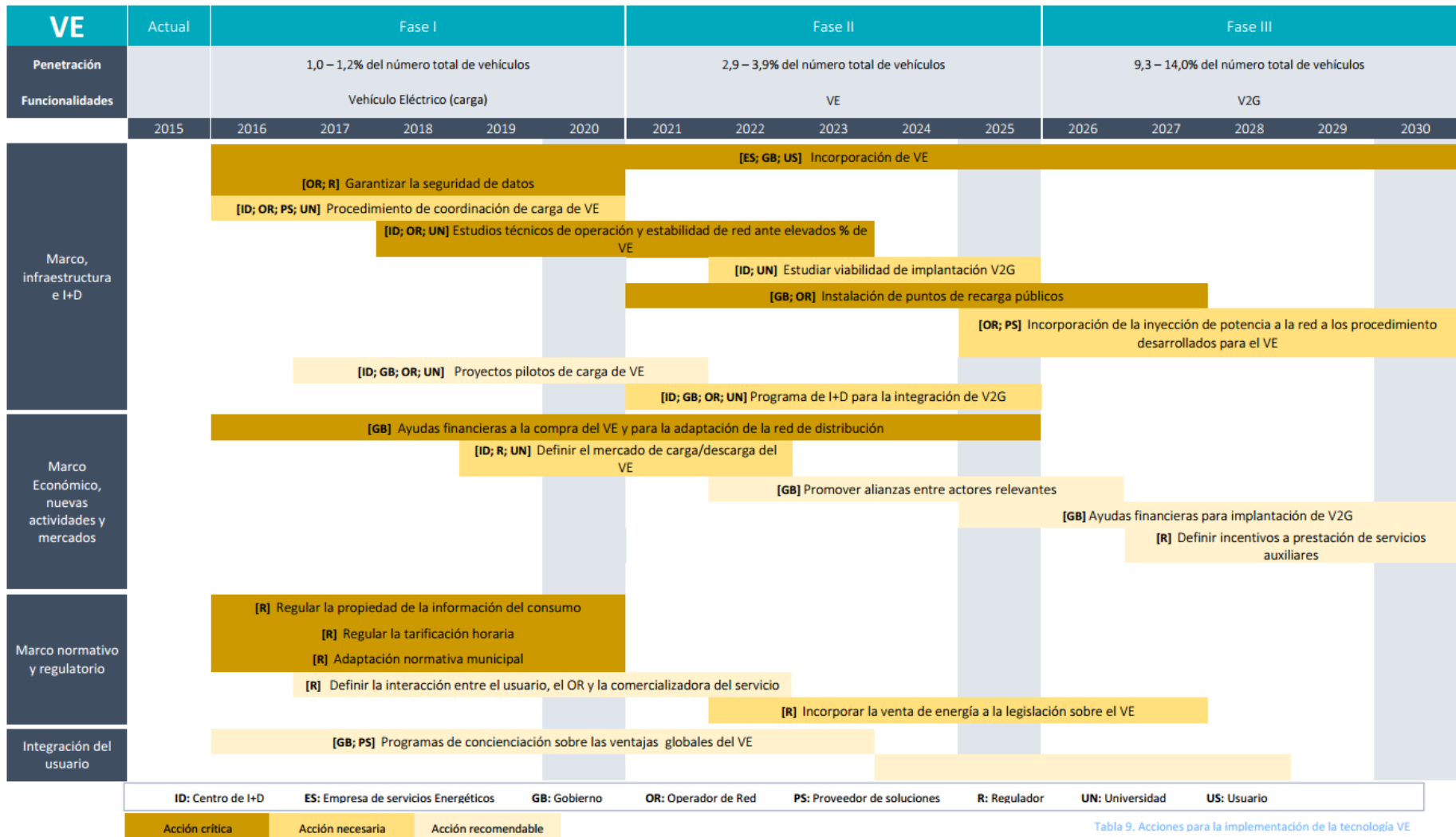
Figura 23. Acciones para la implementación de la tecnología DER

DER	Actual	Fase I					Fase II					Fase III				
Penetración		0,1 – 0,2% de la potencia total					0,4 – 0,5 % de la potencia total					1 – 2,5% de la potencia total				
Funcionalidades		Generación distribuida FV en BT					Generación distribuida FV en BT					Almacenamiento				
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Marco infraestructura e I+D	[US; ES; OR] Instalación de sistemas de generación distribuida y sistemas de almacenamiento															
	[OR; US; ES] Análisis de la viabilidad técnico económica de las inst.															
	[ES; PS; OR] Desarrollo de procedimiento de instalación y supervisión															
	[ES; PS; OR] Desarrollo de procedimiento de operación															
	[ES; PS; OR] Formación capital humano en la instalación y manejo de GD															
	[OR; ID; UN] Estudios técnicos de operación y estabilidad de red ante elevados % de GD															
	[OR; ID; UN] Adaptación de protecciones a los flujos bidireccionales															
	[ES; PS; OR] Formación capital humano la instalación y manejo de almacenamiento															
	[GB; ID; UN] Programas de I+D para la integración de GD															
	[GB; ID; UN; OR] Programa de I+D para la mejora los sistemas de generación															
[GB; ID; UN; OR] Programa de I+D para la integración de almacenamiento																
[GB; ID; UN; OR; PS] Proyectos Piloto de integración de microredes (almacen. y GD)																
[ID; UN; OR; PS] Implantación de algoritmos de control que optimicen el almacenamiento																
Marco Económico, nuevas actividades y mercados	[GB] Impulsar empresas que faciliten el desarrollo de negocio															
[GB] Ayudas financieras a DER																
Marco normativo y regulatorio	[R] Desarrollo de la resolución CREG 175/2014 en lo que se refiere a pequeños autogeneradores y sus condiciones de conexión															
	[R] Determinación legal de generadores/consumidores agregados (prosumidores)															
	[R] Regulación de las condiciones de operación de los sistemas de almacenamiento, tarificación horaria, requisitos de conexión, etc.															
Integración del usuario	[GB; OR] Programas de divulgación de las ventajas de la GD															
	[GB; OR] Programas de divulgación de las ventajas del almacenamiento															
		ID: Centro de I+D	ES: Empresa de servicios Energéticos	GB: Gobierno	OR: Operador de Red	PS: Proveedor de soluciones	R: Regulator	UN: Universidad	US: Usuario							
		Acción crítica	Acción necesaria	Acción recomendable												

Tabla 10. Acciones para la implementación de la tecnología DER

Fuente: CIRCE

Figura 24. Acciones para la implementación de la tecnología VE



Fuente: CIRCE

Descripción de las Acciones Críticas

AMI

El camino crítico que se debe seguir para la implantación de AMI pasa por la Instalación de la infraestructura de medida y gestión de datos y por la instalación de equipos de gestión de cargas, soporte de comunicaciones y sistemas de procesado de información que sean necesarios. Es deseable o que todos los equipos involucrados cuenten con sistemas de control capaces de comunicarse entre sí de forma que se garantice la interoperabilidad entre ellos.

Dentro del marco regulatorio es necesario regular la propiedad de la información generada y fomentar el desarrollo de la normativa de tarificación horaria que permita optimizar el aprovechamiento de las funciones de los CI. De manera simultánea al desarrollo de la normativa de la tarificación horaria, se debe llevar a cabo campañas de comunicación de los beneficios de los CI y campañas de implantación de la tarificación horaria.

ADA

El primer punto clave para la implantación de ADA es la instalación de elementos de maniobra que permitan aislar tramos de red (seccionadores, interruptores) y de comunicaciones para permitir el telemando de los elementos de maniobra. La instalación de estos equipos se debe llevar a cabo tras estudios técnicos para identificar los puntos óptimos de automatización y coordinar el despliegue con los SCADA de los OR. Tanto los equipos como los puntos de la red en los que se instalen se deben decidir en función de los requisitos mínimos para continuidad de suministro. Debido a la fuerte inversión necesaria para llevar a cabo esta instalación es necesario desarrollar programas de apoyo a la inversión para los OR con baja capacidad de inversión, para intentar que la mejora de la continuidad del suministro alcance al mayor número de usuarios posible.

DER

La implantación de la tecnología DER se debe basar en el desarrollo de la propuesta de resolución CREG 175/2014 en lo que se refiere a pequeños autogeneradores y sus condiciones de conexión. Siguiendo estas condiciones en cada caso es necesario el análisis de la viabilidad técnico económica de las instalaciones. Cuando los niveles de penetración sean elevados, es crítico realizar estudios técnicos de operación y estabilidad de red y la adaptación de las protecciones a los flujos bidireccionales para evitar que se disminuya el nivel de calidad de la red actual. Previamente a la instalación de sistemas de almacenamiento se debe fijar la regulación de sus condiciones de operación, la tarificación horaria y los requisitos de conexión a red.

VE

El camino crítico para la implantación del VE en Colombia conlleva garantizar la seguridad de los datos del usuario en cuanto a cargas, desarrollo de ayudas financieras a la compra del VE y para la adaptación de la red de distribución, regular la propiedad de la información del consumo a nivel normativo, regular la tarificación horaria y la adaptación de la normativa municipal para fomentar el uso del VE frente al de combustión interna. Cuando el nivel de penetración del VE sea elevado es crítico planear estudios técnicos de operación y estabilidad de la red y la instalación de puntos de recarga públicos así como definir el mercado de carga/ descarga del VE.

