

**CONSIDERACIONES PARA LA POTENCIAL IMPLEMENTACIÓN DE SMART
GRIDS EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER A PARTIR DE UN DE
BENCHMARKING CON EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO
COLOMBIANO**

**ING. ERIKA LICETH RODRIGUEZ OROZCO
ING. LEYDI ANDREA TORRES SALAZAR**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2015**

**CONSIDERACIONES PARA LA POTENCIAL IMPLEMENTACIÓN DE SMART
GRIDS EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER A PARTIR DE UN DE
BENCHMARKING CON EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO
COLOMBIANO**

**ING. ERIKA LICETH RODRIGUEZ OROZCO
ING. LEYDI ANDREA TORRES SALAZAR**

Monografía para optar al título de
Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:
Dr. En Ingeniería Eléctrica HERMANN RAÚL VARGAS TORRES
Ingeniero Electricista

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2015**

Dedicatoria

A Dios, por rodearme de amor y tenacidad...
A Violeta, mi universo de repente...
A mis padres por hacer de mí una mujer soñadora...
A B. por su amor y compañía...

A Santy por ser mi mayor bendición,
el motor de mi existir,
mi razón para ser feliz.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	Pág. 14
OBJETIVOS	17
1. BENCHMARKING DE SMART GRIDS EN COLOMBIA Y DIAGNÓSTICO DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	18
1.1. DESCRIPCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS ACTUALES	18
1.2. MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO	20
1.3. SMART GRID	22
1.3.2 Características de las smart grids	23
1.3.3 Principales objetivos de las smart grids	23
1.3.4 Beneficios de las smart grids	24
1.3.5 Comparación de características de la red actual y smart grids	25
1.3.6 Aplicaciones fundamentales en una smart grid	26
1.3.7 Tecnologías fundamentales de Smart Grid	28
1.4.1 Definición de benchmarking	38
1.4.2 Empresas del sector eléctrico colombiano consideradas en el benchmarking	39
1.4.3 Benchmarking entre empresas del sector eléctrico colombiano.	43
1.5 DIAGNÓSTICO DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P	52
1.5.1 Infraestructura de Medición Avanzada	52
1.5.2 En automatización de la distribución	57
1.5.3 Generación Distribuida	60
1.6 SÍNTESIS DEL BENCHMARKING	62
2. REVISIÓN DE LA REGULACIÓN EN UN CASO INTERNACIONAL Y EN COLOMBIA.	64
A CONTINUACIÓN, SE DESTACAN LAS PRINCIPALES DIRECTIVAS, RECOMENDACIONES Y REGLAMENTOS QUE COMPONEN EL MARCO LEGAL DE LAS APLICACIONES <i>SMART GRID</i> EN LA ACTUALIDAD.	64
2.1. UNIÓN EUROPEA	64

2.2. ESPAÑA	67
2.3. ESTADOS UNIDOS	70
2.4. COLOMBIA	73
2.5. PROYECTOS DE IMPLEMENTACIÓN A NIVEL MUNDIAL	77
2.5.1. International Smart Grids Action Network	80
2.5.2. Smart Grid Malta	80
2.5.3. Smart City, Málaga	81
2.5.4. Proyecto Star, Castellón	82
2.5.5. Proyecto Energos	83
2.5.6. Proyecto Gad	84
2.5.7. Proyecto Open Meter	85
2.5.8. Proyecto Fenix	85
2.5.9. Proyecto 22 Urban Lab, Barcelona	86
3. CONSIDERACIONES PARA LA POTENCIAL IMPLEMENTACIÓN DE SMART GRIDS EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	88
3.1. BARRERAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN	89
3.1.1 Barreras técnicas y tecnológicas	89
3.1.2 Barreras Políticas Y Regulatorias	91
3.1.3 Barreras Sociales	94
3.1.4 Barreras Económicas	95
3.2 CONSIDERACIONES PARA POTENCIAL IMPLEMENTACIÓN DE SMART GRIDS EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	96
3.2.1 Mapa De Ruta	96
3.2.2 Tecnologías	96
3.3.3 Regulación	98
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	99
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	102
BIBLIOGRAFIA	108

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Agentes del Mercado Eléctrico Colombiano	20
Tabla 2. Comparación entre la red de hoy y la smart grid	25
Tabla 3. Estado de generación distribuida y almacenamiento	37
Tabla 4. Agentes del mercado colombiano	39
Tabla 5. Energía distribuida por región EPSA en 2013[20]	41
Tabla 6. Benchmarking empresas del sector eléctrico colombiano	44
Tabla 7. Descripción de funcionalidades de la medición centralizada.	53
Tabla 8. Resultados energía prepago a dic de 2014 en ESSA	54
Tabla 9. Subestaciones integradas al software SCADA de ESSA	58

LISTA DE FIGURA

	Pág.
Figura 1. Jerarquía de la red eléctrica actual	19
Figura 2. Funcionamiento medición centralizada, piloto ESSA.....	53
Figura 3. Esquema funcional energía prepago ESSA.....	55
Figura 4. Medidor prepago y funcionamiento.....	56
Figura 5. Esquema de Telemedición en ESSA.	57
Figura 6. Componentes de sistema fotovoltaico instalado por ESSA en quince escuelas rurales.	61
Figura 7. Proyectos SMART <i>GRIDS</i> a nivel mundial	78
Figura 8. Listado de proyectos analizados (I).	79
Figura 9. Listado de proyectos analizados (II).	79

RESUMEN

TÍTULO: CONSIDERACIONES PARA LA POTENCIAL IMPLEMENTACIÓN DE SMART GRIDS EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER A PARTIR DE UN DE BENCHMARKING CON EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

AUTOR: ERIKA LICETH RODRIGUEZ OROZCO
LEYDI ANDREA TORRES SALAZAR

PALABRAS CLAVE: *Smart Grids*, Benchmarking, Tecnologías, Mapa de ruta.

DESCRIPCIÓN:

En el presente trabajo se realiza una revisión de la teoría disponible (generalidades, definición, objetivos, ventajas, regulación, tecnologías, aplicaciones etc.) de *smart grids* con el fin de establecer las tecnologías y aplicaciones fundamentales que debe tener una red eléctrica para llevar a cabo todos los objetivos de una *smart grid*. De acuerdo con estas tecnologías que se encontraron se realiza un benchmarking general de algunas empresas del sector eléctrico colombiano que según la iniciativa gubernamental Colombia Inteligente son las que han ido incursionando en alguna o varias de las tecnologías de las smart grids. Se realiza el diagnóstico de ESSA respecto a la implementación de *smart grids*, teniendo en cuenta proyectos que ha realizado a manera de piloto y también a modo de modificación de la infraestructura eléctrica. Se dedica un capítulo de la monografía a la revisión y análisis de regulación en algunos países desarrollados en smart grids, entre otros, España y con este análisis se obtienen unas barreras que se cree pueden existir en Colombia también. Finalmente se plantean barreras unas barreras técnicas, económicas y regulatorias para la implementación de smart grids en ESSA, y las consideraciones a tener en cuenta para la elaboración de un mapa de ruta que permita llevar a cabo la implementación de smart grids en la Electrificadora de Santander.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Dr. Hermann Raúl Vargas Torres.

SUMMARY

TITLE: CONSIDERATIONS FOR THE POTENTIAL IMPLEMENTATION OF SMART GRIDS IN THE ELECTRIFICADORA DE SANTANDER FROM A BENCHMARKING ON COLOMBIAN ELECTRICITY COMPANIES.

AUTHOR: ERIKA LICETH RODRIGUEZ OROZCO
LEYDI ANDREA TORRES SALAZAR

KEYWORDS: *Smart Grids*, Benchmarking, Technologies, Roadmap.

DESCRIPTION:

In this paper a review of the theory available (general, definition, objectives, advantages, regulation, technologies, applications, etc.) of smart grids in order to establish the fundamental technologies and applications that must have a power system performs to take out all the objectives of a smart grid. According to these technologies they found a general benchmarking of some companies in the Colombian electricity sector as the government initiative Intelligent Colombia are those who have been dabbling in one or more of the technologies of smart grids is performed. ESSA diagnosis regarding implementation of smart grids takes place, considering projects he has done as a pilot and as a modification of the electrical infrastructure. A chapter of the monograph to the review and analysis of regulation in some developed smart grids, among others, Spain and with this analysis is dedicated countries believed some barriers may exist in Colombia also obtained. Finally barriers pose technical, economic and regulatory barriers to the implementation of smart grids in ESSA and the considerations to take into account when preparing a roadmap that allows to carry out the implementation of smart grids in the Electrificadora de Santander.

* Monograph

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Dr. Hermann Raúl Vargas Torres.

INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas el sector energético ha experimentado la necesidad de mejorar la eficiencia y aprovechamiento de los recursos utilizados en sus cadenas de producción. El sector eléctrico no es ajeno a esto y en la búsqueda de brindar a sus usuarios un servicio con mayor confiabilidad, seguridad, calidad y eficiencia ha implementado nuevos desarrollos tecnológicos en sus procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización, que le permitirán ejercer un óptimo monitoreo y control de los flujos de potencia, del comportamiento del sistema y de la demanda de sus usuarios.

Uno de los principales desarrollos tecnológicos en el sector eléctrico a nivel mundial son las *SMART GRID* definidas como: “una red eléctrica capaz de integrar de forma inteligente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella, generadores, consumidores y aquellos que realizan ambas acciones con el fin de distribuir de forma eficiente y segura el suministro eléctrico, desde el punto de vista sostenible y económico.”[1].

Los entes reguladores buscan orientar las inversiones de los agentes de los mercados de manera eficiente y óptima, sin embargo en el caso colombiano es poca la regulación y directrices en el tema de *SMART GRID*. Esto ha ocasionado que los agentes se limiten al cumplimiento de los estándares de calidad, dejando de lado la implementación de nuevas tecnologías que permitan una óptima gestión de los recursos.

Debido a esto nace la necesidad de las empresas colombianas del sector realicen un Mapa de Ruta de como acometer el tema y asumir este reto. Es por esto que es necesario realizar un análisis comparativo del estado actual de la empresa en relación con empresas dentro de Colombia y fuera de ellas. Se pretende establecer un análisis de la regulación actual del tema en Colombia y

otros países con el fin de establecer qué incentivos deberían tener cada agente en el mercado en el desarrollo del tema.

Para el caso de análisis, el sistema eléctrico de la Electrificadora de Santander ESSA S.A. E.S.P. tiene restricciones operativas complejas tales como el límite de cargabilidad en activos de transformación y transporte de energía eléctrica, radialidades, descompensación de reactivos, redes excesivamente largas, falta de monitorización y automatización de redes, activos con uso mayor a su vida útil, crecimiento descontrolado de la demanda, desinformación y falta de gestión del comportamiento de la red y sus usuarios e incumplimientos regulatorios que ocasionan que se tengan que pagar compensaciones a los clientes por malos índices de calidad, penalizaciones por exceder los tiempos permitidos para maniobras sobre activos, mala imagen empresarial y clientes insatisfechos [2].

Muchas de las actividades y desarrollos de los temas relacionados con las *SMART GRIDS* permiten ampliar la capacidad de los sistemas eléctricos para hacer frente a las necesidades cambiantes de los entes regulatorios y usuarios, de ahí la necesidad de realizar un estudio que permita establecer el estado actual de la empresa frente al tema y un mapa de ruta de cómo acometer un proyecto de implementación de nuevas tecnologías que mejoren el estado del sistema eléctrico de ESSA y por lo tanto el servicio que se brinda a sus usuarios. La presente monografía para optar al título de Especialista en Sistemas de Distribución consta de tres capítulos. El primer capítulo es una descripción del concepto de *SMART GRIDS*, sus aplicaciones, ventajas y desventajas, tecnologías aplicables. Se realiza un análisis de empresas representativas del sector eléctrico colombiano mediante un análisis de benchmarking y finalmente se realiza un diagnóstico de la ESSA en el tema.

El segundo capítulo presenta una recopilación de la regulación nacional e internacional en el tema de *SMART GRIDS* y proyectos de aplicación.

En el tercer capítulo, se presentan las barreras para la incorporación de las *SMART GRIDS*, así como las consideraciones para una posible implementación de dicha temática en la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Establecer las consideraciones a tener en cuenta por la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. en la elaboración de un mapa de ruta de la implementación de SMART GRIDS, con base en la revisión de la regulación y estudio de benchmarking con empresas del sector eléctrico colombiano y un caso internacional.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

-Realizar un benchmarking de la implementación de SMART GRIDS con una muestra de algunas empresas representativas del sector eléctrico colombiano y un caso internacional y diagnosticar el estado actual de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

-Analizar la regulación colombiana relacionada con smart grids y compararla con un caso internacional que tenga avances representativos del tema.