7. Diagnóstico del marco político y regulatorio colombiano

Se realizó un análisis de la normatividad y la regulación colombiana, con el objetivo de diagnosticar su estado actual e identificar las principales barreras y oportunidades que existen para el desarrollo de las RI en Colombia ejercicio que dio como resultado el resumen de la normatividad y regulación más relevante presentado en las siguientes tablas. La Tabla 13 presenta los aspectos normativos y regulatorios que afectan tanto positiva como negativamente el desarrollo de todas las tecnologías analizadas en el estudio de forma general lo cual incluye también el vehículo eléctrico, la Tabla 14 muestra los aspectos que afectan de forma particular el desarrollo de la tecnología AMI, la Tabla 15 los que afectan la tecnología ADA y la Tabla 16 los que afectan la tecnología DER.

Tabla 13. Aspectos normativos y regulatorios que afectan el desarrollo de las tecnologías RI en el Sector Energético y TICS.

	Tema	Oportunidades	Barreras
Res. CREG 097/2008	Incentivos por eficiencia en inversiones		<ul style="list-style-type: none"> • Riesgos de remuneración cuando aumenta incertidumbre sobre patrones de uso de la red. • El mecanismo de definición del BRA contiene una estructura de incentivos menos fuertes al despliegue eficiente de tecnologías de RI, en comparación con lo indicado en la Resolución CREG 179/2014. • La determinación del costo anual de activos no eléctricos por medio de la aplicación de un porcentaje fijo (4.1%) sobre el costo anual de activos eléctricos puede representar una barrera para el despliegue de tecnologías de RI, pues los activos no eléctricos incluyen equipos de cómputo y de comunicaciones. • Una de las consecuencias posibles en cuanto al despliegue de tecnologías de RI es que el OR puede percibir incentivos para el desarrollo de soluciones más capital-intensivas y basadas en activos eléctricos tradicionales (por ejemplo, transformadores y líneas de transmisión tradicionales) en detrimento de tecnologías de RI (por ejemplo, ADA) que brinden al sistema flexibilidad operativa y garanticen un desempeño técnico igualmente adecuado, pero representen inversiones inferiores.
	Vida útil regulada de Activos	<ul style="list-style-type: none"> • Posibilidad de considerar UC especiales por la CREG y de vidas útiles específicas para dichas unidades. • Flexibilidad para remunerar adecuadamente inversiones en tecnologías con vidas útiles típicamente inferiores a aquellas de equipos convencionales, como ADA y activos de telecomunicación. 	<ul style="list-style-type: none"> • El establecer valores regulatorios para la vida útil de algunas clases de activos que podrán constituir las redes eléctricas bajo un contexto de desarrollo de RI puede requerir tratamiento regulatorio más granular y con mayor grado de particularización.
	Remuneración gastos AOM	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivos a la mejora continua de la calidad del servicio, establecidos como una relación entre los gastos reconocidos y métricas de confiabilidad de suministro. 	<ul style="list-style-type: none"> • El ajuste anual de los gastos de AOM reconocidos de acuerdo con el desempeño del OR con respecto a la calidad del servicio se realiza en función de la comparación de los valores históricos. No existe una meta de largo plazo para el aumento de la calidad del servicio. • Desacoplamiento débil entre gastos reales y reconocidos: El uso de una metodología que se basa en el reconocimiento de “los costos reales en los que incurre la empresa para la prestación del servicio” ofrece incentivos débiles a la mejora del desempeño de la empresa con respecto a gastos en AOM y, por extensión, al despliegue de tecnologías de RI. • El desempeño del OR es medido solamente con base en una métrica de confiabilidad que indica la razón entre las cantidades de Energía No Suministrada y de Energía Suministrada. El uso de métricas cuya definición tiene en cuenta la duración y la frecuencia de interrupciones al usuario final pueden traer beneficios.

	Estructura de incentivos por calidad del servicio	<ul style="list-style-type: none"> Mecanismos de incentivos relacionados a la calidad agrupada de servicio y orientados a la mejora de la calidad de servicio para los usuarios en la cola de la distribución de probabilidad, relacionados con compensaciones directas a través de deducciones en las facturas de estos usuarios. Los mecanismos de incentivos incluyen la comparación de índices medidos con metas establecidas por el regulador, y no sólo con el desempeño histórico del OR. Una definición agresiva puede ofrecer incentivos importantes al despliegue de tecnologías de RI. 	<ul style="list-style-type: none"> No se hace la inclusión de métricas de frecuencia de interrupciones para medir el desempeño de los OR en cuanto a la calidad del servicio. (Son Incluidas en la Resolución CREG 179/2014).
	Contratos de calidad extra	<ul style="list-style-type: none"> Establece que los OR y los usuarios conectados a los niveles de tensión 2 y 3 pueden pactar libremente Contratos de Calidad Extra, involucrando mayores pagos a cambio de mejores niveles de calidad de servicio. Esto representa oportunidades interesantes a las distribuidoras en un contexto de despliegue de tecnologías de RI. 	
	Incentivos por pérdidas de energía	<ul style="list-style-type: none"> El mecanismo de determinación de las pérdidas No- Técnicas reconocidas se basa en la evaluación de un Plan de Reducción o Mantenimiento de Pérdidas de Energía Eléctrica por el OR al regulador. Esto representa un mecanismo que ofrece flexibilidad al OR en definir una estrategia de reducción de pérdidas, lo que puede representar un mecanismo que fomente la inversión en tecnologías de RI orientadas a la reducción de pérdidas comerciales (ADA, AMI). 	<ul style="list-style-type: none"> Sólo se identificó una mención a las pérdidas comerciales (no técnicas) que trata del nivel de tensión 1 del SDL. Los otros niveles no son mencionados.
	Estructura de cargos		<ul style="list-style-type: none"> Los cargos por uso son estrictamente monomios y volumétricos, sin cualquier opción de migración (opcional obligatoria) a cargos con otros determinantes de pago y facturación (por ejemplo, un pago con base en la demanda de potencia). Esta no es la opción más adaptada al despliegue de tecnologías de RI. Oscilaciones en el volumen de ventas pueden introducir riesgos de remuneración relevantes para los agentes regulados.
Res. CREG 179⁷/2014	Base Regulatoria de Activos - BRA Planes de Inversiones	<ul style="list-style-type: none"> Los OR deberán someter a la aprobación de la CREG un plan de inversiones que incluya: Expansión, Reposición de activos, Calidad, Pérdidas y renovación tecnológica. Estos planes tendrán horizontes de largo plazo (diez años) y mediano plazo (cinco años). Se introduce el requisito de que los planes sean flexibles y adaptables a la evolución del mercado de comercialización. 	<ul style="list-style-type: none"> La imposición de un límite para el valor del plan de inversiones en renovación tecnológica con respecto al valor total del plan de inversiones en teoría representa una restricción a la flexibilidad de la definición de las alternativas de inversión y a la innovación tecnológica. Otro límite que conceptualmente restringe las alternativas de decisión de distribuidoras (con posibles impactos sobre el despliegue de tecnologías de RI), pero que en la práctica presumiblemente no deben representar problemas, es el de que el

⁷ Donde se mencione Resolución CREG 179/2014 debe entenderse el documento de Propuesta de Resolución CREG 179/2014 en consulta. Los análisis presentadas en este documento se aplican a un caso general que podría ser objeto de una regulación, que tomando elementos de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014, trate integralmente los aspectos relacionados con Redes Inteligentes.

		<ul style="list-style-type: none"> • Con respecto a la renovación tecnológica: los proyectos de inversión en tecnología deben considerar el criterio de adaptabilidad establecido en la Ley 143 de 1994, por lo que estas inversiones deben aportar una mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico. • Los planes pueden contar con unidades constructivas especiales sometidas a consideración de la CREG, esto brindaría a los OR la libertad para definir la tecnología de las soluciones que incorporarán al plan. • La inclusión de renovación tecnológica como una de las motivaciones reconocidas para inversiones en nuevos activos y el reemplazo de activos existentes es un punto positivo para el despliegue de tecnologías de RI. 	valor total del plan de inversión anual no podrá superar 8% sobre la BRA inicial.
	Vida útil y recuperación de capital		• El establecimiento de valores regulatorios para la vida útil de algunas clases de activos para el desarrollo de RI puede requerir tratamiento regulatorio más granular y con mayor grado de particularización, para garantizar la captura satisfactoria de la vida útil de nuevas tecnologías.
	Ingresos por Incentivos	<p>Uno de los componentes de los ingresos anuales totales reconocidos para el OR consiste de la suma de:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ingreso por incentivos asociados con eficiencia en las inversiones; • Ingreso por incentivos asociados con la eficiencia en AOM; • Ingreso por incentivos asociados con la calidad del servicio. 	
	Remuneración de otras actividades	• Especifica un tratamiento uniforme de los otros ingresos relacionados a todas las otras actividades no estrictamente relacionadas a la distribución de energía eléctrica, con un factor único de 50% para definición de la porción de otros ingresos compartidos con consumidores.	
Res. CREG 191/2014 180/2014 119/2007	Remuneración de la comercialización		<ul style="list-style-type: none"> • Una estructura de remuneración para comercializadores que atiendan al consumidor regulado en la cual el margen de la actividad se calcule exclusivamente en función del volumen de ventas puede teóricamente representar un obstáculo relevante a la innovación y despliegue de soluciones de RI. • Barreras estructurales relacionadas a la integración vertical • Barreras relacionadas a economías de escala en la actividad de lectura de contadores tradicionales.
Política Sectorial sector TIC	Interoperabilidad	• Existe un principio de neutralidad tecnológica aplicable al sector TIC, que le garantiza a las empresas la libre adopción de tecnologías, teniendo en cuenta recomendaciones, conceptos y normativas de los organismos internacionales competentes e	• Se establecen regulaciones técnicas sobre las redes únicamente para garantizar la interconexión y acceso entre redes distintas, o asegurar la calidad del servicio y la seguridad de las redes

		idóneos en la materia.	
	Desarrollo de las TIC	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollo del Fondo de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> No se encontró evidencia de interacción directa entre las empresas de energía y las instituciones a nivel del gobierno relacionadas con el sector TIC No se ha definido el reconocimiento que se le hace a las empresas del sector por sus inversiones en activos de telecomunicaciones

Tabla 14. Aspectos normativos y regulatorios que afectan el desarrollo de la tecnología AMI en el Sector Energético y TICS.

	Tema	Oportunidades	Barreras
Código de Medida	Propiedad del Contador	<ul style="list-style-type: none"> Indica que la propiedad del sistema de medición, incluyendo los contadores inteligentes, y la responsabilidad de costos por su implantación es acordada libremente entre las partes involucradas. Esto puede llevar conceptualmente a algunos resultados eficientes con respecto a la implantación de tecnologías y soluciones de RI. 	<ul style="list-style-type: none"> No se tienen en cuenta las externalidades positivas consecuentes de la mejora en el desarrollo de tecnologías y soluciones de RI que dependen de contadores inteligentes para su despliegue, además de los impactos positivos del despliegue de generación distribuida renovable sobre el ambiente y la salud. Limitación de la competencia de la actividad de comercialización, principalmente para consumidores de pequeña escala del segmento regulado
	Funcionalidades		<ul style="list-style-type: none"> No hay una regulación que especifique las funcionalidades mínimas para contadores inteligentes, preferencialmente con atención a funcionalidades requeridas para distintas aplicaciones.
Propuesta Res. CREG 179 / 2014	Cargos horarios	<ul style="list-style-type: none"> La implementación de AMI es un requisito para la implementación de tarifas horarias o de otras modalidades tarifarias que eviten fenómenos indeseables como subsidios cruzados entre determinadas clases de usuarios. 	<ul style="list-style-type: none"> Actualmente no se ha establecido la normatividad que regule la implementación de tarifas horarias o de otras modalidades tarifarias.
Política Sectorial sector TIC	Seguridad de la información	<ul style="list-style-type: none"> La protección de la privacidad de la información en Colombia tiene un origen constitucional, expresado como un derecho fundamental respecto del cual existen leyes estatutarias y decretos reglamentarios que son aplicables y de obligatorio cumplimiento en todos los sectores de la economía y de manera independiente de la tecnología que sea utilizada. Es suficiente hacer cumplir disposiciones ya existentes de la legislación. En el caso de los datos de consumo eléctrico de las personas naturales, estos corresponden a datos personales y se requiere de la autorización de su titular para recolectarlos y procesarlos Las empresas del sector eléctrico, tienen que cumplir tanto la Ley Estatutaria 1581 de 2012 como el Decreto Reglamentario 1377 de 2013, en la medida en que sean Encargados o Responsables del Tratamiento de Datos Personales 	<ul style="list-style-type: none"> El sector eléctrico no cuenta con un CSIRT de carácter sectorial. No hay evidencia de coordinación efectiva entre el sector eléctrico y las entidades creadas por el CONPES 3701, en particular el ColCERT y el CCOC. Existen distintos niveles de alistamiento frente al tema de Ciberseguridad entre las empresas del sector.

		<ul style="list-style-type: none"> • La CREG estableció que el ASIC debe implementar y mantener un sistema de gestión de la seguridad de la información para los procesos involucrados en la gestión de las mediciones reportadas por los representantes de las fronteras con base en la norma ISO/IEC 27 • Desde el año 2009 cuenta con tipificaciones penales relacionadas con cibercriminalidad y Desde el 2011 se tiene una política nacional de Ciberseguridad • A nivel del sector eléctrico el CNO viene liderando iniciativas que han culminado con la expedición de acuerdos para definir una Guía de Ciberseguridad de Activos Críticos 	
	Interoperabilidad	<ul style="list-style-type: none"> • Se definió una Norma Técnica Colombiana que establece los requisitos para Sistemas AMI en redes de distribución de Energía Eléctrica. 	<ul style="list-style-type: none"> • No existe un marco de interoperabilidad de RI formalmente adoptado para Colombia.

Tabla 15. Aspectos normativos y regulatorios que afectan el desarrollo de la tecnología ADA en el Sector Energético.

	Tema	Oportunidades	Barreras
Ley 1715 de 2014	Incentivos	<ul style="list-style-type: none"> • Reglamentación de Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGÉ), cuyos recursos estarían destinados para la implementación de FFNCER, promoción de buenas prácticas para el uso de energía, cambio de equipos de uso final de energía (incluyendo proyectos de respuesta de la demanda). 	
	Desarrollo y promoción	<ul style="list-style-type: none"> • Atribución a la CREG la responsabilidad de establecer mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de demanda (y mejorar eficiencia energética del SIN) con el objeto de desplazar los consumos en períodos punta y procurar el aplanamiento de la curva de demanda; así como también para responder a requerimientos de confiabilidad establecidos por el MME o la misma CREG. 	
Decreto 2492/2014 MME	Desarrollo y promoción	<ul style="list-style-type: none"> • La CREG deberá incluir en el diseño de los cargos que remuneran las actividades de transmisión y distribución tarifas horarias y/o canasta de tarifas de forma tal que permitan incentivas económicamente el uso más eficiente de la infraestructura y la reducción de costos de prestación de servicio. • La CREG diseñará los mecanismos necesarios para que los usuarios, voluntariamente, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista. • La UPME deberá considerar criterios de respuesta de la 	

		demanda en la elaboración del Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión de Referencia y el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura Energética.	
Propuesta Res. CREG 179 / 2014	Cargos horarios	<ul style="list-style-type: none"> Se incluye la metodología de cálculo de cargos horarios que discriminan entre diferentes períodos temporales según el nivel de carga del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> La implementación de AMI es un requisito para la implementación de tarifas horarias. Actualmente no se ha establecido la normatividad que regule la implementación de tarifas horarias o de otras modalidades tarifarias.
	Base Regulatoria de Activos - BRA	<ul style="list-style-type: none"> El plan de renovación tecnológica debe ser viable ambientalmente y considerar el impacto por la aplicación de la Ley 1715 de 2014, la cual regula la integración de las energías renovables no convencionales al SIN y la gestión eficiente de la energía (incluyendo la respuesta de la demanda). 	
Res. CREG 063/2010	Respuesta a la demanda	<ul style="list-style-type: none"> Introducción del Esquema de demanda desconectable voluntaria (DDV), el cual se caracteriza como uno de los anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> Se aplican requisitos específicos al sistema de medición de los consumidores participantes, así como requisitos de factibilidad de interrogación remota de la información y de los parámetros del medidor. Los mecanismos solo aplican a periodos de escasez
Res. CREG 011/2015	Respuesta a la demanda	<ul style="list-style-type: none"> Introducción del Programa de RD para el mercado diario en condición crítica, el cual involucra una reducción de demanda directamente en respuesta a señales de precio del mercado mayorista. 	<ul style="list-style-type: none"> Se aplican requisitos específicos al sistema de medición de los consumidores participantes, así como requisitos de factibilidad de interrogación remota de la información y de los parámetros del medidor. Los mecanismos solo aplican a periodos de escasez

Tabla 16. Aspectos normativos y regulatorios que afectan el desarrollo de la tecnología DER en el Sector Energético.

	Tema	Oportunidades	Barreras
Ley 1715 de 2014	Integración de FNCER	Formulación de directivas para integración de FNCER. La CREG debe: <ul style="list-style-type: none"> Definir los términos generales para entrega a la red de excedentes de energía eléctrica a partir de autogeneración (incluyendo generación distribuida). Establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración distribuida. Definir los términos del código de conexión para generación distribuida 	<ul style="list-style-type: none"> La regulación para autogeneradores de pequeña escala y para generación distribuida no ha sido aún emitida en Colombia, lo que en el momento representa una barrera para el despliegue de generación distribuida en redes de distribución. Ausencia de directivas sobre requisitos técnicos y procedimientos administrativos para de conexión de generación distribuid (principalmente autog. pequeña escala).