-Establecer consideraciones orientadas a elaborar el Mapa de Ruta de la implementación de SMART GRIDS en la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

1. BENCHMARKING DE SMART GRIDS EN COLOMBIA Y DIAGNÓSTICO DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER

En el presente capítulo se mostrarán las generalidades del funcionamiento de la red eléctrica actual a nivel mundial y el funcionamiento y componentes de una *smart grid*, tecnologías mínimas de una *smart grid* y las aplicaciones que se pueden dar con su implementación, como punto de partida para realizar el benchmarking y el diagnóstico de la Electrificadora de Santander E.S.P. en cuanto a *smart grids*.

1.1. DESCRIPCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS ACTUALES

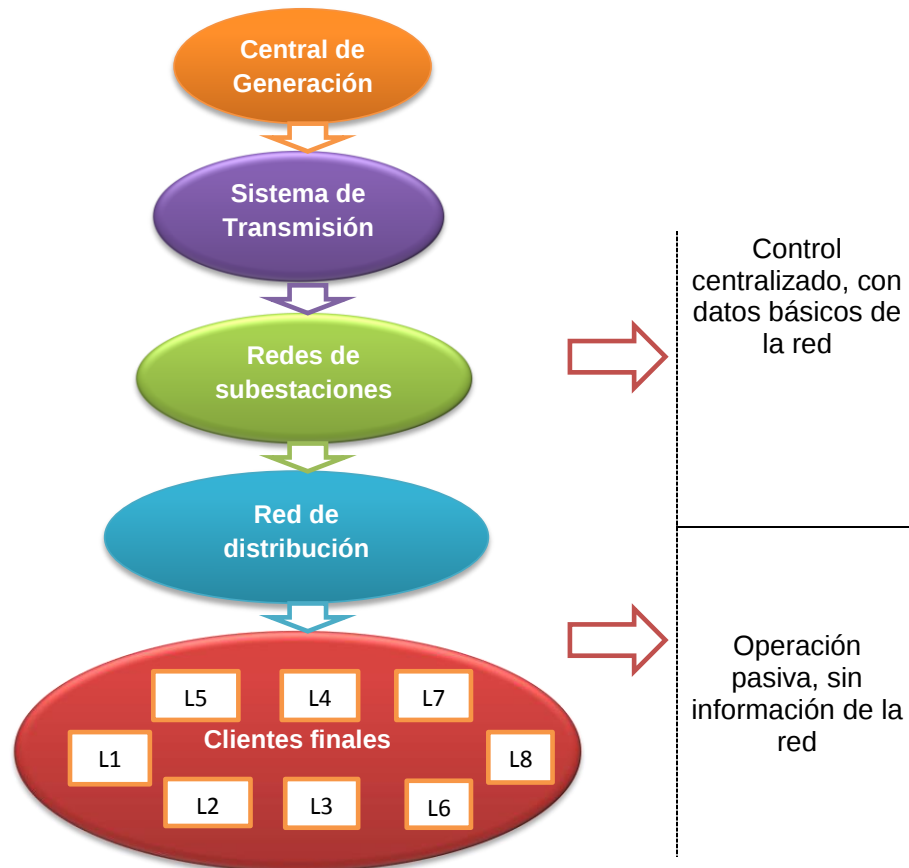
El modelo de red eléctrica actual a nivel mundial se encuentra conformada por el conjunto de centrales de generación, subestaciones, transformadores, líneas, e infraestructura que llevan la energía eléctrica desde los centros de producción hasta todos los consumidores. En la Figura 1. se puede observar que el sistema eléctrico actual es un sistema jerárquico, en cuya parte alta se encuentran las centrales generadoras y en la parte baja los consumidores finales [3].

En la actualidad las redes eléctricas tienen en el lado de distribución y clientes finales una operación pasiva sin información detallada de cada cliente y en el lado de generación y transmisión un control centralizado con información básica de la operación de la red. Lo anterior significa que tanto la información como el flujo de energía son unidireccionales [3,4].

Los sistemas eléctricos actuales sobrepasan la vida útil de funcionamiento de los activos, además, los principales centros de producción están lejos de las poblaciones. Por lo anterior es necesario que las redes deban ser planeadas y rediseñadas para convertirse en redes más efectivas y robustas, de forma que

puedan soportar las necesidades futuras de expansión tanto de consumidores como de nuevos microgeneradores basados en energías alternativas.[3,4]

Figura 1. Jerarquía de la red eléctrica actual



Fuente: Adaptada de “The path of smartgrids”

En todas las redes se pierde parte de la energía por pérdidas técnicas y no técnicas en el transporte y la distribución, esto se evitaría en gran medida con la incursión de recursos energéticos distribuidos que es uno de los grandes potenciales de las smartgrids

1.2. MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO

El mercado eléctrico Colombiano está compuesto por los siguientes agentes [3,4]:

- Agentes generadores: Tienen entre sus funciones la producción de energía eléctrica mediante centrales hidroeléctricas, térmicas, eólicas, y otros, adicionalmente hacen las transacciones necesarias en un mercado que tiene competencias y que es operado por la compañía Expertos en Mercados, o mediante contratación directa.
- Agentes transportadores: Tienen entre sus funciones la operación de los activos de niveles de tensión superior o iguales a 220 kV.
- Agentes distribuidores: Tienen entre sus funciones la operación y transporte de energía eléctrica en los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y en los Sistemas de Distribución Local (SDL). Este es un negocio de monopolio regional y los ingresos se regulan con base en la calidad del servicio.
- Agentes comercializadores: Tienen entre sus funciones la intermediación comercial entre los agentes de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. La actividad de comercialización puede desarrollarse en forma combinada con otras actividades, según lo dispuesto por la regulación y la ley.

Tabla 1. Agentes del Mercado Eléctrico Colombiano

ACTIVIDAD	NÚMERO DE AGENTES REGISTRADOS
Agentes generadores	50
Agentes transportadores	11
Agentes distribuidores	30
Agentes comercializadores	92

Fuente: www.xm.com.co

En Colombia, el sistema interconectado nacional, presenta fuertes restricciones, una de ellas en lo que se refiere al almacenamiento de energía en grandes cantidades, lo que implica que su producción debe igualarse a su consumo en todo momento y debe existir un equilibrio constante de la producción con la demanda. Si hay desviaciones, debe enviar las órdenes necesarias a las centrales para que ajusten la producción y se iguale a la demanda. Para cada día se hace una previsión de la curva de demanda, que se va ajustando según las necesidades reales, dicha curva presenta una forma típica con los picos en las horas cercanas al mediodía y al finalizar la tarde y valles en el intermedio y la noche. Lo anterior ocasiona que durante los picos de demanda el sistema deba verse obligado a activar plantas que se utilizan únicamente durante esos periodos, con los sobrecostos que ello supone y que repercute directamente en las facturas que paga el usuario final.

El hecho de que exista una relación directa entre la energía que venden y los beneficios que tienen de las compañías eléctricas, dificulta que una compañía intente persuadir a sus clientes para que disminuyan el consumo o lo vuelvan más eficiente, por eso debe haber políticas que además de exigir calidad en la prestación del servicio, premie a aquellas empresas capaces de reducir su consumo con acciones que le apunten al desarrollo sostenible.

Los niveles de confiabilidad, continuidad y calidad del servicio exigidos por los entes reguladores y los clientes son cada vez más altos, de ahí, la importancia de la implementación de sistemas automáticos inteligentes, que a partir del conocimiento en tiempo real de toda la red, permitan una rápida reacción, la detección anticipada de problemas potenciales y la minimización del impacto ante una falla. Adicionalmente, también se requieren planes de remodelación, reposición y modernización de infraestructura que permitan disminuir el alto índice de activos en obsolescencia que están en operación en el SIN.

1.3. SMART GRID

1.3.1. Definición. Aunque no existe una definición general estándar, la Plataforma Tecnológica Europea de Smart Grids (Smart Grids: European Technology Platform) define SMART GRID como “una red eléctrica capaz de integrar de forma inteligente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella – generadores, consumidores y aquellos que realizan ambas acciones – con el fin de distribuir de forma eficiente y segura el suministro eléctrico, desde el punto de vista sostenible y económico.” [5,6].

En definitiva se considera una smart grid como una red eléctrica capaz de integrar a todos los actores conectados a ella, tanto consumidores finales como generadores, permitiendo que exista bidireccionalidad tanto de información como de energía.[1,2,6]

Comúnmente el término smart grid también se utiliza para hablar de la incorporación, a la actividad de suministro de energía eléctrica, de avances tecnológicos relacionados con la información y comunicación (TIC) que permitan lograr [3]:

- Monitorización inteligente, restauración y/o reconfiguración automática del sistema eléctrico ante predicción de fallas y/o perturbaciones (fallas de equipos, accidentes, fenómenos climáticos, sabotaje, etc.).
- Relaciones más dinámicas y participativas entre las empresas con sus clientes y de estos con el propio mercado de energía (uso de electrodomésticos, vehículos y equipos eléctricos inteligentes, que permiten ajustarse a esquemas de eficiencia energética, señales de precio y seguimiento de programas de operación predefinidos. ajuste del consumo como respuesta a señales del sistema, flujos continuos y bidireccionales de información).

- Aumento de la generación distribuida mediante fuentes renovables (pequeñas centrales hidráulicas, solar fotovoltaica, solar, geotérmica, biomasa, eólica, etc.) y energías más limpias (carbón limpio, nuclear, gas natural, etc.) además del aprovechamiento pleno del potencial hidroeléctrico a gran escala.
- Almacenamiento de la energía eléctrica excedentaria (centrales filo de agua, solar, eólica, etc.).
- Integración de toda la información del sistema (técnica, operativa, financiera, contable, comercial, etc.)

Las smartgrids permiten la integración de las infraestructuras eléctricas actuales con las tecnologías de información, logrando un “Internet de la energía” (comunicaciones bidireccionales, flujo multidireccional de la energía y completamente automatizada y controlada) [4].

1.3.2 Características de las smart grids. Entre las principales características a mejorar o desarrollar de las smart grids se encuentran [3, 6, 7]:

- La capacidad de anticiparse y restaurar de manera autónoma el sistema ante perturbaciones.
- Participación activa de los clientes.
- Ante ataques físicos o cibernéticos la rápida recuperación del sistema.
- Vinculación de la generación de energía distribuida y los medios de almacenamiento.
- Realizar uso eficiente de la infraestructura eléctrica.
- Proveer nuevos recursos, mercados y productos.

1.3.3 Principales objetivos de las smart grids. Con base en las características a implementar con las smart grid y las diferentes definiciones encontradas en la literatura se tiene que el principal objetivo de las smart grids es tener una red eléctrica más confiable y eficiente, que sea capaz de mejorar la seguridad y

calidad del suministro de energía eléctrica de acuerdo con las necesidades que de la era digital. Este objetivo principal tiene varios complementarios como son [8]:

- Disminuir el cambio climático al incorporar satisfactoriamente energías renovables a la red que permitan bajar el consumo de combustibles fósiles.
- Permitir la operación en modo isla de algunas zonas y así en caso de avería de la red disminuir el impacto de las fallas, pues prácticamente se podría alimentar las zonas que nada tengan que ver con el tramo de la falla mediante generación distribuida o la reconfiguración flexible de la red.
- Aumentar el control y supervisión de la red en todos sus niveles y tramos para pronosticar mejor la demanda y corregir en el menor tiempo posible las fallas que puedan ocurrir.
- Motivar la participación activa de los usuarios, facilitando la planificación de su consumo de acuerdo con tarifas y picos de demanda.
- Evita la construcción de nueva infraestructura eléctrica puesto que permitirá gestionar la demanda de manera tal que se pueda disminuir la energía de la hora pico.
- Permite la integración a futuro de los vehículos eléctricos con la red.

1.3.4 Beneficios de las smart grids. En la presentación del programa Colombia Inteligente de julio del 2013 [7, 9] se enuncian algunos de los resultados y beneficios esperados con la implementación de smart grid en general:

- En la economía: Reducción de costos de la energía para el usuario, reducción de costos de generación, retraso de inversiones en la infraestructura eléctrica, disminución de gastos de operación y mantenimiento en transmisión y distribución, disminución de costos por congestión en el sistema de transmisión, reducción de pérdidas en transmisión y distribución.
- En la confiabilidad y calidad de la potencia: Reducción de costos por cortes del servicio y reducción de costos por mejores índices de calidad.

- En el medio ambiente: Debido a la integración de generación distribuida con energía renovable con la red eléctrica se disminuyen impactos por emisión de gases de efecto invernadero.
- En Seguridad y suministro: Con la integración de generación en sitio habrá mayor disponibilidad de fuentes de energía y reducción de clientes afectados debido a apagones en el sistema.