	Responsabilidad MME	<p>Define competencias institucionales atribuidas MME el cual debe:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Expedir los lineamientos de política energética para conexión y operación de la generación distribuida • Establecer reglamentos técnicos que rigen la generación distribuida y la entrega de los excedentes de la autogeneración a pequeña escala en la red de distribución • Realizar programas de divulgación masiva y focalizada sobre la autogeneración de pequeña escala. 	
	Incentivos	<p>Establece una estructura de incentivos para las FNCE, FNCER y la autogeneración que incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Entrega de excedentes y créditos de energía. • Sistemas de medición bidireccional y mecanismos simplificados de conexión y entrega de excedentes a los autogeneradores a pequeña escala. • Venta de energía por parte de generadores distribuidos. • Creación del Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), cuyos recursos estarían destinados para la implementación de FNCER, promoción de buenas prácticas para el uso de energía, cambio de equipos de uso final de energía. 	<ul style="list-style-type: none"> • Señala que la entrega de excedentes a la red de distribución por autogeneradores de pequeña escala está condicionada a la implantación de contadores bidireccionales.
Decreto 2469/2014 MME	Entrega de excedentes de autogeneración.	<ul style="list-style-type: none"> • Simetría en condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores y autogeneradores a gran escala. Los autogeneradores a gran escala deben suscribir un contrato de respaldo con operador de red o transportador al cual se conecten. 	<ul style="list-style-type: none"> • No ha sido definido aún en Colombia el marco de reglamentación y regulación para la generación de pequeña escala.
Propuesta Res. CREG 179/2014.	Cargo por respaldo de red	<ul style="list-style-type: none"> • Los cargos por respaldo de la red son producto de acuerdo entre las partes y su costo es directamente proporcional a la capacidad que se requiere de respaldo y al cargo por uso del nivel de tensión donde se encuentre la conexión a ser respaldada 	<ul style="list-style-type: none"> • No está enteramente claro cómo se determina la "curva de carga representativa" para la determinación del valor numérico del cargo.

	Base Regulatoria de Activos - BRA	<ul style="list-style-type: none"> • El plan de renovación tecnológica debe ser viable ambientalmente y considerar el impacto por la aplicación de la Ley 1715 de 2014, la cual regula la integración de las energías renovables no convencionales al SIN (incluyendo soluciones de generación distribuida y autogeneración de pequeña escala) y la gestión eficiente de la energía. 	
	Estructura de cargos	<ul style="list-style-type: none"> • Aunque se especifique estrictamente cargos monomios y volumétricos para todos los niveles de tensión, se percibe una disposición de la CREG de cambiar las modalidades de cargos para incluir otras posibilidades – otras variables para reflejar los costos de distribución (determinantes de pago y facturación). 	<ul style="list-style-type: none"> • La existencia solo de cargos monomios, sin alguna opción de migración a cargos con otros determinantes de pago y facturación no es estrictamente la opción más adaptada al despliegue de tecnologías de RI. • No es completamente claro cuál es la metodología de determinación de los cargos de uso a ser pagados por usuarios que representan generadores conectados a la red de distribución.
Res. CREG 097/2008	Contratos de calidad extra	<ul style="list-style-type: none"> • Involucra mayores pagos a cambio de mejores niveles de calidad de servicio. Estos nuevos servicios y modelos de negocio pueden ser importantes para garantizar que las empresas desempeñen un rol relevante para los usuarios cuando tecnologías de autogeneración y almacenamiento distribuido cambien los perfiles de uso del sistema. 	

8. Conclusiones y Recomendaciones

A continuación se presentan las principales conclusiones y recomendaciones de los consultores del Estudio correspondientes a cada uno de los componentes del mismo.

Componente I [4]

- ❖ El estudio analiza las tecnologías de RI más convenientes para su instalación en el sistema de distribución del sistema eléctrico del SIN, como son la automatización de la red, la infraestructura de medición avanzada, la generación distribuida y el vehículo eléctrico.
- ❖ Los resultados del estudio muestran que la implantación de las diferentes tecnologías de RI estudiadas aportan suficientes beneficios para el país como para justificar el impulso global y coordinado de estas soluciones. En concreto, el despliegue de las RI ayudaría a la consecución de los objetivos estratégicos de Colombia en materia de Energía; favoreciendo el acceso universal, la mejora de la seguridad y calidad de suministro, la competitividad del sistema eléctrico y su sostenibilidad ambiental. Además, la integración de tecnologías de RI presenta claras sinergias con otras iniciativas del gobierno; tales como el compromiso de la reducción emisiones, la diversificación de la matriz energética, así como la mejora de la eficiencia energética.
- ❖ El escenario propuesto fomenta la participación activa del usuario en el sistema energético, ayudando a generar conciencia de ahorro energético al aportar información más detallada de sus consumos.
- ❖ El despliegue de estas tecnologías de RI ayudarían a reducir la inversión necesaria en infraestructura eléctrica de generación, transmisión y distribución para dar cobertura al aumento previsto de la demanda energética. Aportaría igualmente solución a la integración coordinada de las nuevas tecnologías en desarrollo, como es el vehículo eléctrico, la gestión de la generación con energías renovables no convencionales, la gestión activa de la demanda, entre otras, reduciendo el consumo de combustibles fósiles y la contaminación en las ciudades, favoreciendo la independencia energética y la diversificación de fuentes de generación.
- ❖ Al hacer un análisis de su implementación en un contexto urbano, el concepto Smart Grid puede ser enmarcado dentro de un concepto mucho más amplio, *Smart City* o Ciudad Inteligente, la cual incluye, al margen de una red eléctrica inteligente, la aplicación de tecnologías digitales para la gestión de otros servicios públicos adicionales a la electricidad, como por ejemplo el agua, el gas, el tratamiento de residuos, transporte público sostenible, domótica entre otros.
- ❖ Se consigue fomentar la generación de conocimiento local y de capital humano especializado, posicionando a Colombia como referente regional en el desarrollo e implementación de tecnologías de las RI.
- ❖ La Visión de RI para Colombia 2030 y la propuesta de Mapa de Ruta presentadas incluyen una visión general desarrollada para Colombia a nivel país. Si bien, durante la ejecución del proyecto, se han observado iniciativas de varias empresas del sector que actualmente están desarrollando planes de despliegue de tecnologías de RI por encima de los valores objetivos definidos e incluso en tiempos mucho menores que el plazo estimado.

Componente II [5]

Parte 3A: “Recomendaciones de medidas regulatorias y de política del sector eléctrico orientadas al desarrollo de las redes inteligentes en Colombia” [5]

- ❖ Varias de las recomendaciones relativas a los temas de básicos buscan asegurar que el cuadro regulatorio para las actividades de distribución y comercialización resulte en una asignación adecuada de costos, beneficios y riesgos en un contexto de despliegue de tecnologías y soluciones de RI, de manera a enviar señales económicas óptimas a todos los *stakeholders* involucrados en este despliegue y mantener la viabilidad técnico-económica de actividades de la cadena de valor del sector eléctrico requeridas para proveer respaldo y confiabilidad de cobertura de las necesidades de energía eléctrica de usuarios con autogeneración, agentes de consumo participantes de programas de respuesta de la demanda, etc.
- ❖ En el caso específico de la actividad de distribución, algunas de las recomendaciones presentadas en este Estudio coinciden con elementos incluidos en la Propuesta de Resolución CREG 179/2014, siendo necesarios ajustes complementarios para alinear esta Propuesta con las recomendaciones planteadas. Las recomendaciones presentadas en los capítulos anteriores se aplican a un caso general que podría ser objeto de una regulación, que tomando elementos de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014, trate integralmente los aspectos relacionados con RI.
- ❖ Se recomiendan ajustes regulatorios para reducir de riesgo de volumen de ventas (desbalance entre ingresos autorizados y efectivamente recaudados por distribuidoras debido a variaciones de volumen de ventas de energía) y eliminación de incentivos volumétricos para distribuidoras.
- ❖ De manera similar, se recomienda que se adopten acciones para equilibrar los incentivos volumétricos percibidos por comercializadoras con otras señales económicas importantes para obtener beneficios del rol potencial que estos agentes tienen en el despliegue de tecnologías y soluciones de RI, actuando como vectores de innovación. En el caso de la comercialización, esto involucra medidas para incrementar las posibilidades de negocio de comercializadores.
- ❖ Se recomienda compatibilizar los mecanismos de remuneración de inversiones con los riesgos percibidos por las distribuidoras para la implantación de soluciones de RI relacionadas, por ejemplo, a tecnologías de ADA. Esto involucra, entre otras medidas, ajustes al mecanismo de inclusión de activos en la base regulatoria de activos.
- ❖ La medida anterior debe ser idealmente implementada en conjunto con la recomendación de tratar de manera más granular la definición de la vida útil regulatoria de los activos, para reflejar las características particulares de activos relacionados con tecnologías y soluciones de RI (como ADA) o la infraestructura de base para su desarrollo (como activos de aplicaciones y sistemas de TIC).
- ❖ Se recomiendan ajustes a la remuneración de gastos de AOM de distribuidoras, introduciendo modelos que promuevan incentivos de mejor calidad a las decisiones operacionales de las empresas y tratando el tema de manera compatible con incentivos al equilibrio de soluciones de Capex y Opex, así como incentivos a la calidad del servicio.