1.3.5 Comparación de características de la red actual y smart grids. Con base en las características que debiera tener una red eléctrica confiable, eficiente y segura, en la siguiente tabla se realiza una comparación entre la red actual y las smart grids, esto con el fin de poner en contexto la importancia y beneficios de su implementación.

Tabla 2. Comparación entre la red de hoy y la smart grid

Característica	Red actual	Smartgrid
Restauración automática	Responde para evitar daño mayores. Las protecciones actúan para despejar fallas ya ocurridas.	Automáticamente detecta y responde a los problemas actuales y emergentes de transmisión y distribución. Focalizado en la prevención. Minimiza los impactos a los consumidores.
Motiva e incluye al consumidor	Los consumidores están desinformados y no son participativos en el sistema eléctrico.	Consumidores activos, involucrados e informados. Amplia penetración de la respuesta de la demanda.
Resistencia a ataques	Sistema vulnerable a ataques malintencionados, terroristas y desastres naturales.	Resistente a los ataques y desastres naturales, con la capacidad de restauración rápida.
Proporciona la calidad de la energía para las condiciones de este siglo.	Centrado en solucionar los cortes de energía y no en resolver problemas de calidad. Respuesta lenta a problemas de P y Q.	La calidad del suministro cumple con los estándares de la industria y de los consumidores, los problemas de P y Q se detectan y resuelven con anterioridad, se ofrecen varios niveles de P y Q.
Capacidad de generación y opciones de almacenamiento.	Grandes plantas de generación, en números relativamente pequeños. Muchos obstáculos para la conexión de recursos energéticos distribuidos.	Número grande de diversos tipos de generación distribuida con almacenamiento que permite soportar las grandes centrales de generación. Permite involucrar variedad de energías renovables.
Habilitación de nuevos productos, servicios y mercados.	Mercados mayoristas limitados que siguen trabajando para encontrar mejores opciones. La congestión de transmisión separa compradores y vendedores.	Maduras operaciones del mercado mayorista, sólido a nivel nacional e integrado coordinadamente para confiabilidad. Pocas limitaciones en transmisión y surgimiento de mercados minoristas.
Optimización de activos y operación eficiente	Integración mínima e información de gestión de activos limitada. Mantenimiento basado en el tiempo.	Condiciones de la red ampliamente monitoreadas y medidas, coordinadas con la gestión de activos y funcionamiento eficaz de la red. Mantenimiento basado en la salud de los activos.

Fuente: Adaptado de “Proyecto Redes Inteligentes para Colombia”

1.3.6 Aplicaciones fundamentales en una smart grid. Transformar la red eléctrica actual en una *smart grid* tiene muchos beneficios económicos y ambientales, pero para esto se requiere que la *smart grid* sea segura, robusta y confiable en todos los aspectos. Para alcanzar estas características se necesitan algunas aplicaciones fundamentales, entre las que se destacan [\[7, 11\]](#):

- **Integración de energías renovables:** Las energías renovables y la generación distribuida requieren para su integración a gran escala de una gestión inteligente que permita realizar conexión y desconexión de manera segura para el sistema eléctrico y que adicionalmente ayuden a realizar el almacenamiento de manera más eficiente. También se consideran micro redes y redes que puedan funcionar como islas en caso de fallas de la red.
- **Monitorización y gestión de la red:** La integración de sensores y monitores que permitan mejorar la eficiencia de la red junto con una red de comunicaciones es necesaria. La infraestructura de comunicaciones es esencial para mejorar la monitorización de la red y a su vez características tales como confiabilidad, eficiencia operativa y utilización y protección de activos.
- **Mantenimiento integrado:** Las tecnologías *smart grid* podrán crear un patrón histórico del comportamiento de los diferentes activos y relacionarlos entre sí, independiente de la edad del activo, la marca y sus características. La *smart grid* permite tal adquisición y almacenamiento de datos y alertar al personal de mantenimiento acerca de un cambio de comportamiento en un equipo, así que será mucho más fácil identificar la necesidad de mantenimiento (alarmas, condiciones críticas) y realizarlo de manera integrada. Con toda la información que se puede obtener se cambiará la manera tradicional de realizar el mantenimiento (ciclos fijos) y basados en el

tiempo, por una manera más enfocada en la salud del activo y en su comportamiento en tiempo real.

- **Infraestructura de Medición Inteligente:** Este se considera uno de los primeros pasos hacia la smart grid, la infraestructura de medición avanzada permite entre otros: Lectura remota, desconexión y conexión remota, detección y manejo de interrupciones, detección de robo de energía, identificación de fallas anticipadas por el comportamiento de los activos anormal, Lecturas en intervalos cortos, monitorización y gestión de generación distribuida, etc.
- **Conexión de vehículos eléctricos a la red:** Una nueva generación de vehículos híbridos, PHEV (que tienen una batería grande), tienen la posibilidad de almacenar energía o de entregar energía a la red (con la energía almacenada) en períodos de alta demanda, actuando como una fuente de respaldo.

Los vehículos eléctricos también necesitan la implementación de smart grids para poder cargarse sin afectar la confiabilidad y seguridad de la red y para poder usarse como una fuente de generación distribuida almacenada.

El éxito de esta aplicación será real siempre que se carguen los vehículos en horas de baja demanda, con el fin de que no sobrecarguen el sistema en horario de demanda pico.

- **Gestión de la demanda:** Está aplicación se da cuando la empresa de energía tenga las tecnología para incentivar en los clientes el uso de la electricidad en períodos de demanda baja ofreciendo una tarifa más baja, esto implicaría, una gana-gana puesto que la empresa someterá sus activos a cargas más bajas y adicionalmente el usuario tendrá mejores precios.

1.3.7 Tecnologías fundamentales de Smart Grid. Las Smart grids requieren la convergencia de tres industrias: La industria eléctrica, la industria de telecomunicaciones y tecnología de la información, cada una se puede identificar con una capa, de la siguiente manera [1, 7,12]:

- Capa física de energía (Transmisión, Distribución y red inteligente)
- Capa de control y transporte de datos (transferencia de datos y control)
- Capa de aplicación (aplicaciones, servicio y software de decisión)

Es importante tener en cuenta que las tres capas deben tener interoperabilidad. Las tecnologías fundamentales en la implementación de las smart grids son enunciadas a continuación:

- Infraestructura de medición avanzada (AMI)

La Infraestructura de medición avanzada (AMI) es una de las más importantes tecnologías aplicables a Smart grids. AMI, implica un conjunto de elementos tanto de hardware como de software, cuya funcionalidad depende en gran medida de la empresa que la implemente y se considera el fundamento de las smart grids.[7,12]

La medición inteligente tuvo sus inicios con la AMR (Automatic Meter Reading) que implica la medición automática y remota de medidores, pero de modo one-way, la transferencia de la información en una sola dirección. Luego de esto los sistemas AMI que implican adicional a la medición remota y automática, la posibilidad de gestionar dichas medidas y tiene un sistema de intercambio de información bidireccional (two-way) entre la empresa prestadora del servicio y el medidor inteligente (Cliente). La funcionalidad del sistema va más allá de obtener una medición mensual del medidor, implica un conjunto de software y hardware capaz de obtener en tiempo real o casi real, el consumo, la demanda,

la tensión, corriente y demás información de variables operativas del sistema. Adicionalmente enviando mensajes de alerta del estado del sistema [7].

En la actualidad se encuentra ya en el mercado un sistema de medición inteligente sin componentes móviles y con característica de exactitud, precisión, variedad de funciones y versatilidad, tanto de parámetros como de medida, protocolos de comunicación, capacidad de memoria, control, entre otros.

Se considera un sistema de medición inteligente cuando se dispone de un medidor que es capaz de transmitir la información de sus mediciones a la empresa de servicios y también lleva información o señales enviadas desde el centro de control al medidor inteligente del cliente. Este sistema además tiene un flujo de control e información bidireccional, y esta última característica es fundamental para llamarse así [7].

Una smart grid debe utilizar medidores inteligentes en su totalidad y en tiempo real, conectar y desconectar de manera remota, vigilar tensiones, potencias y todo lo relacionado con calidad de la potencia. Dado que estos medidores se encontrarán en la misma ubicación no modificarán la infraestructura de la red, sin embargo, si mejoraran su fiabilidad y manejarán una gran cantidad de datos que serán insumo para la planeación y la operación del sistema. La mayor utilidad que tendrá este tipo de medición es que se podrán tener medidas en tiempo real a nivel de usuario o cliente y esto a su vez permite realizar una gestión de la demanda [12].

Un sistema AMI permite que el cliente acceda a sus servicios y a los datos de consumo, de manera completa y actualizada; los datos de consumo en intervalos y las curvas exactas de carga que pueden ser puestos a disposición de los clientes y de terceros (reguladores, otras empresas de servicios energéticos) [7].

La funcionalidad de la comunicación bidireccional combinada con el medidor avanzado proporciona la capacidad de lecturas bajo demanda, detectar manipulaciones y condiciones de tensiones fuera de rango, soporte para fijación de precios horarios, gestión de la demanda, durante fallas posibilidad de detección de ubicación rápida y precisa para el restablecimiento del sistema y permite la mejora en el despacho y la comunicación a los clientes [7].

La mayoría de sistemas AMI también permiten la detección e información de las fallas al centro de control. También tiene aplicaciones encaminadas a constituirse como la puerta de enlace a la red de área local de internet que permite realizar control y programación del funcionamiento de electrodomésticos inteligentes.

Los componentes de un sistema de medición inteligente se muestran a continuación:

Los componentes son [7]:

1. Equipo de medición con capacidad de transmitir los datos recolectados y eventos (fallas, reportes de manipulación etc.) a un sistema de adquisición de datos, DAS.
2. El segundo componente es el medio por el cual los medidores y los DAS transfieren los datos a la base de datos remota, es decir las telecomunicaciones; que pueden ser banda ancha, a través de Broadband over power line (BPL), Power Line Carrier Communication (PLC), redes fijas de radio frecuencia (RF), y las redes públicas (Teléfono fijo, celular etc.)
3. Finalmente un sistema de hardware y software que controla la comunicación, recibe los datos enviados de los medidores y lo almacena (Repositorio de datos- Host AMI). Esto se hace a través un sistema de gestión de datos medidos MDM.

- Automatización de la distribución (DA)

La automatización de la distribución implica la monitorización en tiempo real y el control de los activos del sistema de distribución de manera remota. También proporciona una herramienta de soporte para la toma de decisiones y en algunos casos, la toma de decisiones automatizada para mejorar el rendimiento del sistema. La automatización de la distribución incluye la automatización de la subestación, alimentador, y el nivel de atención al cliente. Los componentes clave de un sistema típico de automatización de la distribución incluyen sensores de campo en toda la red; elementos de corte tales como interruptores de alimentación, reconectadores o interruptores de condensadores con mando a distancia; el sistema SCADA; un sistema de comunicación para la adquisición de datos a distancia; y una suite de aplicaciones avanzadas de DMS como sistemas de apoyo a las decisiones [13].

La optimización de la red implica una amplia gama de posibles avances que darán a los servicios públicos y operadores de red el control digital de la red de suministro de energía. La adopción de tecnología de sensores, infraestructura de comunicaciones y tecnología de la información ayudará a optimizar el rendimiento de la red en tiempo real, mejorar la confiabilidad, la eficiencia y la seguridad. Los operadores de red tendrán un mejor conocimiento de la situación ya que la visibilidad y análisis de todo el sistema se podrá realizar ahora en tiempo real. Mientras que la implementación de AMI sientan las bases para los servicios públicos que tienen el control de millones de dispositivos de usuarios finales, de comandos en tiempo real y los dispositivos de control de alto nivel de la red es igual o de mayor importancia en el impulso para la eficacia global de la red [13].

El despliegue de tecnologías de sensores extendidas puede considerarse análogo a la adición de un sistema nervioso central a la red eléctrica. Vale la

pena señalar que en el cuerpo humano, el cerebro no proporciona toda la inteligencia; el sistema nervioso le da al cuerpo un control más amplio haciendo que distribuya su capacidad sensorial por toda la piel. Una smart grid tendrá inteligencia (dispositivos de control y protecciones, medidores, equipos de comunicación etc.) distribuida en prácticamente todos los nodos críticos y al igual que el cerebro humano puede detectar y responder a los nervios dañados en todo el cuerpo, una smart grid responderá inmediatamente a las perturbaciones de cualquier punto de la red [13].

La infraestructura de comunicación es de vital importancia para la detección y emisión de señales de control para un mejor desempeño y seguridad de la red eléctrica. Las tecnologías de la información tendrán los datos generados en los millones de puntos de la red, donde haya sensores (tales sensores integrados en equipos que van desde baterías de condensadores hasta transformadores), y deben convertir estos datos en inteligencia procesable. En última instancia, la red deberá comportarse como un sistema de piloto automático de avión (con muchos sistemas operativos de funcionamiento en el fondo) [13].

Una smart grid debe auto-restaurarse, auto-optimizarse, llamar la atención sobre cualquier cuestión importante e instruir a los operadores de si una operación manual es necesaria.

La optimización de la red de manera general abarca mejoras en tres áreas principales: [13, 14].

1. Confiabilidad del sistema
2. Eficiencia operacional
3. Utilización y protección de activos

Para la automatización de la distribución existen una gran diversidad de equipos,

tales como: medidores de energía, equipos de control y monitorización, dispositivos electrónicos inteligentes y comunicaciones, una característica importante e infaltable en estos dispositivos es la interoperabilidad, todos deben contar con la capacidad de hablarse mediante diferentes protocolos de comunicación y adicionalmente, de llevar las señales e información mediante diferentes medios de comunicación[13, 14].

Como se ha tratado de exponer, la confiabilidad y la eficiencia energética están ligadas a la automatización de la distribución, por lo que la automatización actual debe encaminarse a lograr los siguientes objetivos respecto a cada una de las características mencionadas [14]:

Confiabilidad	• Predecir, localizar, aislar y analizar fallas, con o sin la intervención del operador del centro de control. • Incorporar mediciones, dispositivos inteligentes, comunicaciones y diagnóstico avanzado que permita un control retroactivo. • Mantenimiento basado en la confiabilidad del equipo. • Utilizar elemento de la simulación para el entrenamiento de los operadores del sistema.
Eficiencia Energética	• Despacho automático de reactivos de la red de distribución. • El SCADA, OMS y DMS utilizados deben incluir más análisis y control de la operación en tiempo real. • Manejo de la participación del consumidor mediante los medidores inteligentes. • Incorporación de recursos energéticos distribuidos. • Optimización de la demanda utilizando modelos de carga y tarifas que permitan que con la participación activa de los clientes se disminuyan los picos de la demanda diaria.

En la automatización de la distribución El DMS (Distribution Management System) juega un papel muy importante; un sistema de gestión de la distribución es una colección de aplicaciones diseñadas para supervisar y controlar toda la red de distribución de manera eficiente y confiable. Actúa como un sistema de soporte de decisiones para ayudar al personal de operación de sala de control y de campo con el seguimiento y control del sistema de distribución eléctrica. El mejoramiento de la confiabilidad y calidad de servicio en términos de reducción de las interrupciones, minimizando el tiempo de interrupción del servicio y el mantenimiento de los niveles de frecuencia y tensión aceptables son los principales objetivos de un DMS [15].

La mayoría de las empresas de distribución han utilizado soluciones de tecnología de información a través de su OMS (Outage management System) Sistema de Gestión de Apagones que hace uso de otros sistemas como el Sistema de Información al Cliente (CIS), Sistema de Información Geográfica (GIS) y el Sistema de Respuesta de Voz Interactiva (IVRS). Un sistema de gestión de interrupciones tiene un modelo de componente / conectividad de red del sistema de distribución. Mediante la combinación de las ubicaciones de las llamadas de interrupción de los clientes con el conocimiento de las ubicaciones de los dispositivos de protección (tales como interruptores de circuito). [14]

En la red, un listado de reglas previamente configuradas se utiliza para predecir la ubicación de la falla. Con base en esta información se realiza una ruta de restablecimiento y de esa manera se realiza el despliegue de los móviles que reparan los daños [14].

Las empresas de distribución inicialmente empezaron a usar Software SCADA (Software de supervisión, control y adquisición de datos), sólo en las subestaciones de nivel de tensión mayor; pero con el tiempo se fue extendiendo

dicho uso a niveles de tensión más bajos y con smart grids se debe llegar a nivel de usuario de baja tensión [14].

El DMS accede a los datos en tiempo real y le da toda la información necesaria para operar eficientemente al centro de control en una sola consola de manera integrada. El flujo de datos típico en un DMS cuenta con el sistema SCADA, el almacenamiento y recuperación de información del sistema (ISR), servidores de comunicaciones (COM), procesadores de aplicaciones para usuario (FEPs) y unidades de terminales remotas (RTU) o concentradores de señales [14].

- Generación Distribuida (DER Distributed Energy Resources)

La generación distribuida se constituye de fuentes de generación y/o almacenamiento que están conectadas a la red de distribución. Por sus bajos niveles de implementación que tienen (alrededor del 3,3 % de la demanda máxima para Colombia) en comparación con países Europeos, por lo que los recursos energéticos distribuidos no tienen gran efecto sobre el diseño del sistema, siempre que tengan una protección adecuada en el punto de interconexión.

Una *smart grid*, tiene gran potencial y flexibilidad para tener diversas fuentes de generación distribuida. Apenas el sistema empiece implementar generación distribuida, comienza a parecerse a un pequeño sistema de transmisión y las necesidades de diseño a considerar tienen cuestiones similares tales como la corriente de falla y el aumento de carga. [15]

Algunos atributos asociados generalmente a la generación distribuida son: [16].

- No ser planificada centralmente.
- No ser despachada o programada centralmente.
- Normalmente con potencia menor a 50 ó 100 MW.

- Usualmente conectada en las redes de distribución ($V \leq 145 \text{ kV}$).

Casi la totalidad de autores coinciden en una característica fundamental de la generación distribuida: estar conectada en las redes de distribución. Las mayores discrepancias surgen en el tamaño o potencia de la generación distribuida aunque siempre se trata de generadores de menor tamaño que los generadores tradicionales. Como se puede ver en la figura 6. Las smart grids permiten una conexión de diferentes tipos de fuentes de generación distribuida a la red, siendo el tipo de fuente instalado acorde con un objetivo que se tenga al momento de instalación.

En la generación distribuida se pueden identificar cuatro tipos de aplicaciones básicas, el primer escenario ubica a la generación distribuida como un sistema de generación principal y continuo, interconectado a la red de distribución para operaciones de compra y venta de energía. El segundo escenario muestra la generación distribuida como un sistema alternativo de respaldo para reducir el consumo desde la red de distribución en los periodos de mayor precio del kWh, de acuerdo con las fluctuaciones de la oferta en el mercado. El tercer caso ubica a la generación distribuida como un sistema de generación para poblaciones totalmente aisladas del sistema de interconexión eléctrica. Finalmente, el cuarto escenario sitúa la generación distribuida como un sistema de respaldo empleado especialmente en empresas de alto consumo energético solo en ciertos periodos del año, o para casos en los que se requiere elevar los niveles de confiabilidad en el suministro eléctrico. Sin embargo las discusiones acerca de las relaciones beneficio-coste real de las tecnologías de generación distribuida son un tema de permanente controversia.

Entendiendo el contexto en el que se ha desarrollado el sector eléctrico colombiano y conociendo las limitaciones para la instalación de nuevas redes, así como las restricciones económicas asociadas a muchos proyectos de

infraestructura eléctrica, resulta entonces en extremo atractivo el esquema ofrecido por la generación distribuida en el planteamiento de soluciones energéticas integrales basadas en combustibles o biocombustibles económicos y disponibles en lugares en los que pueda requerirse esta tecnología, con sistemas de bajas emisiones, y con la capacidad de surtir ciertas demandas, que no pueden ser cubiertas por la estructura de generación centralizada, transmisión y distribución, como por ejemplo las demandas de apartadas regiones rurales no interconectadas (lo cual es aproximadamente el 65% del territorio colombiano) o demandas de electricidad confiable y de precio estable para el sector industrial. Ejemplo de ellos los fondos FAZNI, FAER y PRONE, implementados para atender zonas interconectadas.

En la tabla 3 se muestra el estado de avance o maduración de los tipos de generación distribuida y los medios de almacenamiento.

Tabla 3. Estado de generación distribuida y almacenamiento

Generación Distribuida	maduras	Motor Alternativo
		Turbina de Gas
		Eólica
		Fotovoltaica
		Solar Térmica
	semimaduras	Biomasa/Biogas
		microturbina
		Pila de Combustible
	emergentes	Geotérmica
Marina		
Almacenamiento	maduras	Bombeo
		batería
	Semimaduras	Volante
		Térmico
		Aire a presión
	emergentes	Hidrógeno
		SMES
		Ultracondensadores

Fuente: <http://www.iea-isgan.org>

1.4 BENCHMARKING DE EMPRESAS DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO EN SMART GRIDS

En este numeral se presenta un ejercicio de benchmarking general del avance de las empresas del sector eléctrico colombiano en smart grids, tomando como punto de partida las tecnologías y aplicaciones fundamentales expuestas anteriormente y teniendo en cuenta la iniciativa Colombia Inteligente en donde se mencionan las empresas del sector colombiano que han iniciado su camino hacia una smart grid.

1.4.1 Definición de benchmarking. El Benchmarking se define como *“un proceso sistemático y continuo de evaluación de los productos, servicios y procedimientos de trabajo de las empresas que se reconocen como representantes de las mejores prácticas y el propósito es el mejoramiento organizacional”* (M. Spendolini, 1992) [18].

Según la definición de David T. Kearns, Director General de Xerox Corporation *“el benchmarking es un proceso sistemático y continuo para evaluar los productos, servicios y procesos de trabajo de las organizaciones reconocidas como las mejores prácticas, aquellos competidores más duros”* [19] .

De acuerdo con lo anterior y la mayoría de autores definen el benchmarking como un proceso continuo y sistemático de evaluación del quehacer de una empresa sea que se dedique a fabricación de productos, a prestar servicios o a realizar procesos, el objetivo es encontrar las mejores prácticas mediante una comparación de los principales representantes o de las empresas destacadas en lo que se está evaluando y proceder a realizar un plan de implementación de dichas mejores prácticas.

Para el presente trabajo, el Benchmarking tiene como objetivo realizar una comparación de las empresas del sector eléctrico colombiano que han implementado alguna o varias de las tecnologías y aplicaciones fundamentales de las *smart grid* expuestas, y mostrar los avances del panorama general. Adicionalmente y con base tanto en las tecnologías y aplicaciones fundamentales como en el benchmarking con otras empresas del sector eléctrico colombiano, se busca realizar un diagnóstico de la Electrificadora de Santander en el tema de *smart grids*.

1.4.2 Empresas del sector eléctrico colombiano consideradas en el benchmarking. El sistema eléctrico colombiano está conformado por agentes generadores, transmisores, operadores de red y comercializadores, a continuación se muestra una tabla donde se encuentra el número por cada tipo de actividad a diciembre del 2014 [4]:

Tabla 4. Agentes del mercado colombiano

Agentes del mercado		
Actividad	Registrados	Transando
Generadores	53	43
Transmisores	12	9
Operadores de red	31	29
Comercializadores	94	67
Fronteras usuarios regulados	8,872	
Fronteras usuarios no regulados	5,672	
Fronteras de alumbrado público	406	

Fuente: www.xm.com.co

La demanda de energía eléctrica en Colombia en 2013 alcanzó los 60,890 GWh, en la Figura 9 se muestra el comportamiento de la demanda real de energía y los tres escenarios de pronósticos de la UPME actualizados en las fechas establecidas a diciembre 2013 [4].

Para definir las empresas con las cuales se realizará el benchmarking se tuvo como referencia las diversas presentaciones del programa de Colombia Inteligente [10], donde se destacan EPSA (Empresa de energía del pacífico), Electricaribe, EMCALI, Empresas Públicas de Medellín EPM y CODENSA.

Adicionalmente, se realizará el Benchmarking de la Electrificadora de Santander, esto con el fin de realizar un diagnóstico e incluir en el tercer capítulo las consideraciones a tener en cuenta para la elaboración de un mapa de ruta para la implementación de smart grids en ESSA.

Las empresas anteriormente mencionadas tienen un porcentaje alto de participación en la demanda de energía del sector eléctrico colombiano por lo que se puede decir que representa cerca del 70% de la demanda de energía del país, esta información se verificará en los siguientes ítems.

- **Empresa de Energía del Pacífico (EPSA)**

EPSA presta servicio de energía en el Valle del Cauca y algunos lugares del Tolima, cuenta con 14 plantas de generación, una capacidad instalada de 959,5 MW, 274 km de redes de transmisión de 220 kV, 19.300 km de redes de distribución en baja tensión (13,2 kV), media tensión (34,5 kV) y alta tensión (115 kV) y 75 subestaciones. Tiene 530.224 clientes, 14 oficinas comerciales, 14 puntos de atención y pago, 52 puntos de atención telefónica y 734 puntos de recaudo en todo el Valle del Cauca [20].

En la tabla 5 se muestran las ventas de energía desde el año 2010 hasta el año 2013, y teniendo en cuenta que en el año 2013 la demanda del SIN fue de 60890 GWh, se puede concluir que EPSA tiene una participación del 1.2% de demanda de electricidad de Colombia [20].