-
- ❖ Se recomienda mejorar las señales económicas para la innovación en modelos de negocios de las distribuidoras, con énfasis en la investigación de la eficiencia de las señales relacionadas a la porción captada de ingresos de otras actividades ejecutadas por distribuidoras y la ejecución de eventuales ajustes requeridos.
 - ❖ El tema de dar señales para la innovación en modelo de negocios también es relevante en el caso de comercializadores, para los cuales se recomienda incentivos a la innovación a través de la ampliación de posibilidades de negocio – por ejemplo, a través de la provisión de servicios de agregación para determinados agentes – y de la introducción en la regulación de la posibilidad de ofrecer productos de nicho – por ejemplo, productos de comercialización de energía renovable, que básicamente incluiría la compra de energía a través de un mix contractual con elevada participación de contratos con generadores renovables.
 - ❖ La remoción de barreras a la competencia en la actividad de comercialización también tiene el potencial de incrementar incentivos para que estos agentes actúen como vectores de innovación basada en el desarrollo de tecnologías y soluciones de RI. Las medidas propuestas buscan la remoción de barreras estructurales y apuntan a economías de escala en la actividad de lectura de contadores tradicionales.
 - ❖ Los contratos de calidad extra, ya presente en la Resolución CREG 097/2008 y también incluida en la propuesta de regulación de la Resolución CREG 197/2014, guardan relación importante con el tema de mejora de la calidad de servicio y pueden representar un driver importante para el despliegue de tecnologías de ADA y de AMI. Po esto, se recomienda seguir con la aplicación de estos contratos, introduciendo mecanismos regulatorios para obtener información relevante de estos.
 - ❖ Se recomienda implementar mecanismos de definición de metas de pérdidas técnicas y no técnicas, y de evaluación de la habilidad de las distribuidoras en alcanzar estas metas como criterios para la definición de niveles de ingresos regulados de los operadores de red. Esto tiene el potencial de impactar el despliegue de tecnologías de ADA y también de AMI.

Parte 3B “Estudio a Nivel Regulatorio y de Política relacionado con las TIC para el desarrollo de la Smart Grid Visión 2030” [6]

- ❖ Se recomienda crear medios de difusión de información sobre mecanismos de apoyo a la inversión en infraestructura de telecomunicaciones ya existentes en Colombia, con esfuerzo orientado primariamente a operadores de red con baja capacidad financiera.
- ❖ Se deben implementar medidas requeridas para garantizar la interoperabilidad de redes de telecomunicación en el contexto de desarrollo de RI en Colombia.
- ❖ Se debe buscar garantizar la ciberseguridad para redes de telecomunicaciones relacionadas con tecnologías y soluciones de RI, a través de implementación de normas técnicas y la coordinación efectiva entre el sector eléctrico y las entidades creadas por el CONPES 3701, en particular el ColCERT y el CCOC.
- ❖ Se debe contar con Medidas relacionadas con la protección de la privacidad de los consumidores y las RI al:

-
- Considerar lo establecido por la Ley en relación al tratamiento de datos sensibles de personas naturales. Es necesario precisar para las empresas del sector eléctrico qué datos se pueden obtener de los usuarios que son personas naturales y qué tipo de "Tratamiento"⁸ puede hacerse con los mismos.
 - Se recomienda considerar que la recolección de datos debe limitarse a los que son pertinentes y adecuados para la finalidad para la cual son recolectados o requeridos y que solo se podrán recolectar, almacenar, usar o circular los datos personales durante el tiempo que sea razonable y necesario, de acuerdo con las finalidades que justificaron el Tratamiento.
 - Sobre el manejo de datos personales, en el sector de telecomunicaciones se han establecido lineamientos de carácter general que pueden constituir una guía de interés para la implementación en el sector de energía eléctrica. Para el sector eléctrico posiblemente se requiera un mayor grado de precisión en tecnologías de RI que ya se encuentran bajo implementación, como los medidores AMI.
 - Adicionalmente se debe definir el Tratamiento que se debe dar a los datos de personas jurídicas. Considerando las mejores prácticas identificadas en la comparación internacional, se recomienda considerar que a los usuarios empresariales regulados se les dé el mismo tratamiento que a los usuarios que son personas naturales. Estas medidas podrían ser adoptadas por la CREG.

⁸ "Tratamiento" es cualquier operación o conjunto de operaciones sobre datos personales, tales como la recolección, almacenamiento, uso, circulación o supresión. También debe establecerse qué tipo de datos deberían ser públicos para preservar la libre competencia.

Componente III⁹

Con el objetivo de implementar las estrategias y acciones propuestas en este Estudio, se recomienda al Ministerio de Minas y Energía y al de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones realizar actividades de profundización (se sugieren talleres, congresos, etc.) dirigidos a los diferentes actores del sector eléctrico enfocados a la creación de insumos necesarios que permitan definir las políticas y regulaciones correspondientes para el despliegue eficaz de las RI, que brinden alternativas que beneficien el funcionamiento de la Red Eléctrica, mejorando entre otros aspectos, la matriz energética nacional.

⁹ Durante el desarrollo del Estudio se llevaron a cabo diferentes reuniones y eventos enfocadas a difundir los avances y resultados preliminares y hacer un seguimiento del trabajo. Las reuniones contaron con la participación de diferentes actores del sector eléctrico y gubernamental.

Actividades de Difusión Estudio	
Tipo de evento	Tema
Difusión General	Congreso del Mercado Mayorista, MEM Octubre de 2015
	Evento BID “Smart Grids Visión 2030” Febrero de 2016
Talleres Académicos	Diciembre 2014, Marzo 2015
Talleres con Actores del Sector Eléctrico	2014 Diciembre, 2015 Marzo y Julio
Reuniones con Actores Sector TIC	2015 Marzo, Octubre
Visitas miembros del equipo consultor	2014 Diciembre 2015 Marzo, Junio, Julio, Agosto y Octubre
Reuniones de Seguimiento	Reuniones periódicas entre el Grupo Técnico y el equipo de consultores de Octubre 2014 a Diciembre 2015

Componente IV

Metodología de Seguimiento de Proyectos [7]

Para lograr la implementación exitosa de los proyectos de RI en Colombia, es necesario construir de forma previa una metodología adecuada que permita hacer el seguimiento y la evaluación de los proyectos de RI o SG con la intención de verificar que estos apunten a los objetivos propuestos para el desarrollo del país.

Dado que actualmente muchos de los proyectos están en su fase de evaluación y experimentación, la metodología propuesta se enfoca en el desarrollo de un modelo de indicadores de referencia y de prueba para una plataforma de RI a partir de la integración de proyectos piloto reales, que permitan a los entes de control seleccionar y guiar el avance en el camino hacia las RI. La metodología propuesta está basada en el modelo de latencias descrito en "*Smart Grid Reference Architecture*" [20].

La metodología propuesta se centra en el desarrollo de los siguientes pasos:

1. Todo proyecto piloto es considerado fuente de información del desarrollo de RI cuyos datos pueden ser analizados y modelados en diferentes capas de acuerdo a la latencia y almacenamiento de datos.
2. Posterior al modelado del proyecto piloto, se definen los indicadores clave de desempeño KPI (del inglés, *Key Performance Indicator*) para cada una de las capas descritas en el modelo de referencia utilizado.
3. Una vez definidos los KPIs con las características de eficacia, eficiencia, calidad y economía, se procede a enlazarlos con los objetivos estratégicos ya sea de la empresa o del país dependiendo de los intereses de los entes de control.

Finalmente, cuando un proyecto piloto ha sido modelado, definidos sus KPIs, identificados los enlaces entre los KPIs y los objetivos, se aplica la metodología del Análisis jerárquico AHP (del inglés, *Analytic Hierarchy Process*) para la evaluación multi-criterio y obtener los ponderados que relacionan los indicadores con los objetivos, con lo cual se podría realizar la comparación entre el proyecto piloto "ideal" y "el implementado" [7].

9. Glosario de Términos y Siglas

9.1 Glosario

Para la interpretación y aplicación de este documento, se tendrán en cuenta, las siguientes definiciones:

Activos de Conexión del OR al STN: Son los bienes que se requieren para que un Operador de Red se conecte físicamente al Sistema de Transmisión Nacional.

Activos de Conexión a un STR o a un SDL: Son los bienes que se requieren para que un Operador de Red se conecte físicamente a un Sistema de Transmisión Regional o a un Sistema de Distribución Local de otro OR. También son Activos de Conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los Niveles de Tensión 4, 3, 2 o 1. Un usuario está conectado al nivel de tensión en el que está instalado su equipo de medida individual.

Activos de Uso de STR y SDL: Son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV, se clasifican en UC, no son Activos de Conexión y son remunerados mediante Cargos por Uso de STR o SDL.

Área urbana: Área conformada por conjuntos de edificaciones y estructuras contiguas agrupadas en manzanas, las cuales están delimitadas por calles, carreras o avenidas, principalmente. Cuenta por lo general, con una dotación de servicios esenciales tales como acueducto, alcantarillado, energía eléctrica, hospitales y colegios, entre otros. En esta categoría están incluidas las ciudades capitales y las cabeceras municipales restantes.

Área rural: Se caracteriza por la disposición dispersa de viviendas y explotaciones agropecuarias existentes en ella. No cuenta con un trazado o nomenclatura de calles, carreteras, avenidas, y demás. Tampoco dispone, por lo general, de servicios públicos y otro tipo de facilidades propias de las áreas urbanas.

Cabecera Municipal (CM): Es el área geográfica que está definida por un perímetro urbano, cuyos límites se establecen por acuerdos del Concejo Municipal. Corresponde al lugar en donde se ubica la sede administrativa de un municipio.

Centro Nacional de Despacho (CND): Entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y a los Acuerdos del CNO.

Centro poblado (CP): Es un concepto creado por el DANE para fines estadísticos, útil para la identificación de núcleos de población. Se define como una concentración de mínimo veinte (20) viviendas contiguas, vecinas o adosadas entre sí, ubicada en el área rural de un municipio o de un Corregimiento Departamental. Dicha concentración presenta características urbanas tales como la Delimitación de vías vehiculares y peatonales.

Conexión y Acceso a Redes: Es el derecho que tiene todo usuario a utilizar las redes del Sistema de Transmisión Nacional, de un Sistema de Transmisión Regional y/o un Sistema de Distribución Local, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio, el pago de las retribuciones que correspondan y el principio de eficiencia consignado en la Ley.