Tabla 5. Energía distribuida por región EPSA en 2013[20]

Ventas de electricidad en GWh	2010	2011	2012	Meta 2013
Ventas en el mercado minorista	1623,1	1610,2	1820,8	1804,7
Mercado Regulado	1035	1029	1072,5	1092,9
Mercado No Regulado	588,1	581,2	748,3	711,8

Fuente: <http://www.epsa.com.co/nosotros/transmisi3n-y-distribuci3n-de-energ3a>

- **ELECTRICARIBE (Electrificadora del Caribe)**

Electricaribe es una empresa de distribución y comercialización que está presente en los siete departamentos de la Costa Atlántica colombiana: Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena, Sucre y Atlántico. En esta extensión atiende a más de 2,3 millones de clientes residenciales, oficiales, comerciales e industriales [21].

A diciembre de 2013, prestaba servicio a 2.395.565 clientes y tiene aproximadamente 52.377 kilómetros de redes, de los cuales 30.091 corresponden a redes de media tensión, 1.661 a redes de alta tensión y 20.625 a redes de baja tensión, así como 186 subestaciones distribuidas en los siete departamentos de la Costa [21].

La demanda de energía eléctrica en la Región Caribe alcanzó los 13.221 GWh al año, lo que representa el 22% de la demanda total del país. Para Electricaribe la entrada de energía durante el 2013 fue de 12.980 GWh. Representando Electricaribe un 21% de la demanda nacional aproximadamente [21].

- **EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI (EMCALI)**

EMCALI es una empresa prestadora de servicios públicos (energía, acueducto, alcantarillado y telecomunicaciones) que presta sus servicios de electricidad a los municipios de Cali, Yumbo y Puerto Tejada, y de acueducto y alcantarillado en el casco urbano de Cali y Yumbo [22].

En el año 2011 tenía 20 subestaciones, una capacidad instalada en transformación de 1.578 MW, 140 circuitos de distribución a 13.5 kV, 25 a 34,5 kV y 1 a 115 kV, 14 enlaces de subtransmisión, 9248 Transformadores Propios y Particulares 8.310 para un total 17.436 transformadores de distribución, más de 2.130 kilómetros de red aérea y 314 km de red subterránea para un total 2.400 km de Red en los municipios de Cali, Yumbo y Puerto Tejada y aproximadamente 577.001 clientes [22].

Las ventas de energía son alrededor de 1.800 GWH-año Mercado Regulado y el no Regulado 500 GWH-año, para un total de 2.300 GWH-año, representando cerca del 6% de la demanda nacional [22].

- **EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN (EPM)**

EPM ocupa un lugar destacado en el sector eléctrico colombiano, con una participación del 21.11% de la demanda atendida en el país. En el 2011 contaba con una capacidad efectiva neta del sistema de generación de energía de 3,257.61 MW, el sistema de distribución de energía es el 16.2% del total nacional, tiene 25 centrales hidroeléctricas, una térmica y un parque eólico llamado Jepírachi [23].

A nivel de activos EPM cuenta con 64,107 km de líneas de transmisión y distribución, 107,062 transformadores y 134 subestaciones [23].

EPM presta el servicio de energía eléctrica en 123 municipios de Antioquia y uno de Chocó, en el resto del país en 340 municipios a través de sus filiales CHEC, EDEQ, ESSA y CENS [23].

- **CODENSA**

CODENSA S.A. ESP. es una compañía colombiana, dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica. Presta el servicio de energía eléctrica en 103 municipios de Cundinamarca. Estos son los aspectos más relevantes [24]:

- Más de 120 Subestaciones
- 2,8 millones de clientes..
- Cuenta con más de 41.000 Kilómetros de redes de Media y Baja Tensión, extendidas a lo largo de Bogotá y la zona rural de Cundinamarca.
- Tiene una participación en el mercado del país superior al 24%.

1.4.3 Benchmarking entre empresas del sector eléctrico colombiano. De acuerdo con la información recopilada en las páginas oficiales de las empresas destacadas en la iniciativa Colombia Inteligente y de la información de la página de expertos en mercado, el operador oficial del sistema interconectado nacional, se tiene que las empresas seleccionadas para el Benchmarking y de las cuales se tiene información respecto a iniciativas de smart grids, representa aproximadamente el 72% de la demanda de energía del país.

La información recopilada corresponde a datos del año 2013, y ha sido la información posible de captar a través de internet, en los informes de gestión de cada empresa y en las presentaciones de avances de la iniciativa Colombia Inteligente. La información de la Electrificadora de Santander, si es la recopilada

con los diferentes grupos de trabajo que se encargan de realizar proyectos de modernización y actualización de tecnologías.

Para efectos de comparación se tomó como referencia las tecnologías y aplicaciones fundamentales de smart grid expuestas con anterioridad, como resultado se obtiene el cuadro presentado a continuación:

Tabla 6. Benchmarking empresas del sector eléctrico colombiano

Empresa	Infraestructura de medición avanzada	Automatización de la distribución	Recursos energéticos distribuidos.
EPSA [10]	Implementación de medida avanzada con 9000 medidores AMR reducción de pérdidas de 5 GWh al Año (Reduciendo 1375 Ton de emisiones de CO₂ /Año)y 2000 Medidores AMI que cuidan el 50% de la energía entregada y el 100% de la Energía recibida. Desarrollo de un centro de gestión de la medida MDM sobre arquitecturas estándar.	Estudio e implementación de soluciones virtuales para clientes. Desarrollo de modelos de redes inteligentes para EPSA, Fase 1 por un valor 8068 millones de pesos. Desarrollo de un modelo común de información CIM para EPSA basado en el modelo Intelligrid.	Exploración de soluciones de energía solar para Cliente Final.

ELECTRI CARIBE [10, 25]	Desde 2006 comenzó en el proceso de renovación tecnológica de su parque de medida en los 7 departamentos de la región Caribe • 60 000 clientes con Medida Centralizada que registran y apoyan al control de 16 GWh/mes. • Disminución de Pérdidas No Técnicas del orden de 25 GWh acumulados (Equivalente a dejar de emitir unas 6900 Toneladas de CO2) con el consiguiente incremento en ventas y mejora de los índices de recaudo. • Inversión realizada aprox. 6 millones de dólares.	Implementación del protocolo IEC 61850 en 7 subestaciones de nivel 4. Implementación de Telecontrol de 31 nuevos puntos en la red de media tensión llegando a 614 y la actualización de la tecnología de la comunicación, cambiando de módems a tecnología dual en 103 puntos de arquitectura de la red. Modernización de protecciones, cambiaron 80 protecciones a niveles de tensión 4,2 y 3 y su integración a través del protocolo IEC 61850 al sistema de control de 8 subestaciones.	
--	---	---	--

	Instalación de módem bidireccionales a los medidores y un kit de Sensores • control de posibles manipulaciones no autorizadas. • Protección en 5000 clientes.		
EMCALI [10, 26,27]	Más de 10.500 medidores de tecnología AMI TWACS instalados. Seis subestaciones y 137.000 usuarios con Comunicación. Integración con el Sistema Comercial Conexión / desconexión remota Sistema Prepago implementado Gestión pérdidas: entre el 4 y 6% en transformadores intervenidos	Adquisición e implementación de Tecnologías Smart grid para los negocios de Comercialización y Distribución de Energía a través de la puesta en servicio del Centro de Control de Energía en la Subestación Sur y de la puesta en operación de la medida remota para el análisis de la Demanda. Inversión de 12000 millones de pesos. Equipos de flexibilidad automatizados que permiten mejorar la calidad y eficiencia del Sistema, reconectores y cajas de maniobra, se tenía previstos para el 2014, 13 equipos de este tipo. Conectar las subestaciones con anillo de fibra óptica dedicada para la operación de protecciones diferenciales y soportar la operación automatizada del SDL para	Mediante proyecto piloto EMCALI instaló paneles solares fotovoltaicos en cinco casas del sector de Potrero Grande, en el oriente de Cali. De funcionar el piloto se replicará en 4000 viviendas, resultados del piloto no se han dado a conocer. Estos paneles cuentan con medición bidireccional

	Efectividad en comunicación: mejor que 99% Simplicidad instalación, comunicación, diagnostico de fallas A octubre de 2013 se tiene incorporado 1.528 clientes en energía prepago. Presentación Colombia Inteligente 2013.	mejorar la eficiencia del sistema. Un anillo de 70 km.	. Proyecto de estudio y explotación comercial de vehículos eléctricos, para el cual EMCALI presupuesto 100 millones de pesos.
EPM [10]	Sistema Prepago de Energía. Desarrollo y producción local de medidores prepago de energía eléctrica, a precios competitivos y conforme a estándares internacionales (IEC, NTC, STS)	SCADA/EMS, MAR (DMS) SCADA Integración de Electricidad and Gas DASip (Adquisición de datos IP IEC 104) Centro de control virtual con la filial EDEQ –Multisite Common information model CIM. (Primeros pasos). Substation Automation System. Standard IEC 61850 for integración de IEDs Communications Gateway and LAN network en Subestaciones eléctricas.	Proyecto Eólico Jepirachi. Tiene una capacidad instalada de 19,5 MW de potencia nominal, con 15 aerogeneradores de 1,3 MW cada uno en una extensión de un kilómetro cuadrado. .

		Proyecto Piloto de Loop automation. Proyecto Piloto PMUs (Phasor Measurement Unit) Proyecto Piloto Gestión Remota del alumbrado público Redes de telecomunicaciones de nueva generación. EPM cuenta con aproximadamente 120 subestaciones de energía, aproximadamente el 50% están interconectadas y telecontroladas desde un único sistema SCADA. Estándar IEC 61970 define Arquitectura y modelos de información para EMS. Estándar IEC 61968 define Arquitectura y modelos de información para DMS Estándar IEC 61850 define Automatización de Subestaciones Eléctricas.	
CODEN SA [28,29]		Ejecuta el Proyecto SCADA en 2012 para la modernización de la plataforma de mando y adquisición de datos en tiempo real, permitiendo el monitoreo y control de la infraestructura eléctrica con	Movilidad eléctrica. Actualmente el piloto de taxis eléctricos cuenta con la participación

		más de cincuenta mil puntos de control para CODENSA. Proyecto METROLAN, se modernizó la red de telecomunicaciones de CODENSA con productos de tecnología abierta de última generación, mayor capacidad y alta velocidad para transportar servicios de datos, voz y video. Proyecto que da inicio al despliegue corporativo de la capa de aplicaciones técnicas en la región. Entre las funcionalidades del sistema se encuentran: • Operación de la red eléctrica desde un centro de control de media tensión. • Recepción de señales alarmas provenientes del sistema SCADA. • Cálculo de índices de calidad de suministro. • Cartografía Web para visualización de instalaciones. [https://prezi.com/v3odmfng9guo/red-metrolan-smart-grid-codensa-sa-esp/]	de 39 vehículos, lo que lo convierte en el más grande de Latinoamérica. Estos vehículos han recorrido un total de un 1.500.000 kilómetros, evitando la emisión de 181 Toneladas de CO2 . En abril del 2014 se realizó el lanzamiento de una nueva estación de recarga, ubicada en la Unidad Deportiva el Salitre (UDS), ampliando la infraestructura para el piloto a un total de 36 puntos de recarga. Con el objetivo de realizar un proceso de
--	--	--	---

		[http://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-12921979] Codensa Memoria Anual 2012	apropiación tecnológica y entendimiento del mercado, se aprobó un presupuesto de \$ 395 Millones, para el montaje de un sistema fotovoltaico en una sede de la compañía y comprar equipos para el desarrollo de proyectos piloto en diferentes segmentos de clientes durante el primer semestre del 2015.
ESSA	Proyecto de medición prepago, se instalaron 737 medidores prepago a diciembre de 2011. Piloto de medición centralizada de 1 transformador con 175 clientes, se desarrolla la	SCADA, spectrum e intouch, se tienen integradas al SCADA 64 subestaciones supervisadas y telecontroladas desde el Centro de Control de ESSA. Actualmente se está poniendo en marcha el OMS. Instalación e integración de reconectores en todas las cabeceras de los circuitos de distribución. Se cuenta con un sistema de	Instalaciones de paneles solares en 15 escuelas de zona rural del departamento de Santander.

	tecnología en cooperación con la UIS.	gestión de distribución, Energis. El cual contiene toda la información de redes y activos de ESSA y OMS.	
--	---------------------------------------	--	--

Fuente: Autores

En Colombia se han dado pasos en casi todas las tecnologías y aplicaciones de smart grids, en muchos operadores de red se ha implementado tecnologías en el tema de Medición inteligente en todos los casos motivados por gestionar las pérdidas de energías (AMI, centralizada) y por la recuperación de cartera (Prepago).