Disponibilidad: Se define como el tiempo total sobre un período dado, durante el cual un Activo de Uso estuvo en servicio, o disponible para el servicio. La Disponibilidad siempre estará asociada con la Capacidad Nominal del Activo, en condiciones normales de operación.

Evento: Situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un Activo de Uso de los STR o SDL.

Índice Anual Agrupado de la Discontinuidad (IAAD): Índice de Discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un OR durante el año de evaluación, el cual se obtiene como el promedio de los ITAD (Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad) del respectivo año.

Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad (IRAD): Índice de Discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un OR durante el período usado como referencia.

Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD): Índice de Discontinuidad que relaciona la cantidad promedio de Energía No Suministrada (ENS) por cada unidad de Energía Suministrada (ES) por un OR durante el trimestre de evaluación.

Indisponibilidad: Se define como el tiempo sobre un período dado, durante el cual un Activo de Uso no estuvo en servicio o disponible para el servicio, con toda o parte de su Capacidad Nominal.

Mercado de Comercialización: Conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional y/o Distribución Local, servido por un mismo Operador de Red (OR), y los conectados al STN del área de influencia del respectivo OR.

Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores (MUNTS): Es la conexión de un usuario final al sistema de un OR en un Nivel de Tensión superior al que se encontraba conectado.

Niveles de Tensión: Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

- Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
- Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
- Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
- Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Nodo: Punto donde se conectan físicamente varios elementos de un sistema eléctrico, Normalmente es el barraje de una subestación.

Operador de Red de STR y SDL (OR): Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros, Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.

Sistema de Distribución Local (SDL): Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.

Sistema de Transmisión Regional (STR): Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4, Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.

Sistema de Transmisión Nacional (STN): Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

Usuario: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor. Para los efectos de esta Resolución se denominará Usuario Final.

Usuarios de los STR o SDL: Son los Usuarios finales del servicio de energía eléctrica, Operadores de Red y Generadores conectados a estos sistemas.

Vertimientos: Caudal de agua que no pasa por la turbina de la central hidroeléctrica, sino por los canales de exceso, generalmente debidos límites técnico-ambientales o porque el uso del agua así lo demande

9.2 Siglas

Θh	Temperatura del punto caliente del arrollamiento
A	Subscriber Access network
ABDI	Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACB	Análisis Costo-Beneficio
ADA	Advanced Distribution Automation
ADMS	Advanced Distribution Management System
AGC	Automatic Generation Control
AIE	Agencia Internacional de Energía
AMI	Advanced Metering Infrastructure
AMR	Automatic Meter Reading
ANE	Agencia Nacional del Espectro
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	American National Standards Institute
AS	Application Server
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
AT	Alta Tensión

B	Neighborhood Network
BAN	Building Area Network
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BT	Baja Tensión
C	Multi-services backhaul Network
CAPEX	Capital Expenditures
CCOC	Comando Conjunto Cibernético de las Fuerzas Militares
CCP	Centro Cibernético Policial
CE	Comisión Europea
CEM	Customer Energy Management
CEN	European Committee for Standardization
CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization
CGM	Centro de Gestión de Medidas
CI	Contador Inteligente
CIM	Common Information Model
CIP	Critical Infrastructure Protection
CIRCE	Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos
CIRGRE	Council on Large Electric Systems
CIS	Customer Information System
CIs	Contadores Inteligentes
CNABF	Cuadro Nacional de Atribución de Bandas de Frecuencias
CND	Centro Nacional de Despacho
CNO	Consejo Nacional de Operación
CNPIC	Centro Nacional de Protección de Infraestructuras Críticas
CO2	Dióxido de Carbono
COP	Pesos Colombianos
CoCERT	Grupo de Respuesta a Emergencias Cibernéticas de Colombia
CONPES	Consejo Nacional de Política Económica y Social
COSEM	Companion Specification for Energy Metering
CPNI	Centre for the Protection of National Infrastructure
CPP	Programas de Precio Pico Crítico
CRC	Comisión de Regulación de Comunicaciones
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CSIRT	Computer Security Incident Response
CT	Cooperación Técnica
CTs	Centros de Transformación
cVPP	Commercial Virtual Power Plant (ver VPP)
D	Low-end intra-substation network
DA	Automatización de la Distribución

DAC	Controlador de Aplicaciones de Distribución (Distribution Applications Controller)
DAP	Puntos de Agregación de Datos (Data Aggregation Point)
DECC	Department of Energy and Climate Change
DER	Distributed Energy Resources
DIN	Deutsches Institut für Normung
DMS	Distribution Management System
DNP	Departamento Nacional de Planeación
DOE	Department of Energy
DPP	Data Protection and Privacy
DR	Respuesta a la Demanda (Demand Response)
DSDR	Respuesta a la Demanda del Sistema de Distribución
DSL	Digital Subscriber Line
DSO	Distribution System Operator
E	Intra-substation network
EC	European Commission
ECI	European Critical Infrastructures
EDM	Energy Data Management
EFTA	Asociación Europea de Libre Comercio
EMC	Electro Magnetic Compatibility
EMG	Energy Management Gateway
EMS	Energy Management System
ENA	Energy Networks Association
ENISA	European Network and Information Security Agency
ENS	Energía No Suministrada
ENSG	Electricity Networks Strategy Group
ENSO	El Niño Southern Oscillation
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPM	Empresas Públicas de Medellín
EPRI	Electric Power Research Institute
ES	Energía suministrada
ESE	Empresa de Servicios Energéticos
ESO	European Standardization Organization
EtherCAT	Ethernet for Control of Automation Technology
ETP SG	European Technology Platform Smart Grid
ETSI	European Telecommunications Standards Institute
EVSE	Electric Vehicle Supply Equipment
F	Inter substation network
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas

FAN	Field Area Network
FAZNI	Fondo de Apoyo a las Zonas No Interconectadas
FCIR	Detección de Faltas, Despeje, el Aislamiento y la Restauración (Fault detection, Clearance, Isolation and Restoration)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FIPPs	Fair Information Practice Principles
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energías Renovables
Func	Funcionalidad
FP	Factor de potencia
FV	Fotovoltaica
G	Intra-control centre / intra-data centre network
G2V	De la red a vehículo (Grid to Vehicle)
GD	Generación Distribuida
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GIS	Geographic Information System
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile
GTR	Grupo técnico reducido
GW	Giga-Watio
GWh	Giga-Watios hora
H	Backbone Network
HA	Home Automation
HAN	Home Area Network
HBES	Home and Building Electronic System
HEM	Gestión de Energía en el Hogar (Home Energy Management)
HES	Head End System
HSPA	Hight Speed Packet Access
HV	Higt Voltage
HVAC	Calefacción, Ventilación y Aire Acondicionado
HVDC	High Voltage Direct Current
IAN	Industrial Area Network
ICT	Information & Communication Technology
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas
IDEA	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Dispositivos Electrónicos Inteligentes (Intelligent Electronic Devices)
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IETF	Internet Engineering Task Force
ILSR	Institute for Local Self-Reliance

IMF	International Monetary Fund
Inf	Influencia
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
IP	Internet Protocol
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las ZNI
IPSEC	Internet Protocol security
IRAD	Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad
IS	International Standard
ISA	Interconexión Eléctrica SA
ISA	International Society of Automation
ISO	International Organization for Standardization
iSAAC	Intelligent Supervision and Advanced Control
ITAD	Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad
ITL	Information Technology Laboratory
ITU	International Telecommunications Union
IVR	Sistemas Interactivos por Voz (Interactive Voice Response)
KEMS	Korea Energy Management System
KPIs	Indicadores Clave de Rendimiento
KSGI	Korea Smart Grid Institute
kV	Kilo-Voltio
kW	Kilo-Watio
L	Operation Backhaul Network ó Pérdida relative de vida
LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas
LAN	Local Area Network
LNAP	Local Network Access Point
LTE	Long Term Evolution
LV	Low Voltage
M	Industrial Fieldbus Area Network
MDM	Meter Data Management
MEM	Mercado de Energía Mayorista
MID	Measuring Instruments Directive
MillCOP	Millones de pesos colombianos
MinTIC	Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones
MPLS	Multiprotocol Label Switching
MT	Media Tensión
MUNTS	Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores
MV	Medium Voltage
MVDC	Medium Voltage DC Coupler
MW	Mega-Watios

MWh	Mega-Watios hora
N	Home and Building integration bus Network
NAN	Neighborhood Area Networks
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NIST	National Institute of Standards and Technology
NNAP	Neighborhood Network Access Point
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NTC	Normas Técnicas Colombianas
NWIP	New Work Item Proposal
OASIS	Organization for the Advancement of Structured Information Standards
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
ODW	Almacén Adecuado de Datos (Opsview Data Warehouse)
OEA	Organización de Estados Americanos
OEF	Obligación de Energía Firme
OMS	Sistema de Gestión de Interrupciones (Outage Management System)
OPEX	Operating Expenses
OPF	Flujo de Energía Óptimo
OR	Operador de Red
ORM	Cortes y Gestión de la Restauración del Suministro (Operational Risk Management)
OSI	Open System Interconnection
OTN	Optical Transport Network
PF	Punto Frontera
PHEV	Vehículos Híbridos Eléctricos Enchufables (Plug in Hybrid Electric Vehicle)
PIB	Producto Interno Bruto
PLC	Power Line Carrier
PMU	Phasor Measurement Unit
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PSC	Proveedores de Servicios de Comunicaciones
PRST	Proveedores de Redes y Servicios de Telecomunicaciones
PV	Photo-Voltaic
QoS	Quality of Service
REI-BR	Redes Eléctricas Inteligentes de Brasil
RI	Redes Inteligentes
RMP	Risk Management Process
RPL	Routing Protocol
RTP	Precios en Tiempo Real (Real Time Price)
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition

SDH	Jerarquía Digital Síncrona
SDL	Sistema de Distribución Local
SE	Subestación Primaria
SEIA	Solar Distributed Generation for Arizona Public Service
SG	Smart Grid
SGAM	Smart Grid Architecture Model
SGCC	Smart Grid Cybersecurity Committee
SG-CG	Smart Grid Coordination Group
SGIP	Smart Grid Interoperability Panel
SGIS	Smart Grid Information Security
SIBMA	Sistema Brasileiro de Multimedição Avançada
SIC	Superintendencia de Industria y Comercio
SIN	Sistema Interconectado Nacional ó Sistema Interconectado y Comunicación
SM-GC	Smart Metering General Communication Protocol
SIRENA	Sistema de Respaldo Nacional
SOE	Secuence Operation Event
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
SSUx	Transformador de cabecera
SSx	Transformador
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistemas de Transmisión Regionales
SUI	Sistema Único de Información
TICs	Tecnologías de la Información y Comunicación
TH	Tarifa Horaria
Ton	Toneladas (Tm)
TOU	Tiempo de Uso (Time Of Use)
TP	Transport Protocol
TR	Technical Report
TS	Technical Specification
tVPP	TEchnical Virtual Power Plant (see VPP)
UE	Unión Europea
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
UPME	Unidad de Planeamiento Minero Energético
USD	United States Dollar
UTP	Universidad Tecnológica de Pereira
V	Envejecimiento relativo
V2G	Vehículo a la Red (Vehicle yo Grid)
VA	Valor Actual
VAN	Valor Actual Neto

VAR	Voltage Automatic Regulator
VC	Vehículo Convencional
VE	Vehículo Eléctrico
VPN	Virtual Private Network
VPP	Virtual Power Plant
WAC	Wide Area Control
WAM	Wide Area Monitoring
WAMPAC	Wide Area Measurement System
WAN	Wide Area Network
WAP	Wide Area Protection
WCDMA	Wideband Code Division Multiple Access
XM	XM Es la empresa que opera el SIN y administra el MEM
ZNI	Zonas No Interconectadas

10. Referencias

- [1] CIRCE, A. Llobart Estopiñán , M. P. Comech Moreno , A. Alonso Hérranz , S. Borroy Vicente , G. Fumanal Achon , G. Goicoechea Bañuelos , C. Pueyo Rufas , F. J. Rodríguez Sánchez , C. Girón Casares , A. Garcés Ruiz y J. J. Mora Flórez , "Estudio de factibilidad técnica y económica de soluciones de redes inteligentes para el sector eléctrico colombiano" - Informe 1, 2015.
- [2] CIRCE, A. Llobart Estopiñán , M. P. Comech Moreno , A. Alonso Hérranz , S. Borroy Vicente , G. Fumanal Achon , G. Goicoechea Bañuelos , C. Pueyo Rufas , F. J. Rodríguez Sánchez , C. Girón Casares , A. Garcés Ruiz y J. J. Mora Flórez , "Estudio de factibilidad técnica y económica de soluciones de redes inteligentes para el sector eléctrico colombiano" - Informe 2, 2015.
- [3] CIRCE, J A. Llobart Estopiñán , M. P. Comech Moreno , A. Alonso Hérranz , S. Borroy Vicente , G. Fumanal Achon , G. Goicoechea Bañuelos , C. Pueyo Rufas , F. J. Rodríguez Sánchez , C. Girón Casares , A. Garcés Ruiz y J. J. Mora Flórez , "Estudio de factibilidad técnica y económica de soluciones de redes inteligentes para el sector eléctrico colombiano" - Informe 3, 2015.
- [4] J A. Llobart Estopiñán , M. P. Comech Moreno , A. Alonso Hérranz , S. Borroy Vicente , G. Fumanal Achon , G. Goicoechea Bañuelos , C. Pueyo Rufas , F. J. Rodríguez Sánchez , C. Girón Casares , A. Garcés Ruiz y J. J. Mora Flórez , "Estudio de factibilidad técnica y económica de soluciones de redes inteligentes para el sector eléctrico colombiano" - Informe 4 Propuesta de Hoja de Ruta, 2015.
- [5] Barroso L., Ferreira R., Estudio a Nivel Regulatorio y de Política relacionado con el Sector Eléctrico para el desarrollo de la Smart Grid Visión 2030
- [6] Gómez Pineda, Julian, Informe Final. "Estudio para elaborar recomendaciones a nivel regulatorio y de política en el sector de las telecomunicaciones y de las TIC orientadas al desarrollo de las Redes Inteligentes en el sector eléctrico colombiano", 2015.
- [7] Universidad del Valle, Convenio de asociación CV-010 suscrito entre la Unidad de Planeación Minero Energética, la Universidad del Valle, Empresas Municipales de Cale (EMCALI) y Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P (EPSA), 2015.
- [8] UPME, Plan Energético Nacional - Colombia: Ideario Energético 2050., 2015.
- [9] UPME. (2014). Plan de expansión de referencia generación---transmisión 2014-2028.
- [10] Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2014) "Presupuesto General de la Nación 2014". Página 10. En línea: <http://www.minhacienda.gov.co/porta/page/porta/HomeMinhacienda/presupuestogeneraldelanacion/ProyectoPGN/2014/PRESUPUESTO%20GRAL%202014.pdf> (Consulta Marzo 2014)
- [11] Wood Mackenzie. Colombia long-term economic outlook Q2 2014. Executive summary. June 2014. Anexo GDP Forecast Apr 2014 (EXCEL). (Consulta Julio 2014)
- [12] SIEL "Proyección de Demanda de energía eléctrica en Colombia" En línea: http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/proyeccion_demanda_ee_Jul_2014.pdf
- [13] Taylor C., E. D. (2005). WCAS wide area stability and voltage control systems: R&D and online demonstration. Proc. IEEE, 892-906.
- [14] U.S. Energy Information Administration 2015 – Independent Statistics & Analysis <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?d=2&pid=2&aid=12&cid=regions&syid=1980&eyid=2012&unit=BKWH>
- [15] UPME. (2013). Plan de expansión de referencia generación--transmisión 2013-2027.
- [16] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group. (2012). Smart Grid Reference Architecture
- [17] NIST. (2014). NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0.
- [18] Mural Kuzlu, M. P. (2014). Communications network requirements for major smart grid applications in HAN, NAN and WAN. Computer Networks, 74-88.
- [19] Colombia Inteligente. (2013). Ejes estratégicos y temáticos. Obtenido de <http://www.colombiainteligente.org/QuienesSomos/Pages/Estrategia.aspx>
- [20] SCE, Cisco, IBM, and SGRA Team, "Smart Grid Reference Architecture," International Business, vol. 1, 2011.
- [21] Wikipedia, Proceso Analítico Jerárquico, https://es.wikipedia.org/wiki/Proceso_Anal%C3%ADtico_Jer%C3%A1rquico
- [22] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2015, <https://www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article?id=1913:colombiasecompromete-a-reducir-el-20-de-sus-emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-para-el-ano-2030>.
- [23] PWC. (2012). Obtenido de: <http://www.pwc.es/es/sala-prensa/notas-prensa/2012/encuesta-mundial-sector-electrico-2012.jhtml>

11. Anexo - Definición de los KPIs [3]

Los beneficios de las RI se identifican a través de los indicadores de desempeño o KPIs. Para el desarrollo de este estudio se seleccionaron aquellos indicadores que se considera tienen una mayor influencia en la consecución de los objetivos específicos de Colombia. La Tabla 17 define los principales indicadores considerados para la cuantificación de los beneficios aportados por cada funcionalidad RI.