La automatización en casi todos los Operadores de red llega hasta las subestaciones y en algunos casos las cabeceras de los circuitos y equipos reconectores para hacer suplencias, la motivación de estas tecnologías en todos los casos ha sido mejorar la calidad en la prestación del servicio y los indicadores de calidad, además de dar cumplimiento al esquema de calidad de la CREG 097 del 2008.

La generación distribuida se ha presentado como tal por el hecho de incursionar en las energías renovables y más que todo a nivel de piloto. Tanto en el caso de ESSA como de EMCALI se han realizado pilotos de generación fotovoltaica enfocados a beneficiar los sectores más vulnerables. En cambio en el caso de EPM, el parque eólico Jepirachi surge como una iniciativa de incursionar en energías renovables y revisar el comportamiento de dicha tecnología a fin de aprovechar este recurso en nuestro país.

Es importante observar que pese a los avances y pasos dados por las empresas del sector eléctrico colombiano en el campo de smart grids, en este momento no se encuentra en Colombia como tal una smart grid conformada por todas las tecnologías y aplicaciones fundamentales para poder llamársele así.

1.5 DIAGNÓSTICO DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P

La Electrificadora de Santander de acuerdo con sus objetivos estratégicos ha dado pasos en aplicaciones y algunas tecnologías smart grid, a continuación se hace un resumen de los proyectos e iniciativas que podrían enmarcarse dentro del concepto smart grids.

1.5.1 Infraestructura de Medición Avanzada

- **Proyecto de Medición Centralizada**

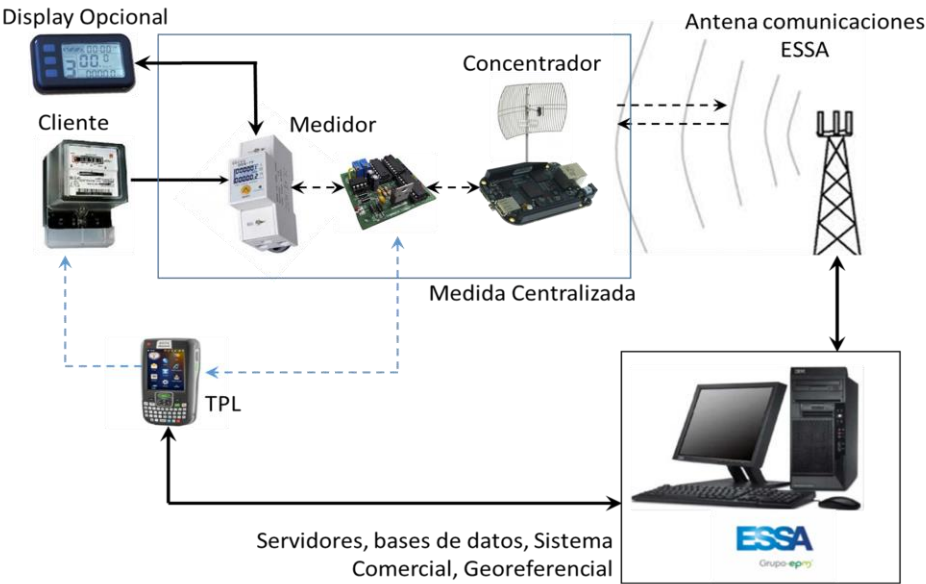
Problemática: Identificar y aumentar la efectividad en el direccionamiento de las actividades de revisión en los transformadores de distribución reincidentes en pérdidas de energía.

Con el objetivo de mejorar el índice de pérdidas se creó el proyecto de medición centralizada con apoyo de la UIS, los siguientes han sido los desarrollos presentados:

1. Prototipo 2007 Barrio Cristo Rey. Inversión \$ 752.648.000. Fue intervenido 1 transformador con 68 clientes. Costo por usuario: \$10.671.294.
2. Primer piloto 2012 en el barrio la Feria de Piedecuesta con una inversión de \$108 millones de pesos. Se intervino un transformador con 175 clientes, el costo por usuario fue de \$617.143.
3. Segundo piloto 2013-2015 en Barranca, Bucaramanga y Puerto Wilches, con una inversión de \$814 millones de pesos, se interviene 12 transformadores con 1671 clientes, el precio por usuario es \$487.433.

Esquema de funcionamiento:

Figura 2. Funcionamiento medición centralizada, piloto ESSA.



Fuente: ESSA

Funciones de la medición centralizada:

Tabla 7. Descripción de funcionalidades de la medición centralizada.

FUNCIONALIDADES	DESCRIPCIÓN ESTRATEGIAS						
	TIPO DE MEDIDA			TECNOLOGÍA			
	TRASLADO MEDIDOR A POSTE	MEDIDOR BICUERPO	MEDIDOR CONVENCIONAL	MEDIDOR PREPAGO	MEDIDOR DIN ESPEJO TIPO RFI	MEDIDA CENTRALIZADA CONVENCIONAL	MEDIDA CENTRALIZADA ESSA
Monitoreo en tiempo real de la medida del cliente y los ramales de BT para detectar defraudación de energía							✓
Lectura remota y de forma masiva con la TPL.							✓
Monitoreo en calidad de la potencia en baja tensión (identificación de pérdidas técnicas)							✓
Software de gestión propiedad ESSA e integrados con la base de datos puede ser usado como medida espejo permanente, con toma de lecturas en la TPL de forma local o remota y que no afecte la facturación del cliente. Las cajas de derivación se pueden instalar sobre el apoyo o la red.							✓

Fuente: ESSA

- **Energía prepago**

El proyecto de Energía Prepago fue presentado en 2011, con el propósito inicial de instalar en tres años 5.400 medidores prepago en un mercado objetivo de clientes residenciales ubicados en Bucaramanga y Barrancabermeja de los estratos 1,2 y 3 con cartera morosa superior o igual a 90 días.

A continuación se muestran los resultados alcanzados a diciembre de 2014:

Tabla 8. Resultados energía prepago a dic de 2014 en ESSA

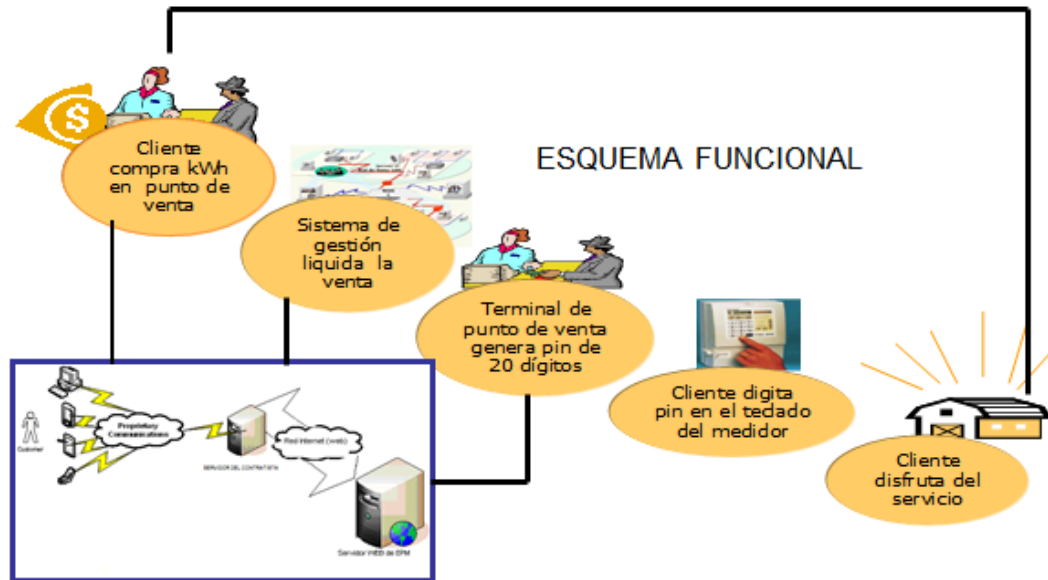
Informe de Gestión			
Indicador	Energía prepago		
	2012	2013	2014
Número de instalaciones conectadas	1177	1653	1599
Número de personas impactadas	3531	6612	6396
Consumo promedio kWh por instalación prepago	1187	1359	1378
Consumo promedio kWh por instalación postpago	1641	1672	1690

Fuente: ESSA

En lo que lleva el programa se han instalado 4.429 medidores de energía prepago en los municipios de Girón 20%, Bucaramanga 18% y Barrancabermeja 17%.

Esquema funcional

Figura 3. Esquema funcional energía prepago ESSA



Fuente: ESSA

Una vez se instala el medidor de energía prepago, el usuario compra una tarjeta en los puntos 'vía baloto', los precios pueden oscilar entre los dos mil y los quince mil pesos. Luego se raspa una franja en el respaldo de la tarjeta y se descubre un código que se le indica a la operadora del call center de ESSA, en esa línea se preguntan los datos personales del cliente y luego se le indica a este un código de veinte dígitos, que se copia en una casilla de la tarjeta.

Con esa información, el cliente se puede acercar al medidor, ingresar los números y de inmediato recibe datos exactos de cuánta energía tiene para consumir. Todas las veces que el cliente considere necesario podrá observar los kilovatios-hora disponibles y cuando estén a punto de acabarse, sonará una alarma para avisar a los interesados. Incluso, de manera curiosa, en determinados momentos se apreciarán figuras de 'caras alegres o tristes', las

cuales darán cuenta de si el sistema está funcionando bien o si se registra algún tipo de falla.

Medidor prepago

Figura 4. Medidor prepago y funcionamiento.

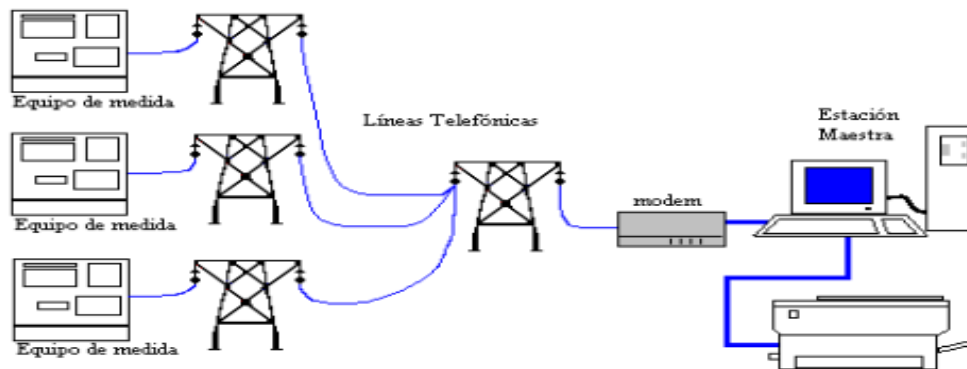


Fuente ESSA

- **Telemedida**

ESSA mediante el uso del software PrimeRead realiza tele medición remota de la fronteras con el Sistema de Transmisión Nacional y con clientes no regulados, en total cuenta con 787 fronteras con tele medición de la cuales se puede tener la medida horaria.

Figura 5. Esquema de Telemedición en ESSA.



Fuente ESSA

1.5.2 En automatización de la distribución

- **Programa REMOS (Remodelación y modernización de subestaciones de ESSA)**

Este programa consta de tres proyectos llamados: Proyecto SCADA, Proyecto Reposición y remodelación de subestaciones y Proyecto Modernización de subestaciones.

El programa tiene como objetivo la modernización y automatización de equipos de potencia, control, protecciones y automatización de las subestaciones de energía de ESSA en los niveles 230 kV 115 kV y 34,5 kV integrándolas a un sistema SCADA que permita realizar supervisión y control remoto.

De estos tres proyectos, se puede decir que dos están enfocados en automatización de subestaciones y sobre la base del proyecto SCADA también a futuro de realizar la integración de equipos de corte en el SDL.

• Proyecto SCADA

Tiene como objetivo la adecuación física del centro de control de ESSA, la adecuación y puesta en servicio del sistema de automatización de subestaciones de ESSA y modernización del sistema SCADA para realizar supervisión y control remoto. A continuación se muestra una tabla con el listado de las subestaciones convencionales (Con caseta de control) y simplificadas (Tipo exterior, sin caseta de control) que hasta el momento tienen supervisión y telecontrol:

Tabla 9. Subestaciones integradas al software SCADA de ESSA.

	SUBESTACIONES INTEGRADAS AL SCADA						
	Convencional				Simplificada		
	Subestación	Nivel de Integración		Observaciones	Subestación	Nivel de Integración	
		Supervisada	Telecontrolada			Supervisada	Telecontrolada
SCADA	Piedecuesta	✓	✓		Bellavista	✓	✓
	Puerto Wilches	✓	✓		Cocos	✓	✓
	Principal	✓	✓		Hamacas	✓	✓
	Norte	✓	✓		Llano grande	✓	✓
	Conucos	✓	✓		San Cristóbal	✓	✓
	Minas	✓	✓		Las villas	✓	✓
	Bucarica	✓	✓		La granja	✓	✓
	Bosque	✓	✓		El cero	✓	✓
	Caneyes	✓	✓		Rionegro	✓	✓
	Florida	✓	✓		Mesa de los santos	✓	✓
	San Alberto	✓	✓		Matanza	✓	✓
	Termobarranca	✓	✓	Equipos Obsoletos	California	✓	✓
	Barbosa	✓	✓	Equipos Obsoletos	Esperanza	✓	✓
	San Gil	✓	✓	Equipos Obsoletos	San Martín	✓	✓
	Cimitarra	✓	✓	Equipos Obsoletos	Zapatoca	✓	✓
	San silvestre	✓	✓	Equipos Obsoletos	Cuchilla del ramo	✓	✓
	Bucaramanga	✓	✓	Equipos Obsoletos	Puente Sogamoso	✓	✓
	Socorro	✓	✓	Equipos Obsoletos	Lebrija	✓	✓
	Lizama	✓	✓	Equipos Obsoletos	Cabecera	✓	✓
	García Rovira	✓	✓	Equipos Obsoletos	San Andrés	✓	✓
	Panaso	✓	✓	Equipos Obsoletos	Capitanejo	✓	✓
	Sabana	✓	✓	Equipos Obsoletos	Puerto Araujo	✓	✓
					Landazuri	✓	✓
					Chicamocha	✓	✓
					Oiba	✓	✓
					Acuarela	✓	✓
					Charala	✓	✓
					San Vicente	✓	✓
					El Carmen	✓	✓
					LA Feria	✓	✓
					KM8	✓	✓
					Sucre	✓	✓
					Velez	✓	✓
					El Llanito	✓	✓
					Laguna	✓	✓
					Trincheras	✓	✓
					Contratación	✓	✓
					Vado Real	✓	✓
					San Pablo	✓	✓
					Canta Gallo	✓	✓
					Café Corriendo	✓	✓
	Ponderado				Ponderado		
	22 de 26				41 de 50		

Fuente: ESSA

Adicionalmente se adquirió un nuevo software SCADA llamado Sinaut spectrum, con el fin de homologar con la casa matriz EPM.

Dentro del proyecto SCADA se está realizando la estandarización y uso del protocolo IEC 61850 para la integración de los relés. También se tiene estandarizada las arquitecturas de comunicaciones usadas en cada nivel de tensión.

- **Sistema de calidad de la potencia a través de Webreach**

ESSA instaló medidores IONEnterprise de Schneider electric con el fin de realizar supervisión de la calidad de la onda de tensión en las subestaciones de ESSA. Estos medidores y el software Webreach permiten recibir informe de cuando hubo apertura de un alimentador o línea y adicionalmente muestra los eventos de tensión ocurridos, sags, swells y perfiles de tensión de las subestaciones integradas.

- **Desarrollo de OMS en el Sistema de Georeferenciación Energis**

ESSA cuenta con un GIS llamado Energis, que fue diseñado exclusivamente para la empresa y en donde se encuentra toda la información gráfica y no gráfica de la red y las subestaciones del sistema.

El OMS es un sistema de apoyo a los operadores del centro de control de electrificadora para restablecer el sistema ante interrupciones (Eventos) programadas o no programadas de forma optimizada, esto es, conservando los DES, FES, mayor número de clientes restablecidos, pérdidas, entre otros. El Producto Software EnerGis implementa este sistema en los módulos de:

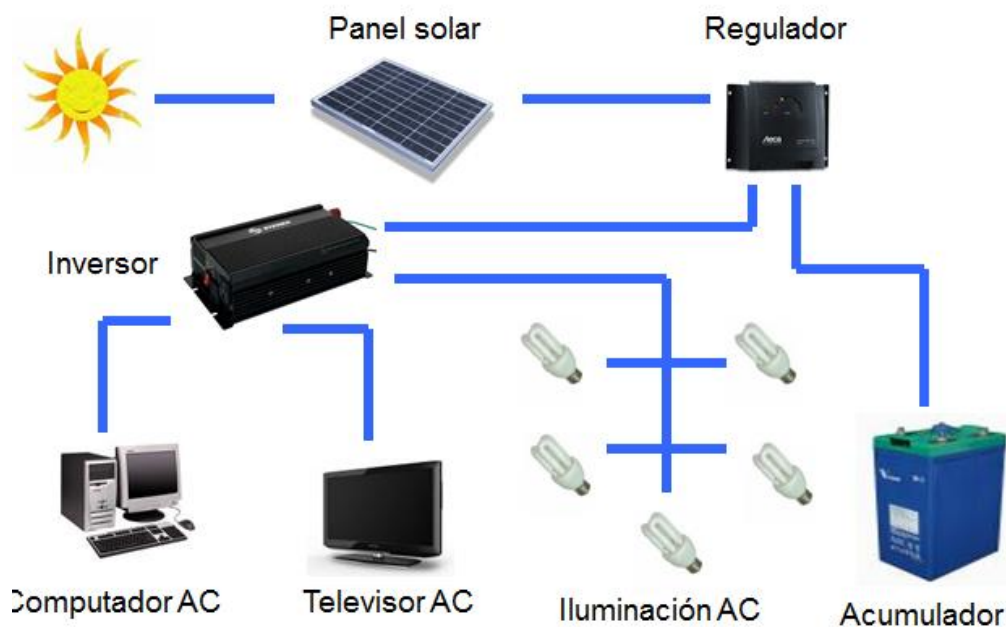
- Cartografía: la cartografía será su entorno natural donde se podrá observar el estado de los tramos, elementos abiertos, elemento de falla, realimentaciones y administración de mensajes
- Operaciones (SOE): el módulo de interrupciones contiene el motor del SOE el cual realizará las simulaciones del sistema eléctrico.
- Subestaciones: En el módulo de subestaciones se observa la normalidad de los elementos y es donde se realiza la operación.
- Vista lateral: En el módulo de vista lateral se realizan las operaciones de distribución.

1.5.3 Generación Distribuida. En el tema de generación distribuida ESSA incursionó con la instalación de sistemas de generación fotovoltaica en quince escuelas rurales de difícil acceso del departamento de Santander.

Los elementos a los cuales el sistema puede suministrar energía son: Bombillas ahorradores de 20 W, televisor, radio, grabadora, licuadora, computador portátil o de escritorio, celulares, ventilador, DVD, entre otros.

Los elementos que no deben instalarse por restricciones de diseño y protecciones del sistema son: Plancha, Nevera, olla arrocera, sandwichera, y demás elementos resistivos y/o motores grandes.

Figura 6. Componentes de sistema fotovoltaico instalado por ESSA en quince escuelas rurales.



Fuente: ESSA

Las especificaciones de los equipos utilizados son: Cuatro paneles solares de 130 W, 6 baterías libres de mantenimiento plomo – ácido 2V, 400 AH, un controlador electrónico de 12 VDC 40 Amperes y un inversor de tensión 12 VDC a 120 VAC 400W.

El diagnóstico de la Electrificadora de Santander muestra que ESSA ha realizado avances en casi todas las tecnologías y aplicaciones fundamentales en smartgrid y si se compara con otras empresas del sector eléctrico colombiano no está lejos de los avances realizados.

Se está bastante lejos que el sistema de distribución local sea en su totalidad una smartgrid, y en este momento no se han dado pasos en torno a la creación de un plan o mapa de ruta en la implementación de smartgrids.

Debido a esto, en el capítulo tres se tratarán algunas barreras tecnológicas, de regulación y económicas que deben superarse y adicionalmente unas consideraciones para la realización de un mapa de ruta en la implementación de *smart grids* en ESSA.

1.6 SÍNTESIS DEL BENCHMARKING

Se tomó como base para la realización del benchmarking la definición de tres tecnologías mínimas que debe tener una red para llamarse *smart grid*, estas son: infraestructura de medición avanzada, automación avanzada y recursos energéticos distribuidos.

A partir de esto, se revisó la información de las empresas que según la iniciativa nacional Colombia inteligente tenían avances en temas de smartgrids, con la revisión se puede decir que en Colombia algunas empresas del sector han dado pasos en algunas tecnologías, siendo predominante el tema de medición inteligente.

Los objetivos principales por los cuales las empresas del sector eléctrico Colombiano han iniciado avances en medición inteligente ha sido por reducción de pérdidas (medición centralizada) y recuperación de cartera (sistema de energía prepago), pero la filosofía que debiera ser para este tipo de tecnologías que es el mejoramiento de la calidad del servicio, la gestión de la demanda y mejorar el tiempo de restablecimiento en caso de cortes no ha sido el objetivo

principal de dichos avances y puede ser ese el principal motivo por el cual no se ha intensificado su implementación.

En el tema de automatización se encuentra que la mayoría de empresas tienen automatizadas sus subestaciones pero hasta el nivel de cabecera del circuito, sin embargo no se ven casos en los cuales se tenga automatizado a niveles de distribución, ni que se pueda telecontrolar cada nodo importante de un circuito.

Para el caso de ESSA los proyectos de automatización se han enfocado en automatización control y supervisión hasta la subestaciones y circuitos en sus cabeceras, y en el momento se están adelantando estudios para instalar equipos de corte a lo largo de los alimentadores con el fin de optimizar suplencias y de mejorar la selectividad de protecciones en las fallas.

Generación distribuida si es un tema que en Colombia ha estado muy inclinado hacia la generación fotovoltaica, y en la mayoría de los casos han sido labores de tema social en lugares apartados o en barrios en los que se espera los usuarios obtengan beneficios.

De todo lo anterior se puede decir que el sector eléctrico Colombiano si ha dado pasos en las tecnologías *smart grid*, sin embargo no se tiene una visión clara ni un objetivo colectivo planteado a nivel de los operadores de red, entonces todas las iniciativas han sido como puntos apartes que no han logrado establecer como tal una *smart grid* que se encuentre en funcionamiento comercial.

2. REVISIÓN DE LA REGULACIÓN EN UN CASO INTERNACIONAL Y EN COLOMBIA.

A continuación, se destacan las principales directivas, recomendaciones y reglamentos que componen el marco legal de las aplicaciones *Smart Grid* en la actualidad.

2.1. UNIÓN EUROPEA [30]

DIRECTIVA 2004/8/CE

Del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.

“DIRECTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO del 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables”

En la que con el apoyo del Parlamento Europeo y de los Estados miembros, se acordó establecer un objetivo vinculante para que el 20% del consumo energético de 2020 proceda de fuentes renovables, teniendo en cuenta la situación específica de cada Estado Miembro. También adoptó el compromiso de reducir al menos un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero en 2020 respecto a las de 1990, lograr un ahorro energético en ese año del 20% y que los biocombustibles alcancen el 10% en el conjunto de los combustibles (gasóleo y gasolina) de transporte consumidos en la UE.

“DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO del 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad”

Esta Directiva trata sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, con la finalidad de dar una posibilidad real de elección a todos los consumidores de la Unión Europea, de crear nuevas oportunidades comerciales

y de fomentar el comercio transfronterizo. También se define que los Estados miembros deben fomentar la modernización de las redes de distribución, por ejemplo mediante la introducción de *SMART GRIDS* que se construirán de modo que promuevan la generación descentralizada y la eficiencia energética.

Garantiza la utilización del sistema de contador inteligente, que contribuya a la participación activa de los consumidores en el mercado de suministro de electricidad para la implementación se debe realizar una evaluación económica de todos los costes y beneficios a largo plazo para el mercado y el consumidor particular, o del método de medición inteligente que sea económicamente razonable y rentable y del plazo viable para su distribución. El proceso de implementación, se equipará, para 2020, al menos al 80% de los consumidores con sistemas de contador inteligente.

Unas de las principales preocupaciones de la Unión Europea es garantizar la interoperabilidad de los distribuidores en las redes, posibilitando la competencia de equipos en el mercado y por lo tanto reduciendo el precio a los consumidores, además de impedir la formación de posibles monopolios o barreras técnicas.

COMUNICACIÓN (2010) 639

Esta comunicación, titulada «Energía 2020: Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura», comienza con una reflexión sobre la importancia de la energía en nuestra vida diaria, el impacto de las emisiones de gases de efecto invernadero relacionadas con ella constituyen casi el 80 % del total de la UE y la necesidad de lograr un mercado europeo de la energía que funcione correctamente.

Este documento se estructura en cinco prioridades y dentro de cada una de ellas se señalan diferentes acciones para su cumplimiento.