Tabla 17. Principales KPIs utilizados para la evaluación de las funcionalidades

Funcionalidades involucradas	Beneficios asociados al KPI	Valoración del KPI
<p>CI - Detección manipulación</p> <p>CI - Lectura y operación remota</p> <p>CI – Medidas GD</p>	<p>Reducción de pérdidas no técnicas</p> $\%Pérdidas NT = (\% Pérdidas NT_{RI} - \% Pérdidas NT_{conv}) $ <p>– % $Pérdidas NT_{RI}$ el porcentaje de las pérdidas no técnicas detectadas con el contador inteligente, sobre las pérdidas no técnicas totales. – % $Pérdidas NT_{conv}$ el porcentaje de las pérdidas no técnicas detectadas en un sistema convencional, sobre las pérdidas no técnicas totales.</p>	<p>Identificación de las pérdidas no técnicas y de la mejora respecto de la situación previa a la implantación de la RI. El cálculo del porcentaje de disminución de pérdidas se calcula:</p> $I_1 = I_{reducción PNT}(\%) = \frac{\%Pérdidas NT}{\% Pérdidas NT_{TOT}} * 100$ <p>– $I_1 = I_{reducción PNT}(\%)$ la reducción de pérdidas no técnicas – $\% Pérdidas NT_{TOT}$ el porcentaje de pérdidas no técnicas totales del sistema eléctrico.</p>
<p>GD</p> <p>Reconfiguración automática</p>	<p>Reducción de pérdidas técnicas</p> $P_T = P_{AT} + P_{MT} + P_{BT}$ <p>– P_T son las pérdidas totales – P_{AT} son las pérdidas en AT – P_{MT} son las pérdidas en MT – P_{BT} son las pérdidas en BT</p>	<p>Identificación de las pérdidas técnicas y de la mejora respecto de la situación previa a la implantación de la RI. La mejora en pérdidas se calcula:</p> $I_5 = I_{reducción PT}(\%) = \left \frac{P_{T,RI} - P_{T,conv}}{P_{T,conv}} \right * 100$ <p>– $P_{T,conv}$ el valor inicial de pérdidas – $P_{T,RI}$ Índices de pérdidas obtenidos conforme se incrementa el nivel de penetración de las soluciones RI</p>
<p>CI-Información del usuario</p> <p>CI-Gestión de carga</p> <p>CI-Tarific. Horaria</p> <p>GD y Almacenam.</p> <p>Movilidad Eléctrica</p>	<p>Aplanamiento de la curva de demanda</p> $Aplanamiento = \frac{E_{cv}}{E_{cp}}$ <p>– E_{cv} la energía consumida en hora valle – E_{cp} la energía consumida en hora pico</p>	<p>Medida de la relación pico-valle. Para considerar la reducción del pico de demanda en valor relativo se utiliza la siguiente fórmula:</p> $I_2 = I_{aplanamiento}(\%) = \left \frac{Aplanamiento_{RI} - Aplanamiento_{conv}}{Aplanamiento_{conv}} \right * 100$ <p>– $Aplanamiento_{conv}$ la relación entre los valores pico y valle antes de aplicar las tecnologías RI evaluadas. – $Aplanamiento_{RI}$ la relación entre los valores pico y valle una vez aplicadas las tecnologías RI evaluadas.</p>
<p>CI-Limitación de potencia</p> <p>CI - Lectura y operación remota</p> <p>CI – Medidas GD</p>	<p>Reducción de costes de comercialización</p> $RC = RCO + RCL$ <p>-- RC la reducción de costes -- RCO la reducción de costes de operación -- RCL la reducción de costes de lectura</p>	<p>Reducción de costes de lectura y manipulación de contadores. La valoración de la reducción de los costes de comercialización es :</p> $I_3 = \left \frac{RC_{RI} - RC_{conv}}{RC_{conv}} \right * 100$ <p>– RC_{conv} Reducción de costes inicial antes de aplicar las tecnologías RI evaluadas. – RC_{RI} Reducción de costes una vez aplicadas las tecnologías RI evaluadas.</p>
<p>Telemando</p> <p>Localización de fallas</p>	<p>Mejora de la continuidad de suministro</p> $SAIDI = \frac{\text{Suma total de las interrupciones de todos los usuarios}}{\text{Número total de usuarios}} = \frac{\sum U_i N_i}{N_T}$	<p>Duración de las interrupciones de suministro sufridas en MT respecto de la situación previa a la implantación de automatización. La evaluación de la mejora del indicador de continuidad de suministro es :</p>

Funcionalidades involucradas	Beneficios asociados al KPI	Valoración del KPI
Self Healing	<ul style="list-style-type: none"> - U_i es la duración total de las interrupciones anuales de la localización i - N_i es el número de usuarios conectados a la localización i - NT es el número total de usuarios 	$I_4 = I_{\text{continuidad de suministro}}(\%) = \left \frac{SAIDI_{RI} - SAIDI_{conv}}{SAIDI_{conv}} \right * 100$ <ul style="list-style-type: none"> - $SAIDI_{RI}$ el valor del SAIDI una vez implementadas las tecnologías de automatización - $SAIDI_{conv}$, el valor del SAIDI previo a la implementación de cualquiera de las tecnologías de automatización.
	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de emisiones de CO2 <p>La valoración de la reducción de emisiones de CO2 se hace con base en:</p> <p>GD</p> <ul style="list-style-type: none"> - La posibilidad de dejar de utilizar un porcentaje de la capacidad de generación térmica instalada. - La disminución del número de vehículos de combustión interna. Hay que tener en cuenta las emisiones de CO2 ocasionadas al generar la energía eléctrica que consume el vehículo. <p>Movilidad Eléctrica</p> <p>V2G</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Mejora de las emisiones de CO2 respecto de la situación actual. Esta cuantificación se hace en función del porcentaje de generación térmica convencional en Colombia, el cual se expresa como sigue: $I_6(RE\ CO_2) = \left(\frac{RE_{NCT}}{ET_p} \right) * 100 + \left(\frac{EV_{CIR} - AE_{VE}}{ET_p} \right) * 100$ <ul style="list-style-type: none"> - $RE\ CO_2$ son las reducciones de emisiones de CO2. - RE_{NCT} son las reducciones de emisiones por el NO uso de centrales térmicas. - ET_p son las emisiones totales previas. - EV_{CIR} son las emisiones de vehículos de combustión interna reemplazados por VE. - AE_{VE} emisiones generadas por el VE.
GD	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales <p>Para la valoración del beneficio aportado por la GD tiene en cuenta la potencia de generación instalada a través de las RI y su factor de utilización para calcular el porcentaje de reducción del uso del recurso hídrico.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Índice de independencia energética como consecuencia de la integración de energías renovables en la red. El porcentaje de reducción del uso del recurso hídrico se calcula como sigue: $I_7 = I_{\text{reducción RH}}(\%) = \left \frac{RD_{RH_{RI}} - RD_{RH_{conv}}}{RD_{RH_{conv}}} \right * 100$ <ul style="list-style-type: none"> - $I_{\text{reducción RH}}(\%)$ porcentaje de reducción del uso del recurso hídrico - RD_{RH} la reducción de la dependencia del recurso hídrico - $\%P_{GD}$ la potencia instalada por GD - FAM el factor de aprovechamiento medio (la relación anual por MW instalado entre la utilización de los sistemas de generación distribuida y la utilización de las centrales hidráulicas).
	$RD_{RH} = \%P_{GD} * FAM$ <ul style="list-style-type: none"> - RD_{RH} la reducción de la dependencia del recurso hídrico - $\%P_{GD}$ la potencia instalada por GD - FAM el factor de aprovechamiento medio (la relación anual por MW instalado entre la utilización de los sistemas de generación distribuida y la utilización de las centrales hidráulicas). 	<ul style="list-style-type: none"> • Mejora del factor potencia <p>La compensación de reactiva se estudia a través del promedio de las medidas del factor de potencia en todos los CT de la red del proyecto.</p>
GD	$FP = \frac{\sum_{i=1}^{N_{CT}} FP_{CT\ hdi}}{N_{CT}}$ <ul style="list-style-type: none"> - FP es el factor de potencia - $\sum_{i=1}^{N_{CT}} FP_{CT\ hdi}$ es la suma del factor de potencia de todos los CT de la red - N_{CT} es el número total de CT de la red 	<ul style="list-style-type: none"> • Medida del factor de potencia obtenida respecto de la situación previa a la implantación de RI en zonas con un factor igual a 0,7. La mejora en el factor de potencia se calcula: $I_8 = I_{\text{mejora FP}}(\%) = \left \frac{FP_{RI} - FP_{conv}}{FP_{conv}} \right * 100$ <ul style="list-style-type: none"> - $I_{\text{mejora FP}}(\%)$ mejora en el factor de potencia - FP_{conv} valor del FP antes de la implementación de las tecnologías RI estudiadas. - FP_{RI} valor del FP una vez implementadas las tecnologías RI estudiadas.

Funcionalidades involucradas	Beneficios asociados al KPI	Valoración del KPI
Gestión de activos Reconfiguración automática	<ul style="list-style-type: none"> Aumento de vida útil y ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución <p>El análisis de este KPI se centra en la disminución de la vida útil que sufren los transformadores que se encuentran sometidos a sobrecargas. Esto se debe en parte al envejecimiento del aislamiento, el cual es función de la temperatura y del tiempo, del contenido de humedad del aceite, del contenido de oxígeno y ácidos. La pérdida relativa de vida sobre un intervalo de tiempo es igual a:</p> $L = \int_{t_1}^{t_2} V dt = \sum_{i=1}^N V_n \cdot t_n$ <p>-- L pérdida relativa de vida -- Vn la velocidad de envejecimiento relativo durante un intervalo de tiempo en función del tipo de aislante -- tn es el intervalo de tiempo considerado -- n el número de cada intervalo -- N el número total de intervalos considerados</p>	<ul style="list-style-type: none"> Disminución de la pérdida de vida útil experimentada por medio de la implantación de RI. La optimización del nivel de carga de los transformadores influye en la reducción de la velocidad de envejecimiento de los transformadores. Esto permite calcular la vida útil real, respecto de la vida útil fijada por el fabricante, como: $Vida\ útil_{real} = Vida\ útil_{fabricante} - L$ <p>El aumento de la vida útil real de los transformadores se calcula:</p> $I_9(aumento\ de\ vida\ útil) = \left \frac{Vida\ útil_{RI} - Vida\ útil_{conv}}{Vida\ útil_{conv}} \right * 100$ <p>- Vida útil_{RI} vida útil del transformador una vez implementadas las tecnologías RI estudiadas. -Vida útil_{conv} vida útil del transformador antes de la implementación de las tecnologías RI estudiadas.</p>