- Prioridad 1. Conseguir una Europa eficiente desde el punto de vista energético
- Prioridad 2. Construir un mercado integrado paneuropeo de la energía
- Prioridad 3: Potenciar el papel de los consumidores y alcanzar el nivel máximo de seguridad y protección
- Prioridad 4: Ampliar el liderazgo de Europa en tecnologías de la energía e innovación
- Prioridad 5: Reforzar la dimensión exterior del mercado energético de la UE

COMUNICACIÓN (2011) 202

Esta comunicación, titulada «*SMART GRIDS*: de la innovación a la implantación», describe una *SMART GRID* mejorada a la que se ha añadido un sistema de comunicación digital bidireccional entre el proveedor y el consumidor y sistemas de control y de medición inteligentes.

Se establece pues, una vez más, la relación directa entre los sistemas inteligentes de medida y la nueva generación de red eléctrica, estableciendo literalmente que «la medición inteligente es habitualmente algo inherente a las *SMART GRIDS*».

Directiva europea 2001/77/CE

Del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, sobre la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de electricidad.

DIRECTIVA 2012/27/UE

Esta Directiva aborda la eficiencia energética y, da directrices sobre URE y los servicios energéticos; el uso de medidores individuales que reflejen exactamente su consumo real de energía y que proporcionen información sobre el tiempo real de uso, que se presente una facturación clara, basada en el consumo real, con la frecuencia suficiente para permitir que los clientes regulen su propio consumo de energía, que debe tenerse en cuenta la mayor eficiencia y el ahorro que se obtiene con la aplicación generalizada de innovaciones tecnológicas eficaces en cuanto a costos, como los contadores inteligentes mediante el uso de equipos con funciones que potencien el ahorro de energía y que respalden el desarrollo de los mercados de los servicios energéticos y de la gestión de la demanda.

RECOMENDACIÓN 2012/148/UE

Este documento comprende recomendaciones relativas a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente, describiendo que las *SMART GRIDS* representan un nuevo avance en el camino hacia una mayor capacitación de los consumidores, una mayor integración de las fuentes de energía renovables en la red, una mayor eficiencia energética, una considerable contribución a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, a la creación de puestos de trabajo y al desarrollo tecnológico en la Unión.

2.2. ESPAÑA [31]

Orden ministerial de 5 de septiembre de 1985
Por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5 MVA y centrales de autogeneración eléctrica.
Ley 54 de 1997
Dio el cambio más importante a nivel regulatorio, se introdujeron esquemas de mercado en actividades como generación y comercialización y se mantuvieron el transporte y la distribución como negocios regulados debido a su connotación de monopolios naturales.
RD 2818/1998, de 23 de diciembre,
Se establecen directrices sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Se otorgaba una prima adicional, diferente para cada tecnología, al precio medio del mercado mayorista “pool” para todas aquellas instalaciones de generación que se habían acogido al régimen especial de producción. No obstante algunas tecnologías como la solar, la eólica, la geotérmica, olas, mareas y rocas calientes y secas tenían la opción de recibir un precio fijo. Si bien se hacía referencia a la posibilidad de participación en el mercado mayorista por parte del régimen especial, la realidad fue bien distinta pues no existieron incentivos económicos suficientes mientras que sí había costos adicionales.
RD 1663/2000, de 29 de septiembre,
Por la que se establece conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de BT.
RD 841/2002

En el que se habilita la posibilidad de agregar su producción para poder acudir al mercado, incluso se plantea la posibilidad de participación en los mercados de operación del sistema (solución de restricciones técnicas, desvíos generación – consumo y servicios complementarios).

Sin embargo, esto va a obligar a las instalaciones basadas en energías renovables a tener que asociarse con otro tipo de tecnologías más predecibles para poder dar este servicio. Por lo tanto se crea la necesidad de que los agentes agreguen en sus ofertas un mix de tecnologías que puedan dar este servicio, lo que implica una barrera de entrada para la satisfacción del servicio.

En lo que respecta a las ofertas al mercado matizó lo siguiente:

- $P \geq 50$ MW: oferta obligatoria al mercado mayorista.
- $P \leq 50$ MW: oferta al mercado opcional.
- $P \leq 5$ MW: oferta al mercado opcional pero con condiciones.

RD 2392/2004

Metodología de la tarifa media de referencia (TMR) del RD 1432/2002.

Básicamente consta de dos alternativas en cuanto a la retribución de la generación se refiere:

- Por un lado la generación puede no acudir al mercado y percibir una cantidad constante por cada kWh producido.
- Por otro lado todas aquellas instalaciones que quieran acudir al mercado lo harán con los mismos derechos y obligaciones que el resto de generadores.

Adicionalmente, estableció el precio de la verificación de instalaciones fotovoltaicas y modificó los incentivos fijados por el RD 436/2004 para cogeneración.

RD 1110/2007

Aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, un conjunto de disposiciones que pretende cumplir con los requerimientos mínimos en lo referente a libertad de mercado y liquidación de la energía, y la estructura de precios de la energía se referencie a los costos reales de suministro. Incorpora aspectos relacionados con la telegestión al objeto de permitir el necesario desarrollo y adecuación de los sistemas y equipos de medida y define el denominado Sistema de Medidas del Sistema Eléctrico Nacional.

ORDEN ITC/3022/2007

Esta Orden, por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores de energía eléctrica que se habrá de instalar en suministros de energía eléctrica de hasta una potencia de 15 kW de activa, recoge con mayor detalle técnico los requerimientos en materia de discriminación horaria y gestión remota, los requisitos metrológicos que deben satisfacer estos equipos y los procedimientos de obligatorio cumplimiento en las fases de instalación, sustitución, verificación, inspección, etc. entre los que sobresalen:

- Gestión de, al menos, seis periodos de discriminación horaria, además configurables según calendario.
- Para cada periodo tarifario se almacenará: la energía activa consumida; la energía reactiva consumida en el cuadrante 1 y, opcionalmente, en el 4; y el máximo de potencia consumida y la fecha y hora en que esto suceda.
- Capacidad de registro de las curvas horarias de energía activa y reactiva, a escala horaria, con un tiempo mínimo de tres meses
- Al menos, dos tipos de registro de eventos: con un nivel de aparición previsiblemente bajo, como variaciones de tensión, cortes, alarmas, etc. y con un nivel de aparición mayor, como acceso por comunicaciones remotas y cambio de tarifa

ORDEN ITC/3860/2007

Esta Orden, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, recoge los detalles del denominado «Plan de sustitución de equipos de medida». Este plan implica que «todos los contadores de medida en suministros de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW deberán ser sustituidos por nuevos equipos que permitan la discriminación horaria y la telegestión antes del 31 de diciembre de 2018, mediante los siguientes plazos.

Plazo	Porcentaje de sustitución (según Orden ITC/3860/2007)
Entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2010	30
Entre el 1 de enero de 2011 y el 31 de diciembre de 2012	20
Entre el 1 de enero de 2013 y el 31 de diciembre de 2015	20
Entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2018	30

Tabla 3. Plazos y porcentajes del Plan de sustitución de equipos de medida según ITC/3860/2007

Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo,

Por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética. “Los gestores de carga del sistema son aquellas sociedades mercantiles de servicio de recarga energética que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética para vehículos eléctricos”

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, Por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, Supone un importante paso hacia el desarrollo de la generación distribuida y de las *SMART GRIDS* y simplifica las condiciones administrativas, contractuales, económicas y técnicas para la conexión de instalaciones de generación de pequeña potencia.

2.3. ESTADOS UNIDOS [32]

First DOE report on Smart Grids. **2008.**

Intelligrid Consortium and Program (EPRI) **2001.**

EPRI report on Smart Grid cost and benefits. **2011.**

Energy Independence and Security Act (EISA) of 2007 [Public Law 110-140-Dec 19, 2007]

La Ley de Independencia Energética y Seguridad de 2007 (EISA 2007) se convirtió en ley el 19 de diciembre de 2007. Los objetivos de la Independencia y Seguridad Energética están para mover a Estados Unidos hacia una mayor independencia y seguridad energética, para aumentar la producción de energía limpia combustibles renovables, para proteger a los consumidores, para aumentar la eficiencia de los productos, edificios y vehículos, para promover la investigación en e implementar opciones de captura de gases de efecto invernadero y de almacenamiento, y para mejorar la eficiencia energética del Gobierno Federal. Smart Grid se discutió en el Título XIII, Sección 1301-09. Sec. 1301. Declaración de la política de modernización de la red eléctrica. Sec. 1302. informe inteligente sistema de red. Sec. 1303. comité asesor de redes inteligentes y de la fuerza de

tareas de red inteligente. Sec. 1304. Inteligente de investigación de tecnología de redes, desarrollo y demostración. Sec. 1305. marco de interoperabilidad de redes inteligentes. Sec. 1306. pareo de fondos federales para los gastos de inversión en la red inteligentes. Sec. 1307. consideración Estado de red inteligente. Sec. 1308. Estudio del efecto de las leyes de alambre privadas en el desarrollo de instalaciones de cogeneración.

American Recovery and Reinvestment Act (ARRA) of 2009 [Public Law 111-5-Feb 17, 2009]

La Ley de Recuperación y Reinversión Americana del 2009 se convirtió en ley el 17 de febrero de 2009. Se discutió créditos suplementarios para la preservación y creación de empleos, la inversión en infraestructura, la eficiencia energética y la ciencia, la asistencia a los desempleados, y el Estado y la estabilización fiscal local para el año fiscal año que termina el 30 de septiembre de 2009. Resumen de la información relacionada con la red inteligente discute en la Sección 405 incluye: Dirige la Secretaría de Energía, en la aplicación de las iniciativas regionales de demostración de redes inteligentes, para proporcionar apoyo financiero a los proyectos en las áreas urbanas, suburbanas, tribales y rurales , incluidas las zonas donde los activos del sistema eléctrico son controlados por entidades sin fines de lucro y las áreas donde los activos del sistema eléctrico son controlados por empresas de servicios públicos propiedad de inversionistas. Encarga al Secretario que: (1) establecer un centro de información inteligente rejilla para que los datos de los proyectos y de otras fuentes disponibles para el público; y (2) la financiación condición previa a la utilización de este tipo de proyectos de demostración de protocolos y estándares abiertos disponibles (incluyendo las que están en Internet). Se extiende la autorización de los créditos para la red inteligente iniciativa de demostración regional indefinidamente. Aumenta de 20% a 50% el partido reembolso federal para la calificación de las inversiones de redes inteligentes bajo la rejilla inversión inteligente Programa Matching Grant. Deroga el requisito de que, en la fabricación de este tipo de subvenciones, el Secretario buscan recompensar la innovación y la adaptación temprana, incluso si el éxito no es completa, en lugar de despliegue de tecnologías probadas y comercialmente viables. Revisa la exclusión de calificar las inversiones de redes inteligentes de los gastos en tecnologías, dispositivos o equipos que son elegibles para los créditos o deducciones fiscales específicos. Se aplica la exclusión solamente a las tecnologías, dispositivos o equipos que utilizan este tipo de créditos fiscales o deducciones. Una renovación de las normas y procedimientos que rigen el fondo de contrapartida federal para los gastos de inversión en la red inteligentes. Requiere como condición para recibir

una beca que los receptores utilizan protocolos y estándares abiertos (incluidos los que se basan en Internet) , si está disponible y apropiada.

Energy and Water Development and Related Agencies Appropriations Act, 2010 [Public Law 111-85-Oct 28, 2009]

La Ley de Asignaciones Energía y desarrollo Agua y Agencias Relacionadas de 2010 se convirtió en ley el 28 de octubre de 2009. Se discutió créditos para la energía y el desarrollo del agua y los organismos conexos para el año fiscal que termina el 30 de septiembre de 2010. Smart Grid se discutió en el Título III : Departamento de Energía que [Para el departamento de los gastos de energía, incluyendo la compra, construcción y adquisición de bienes de capital de la planta y, y otros gastos necesarios para las actividades de entrega de la electricidad y confiabilidad de energía para llevar a cabo los propósitos de la Ley del Departamento de Organización de la Energía (42 USC 7101 y siguientes), incluyendo la adquisición o expropiación de cualquier bien inmueble o cualquier instalación o de planta o adquisición instalación, construcción o ampliación, \$ 171 982 000, para permanecer disponibles hasta gastados:. Siempre que, dentro de los fondos disponibles financiación del Secretario establecerá una organización de seguridad cibernética sector energético nacional independiente para instituir las prioridades de investigación, desarrollo y despliegue, incluidas las políticas y protocolos para asegurar la implementación efectiva de la prueba y la tecnología validada y controles de software para proteger la red de energía eléctrica y mayor integración de la tecnología de redes inteligentes para mejorar la seguridad de la red eléctrica: Se suministra además, que dentro de los 60 días de la promulgación, el Secretario invitará solicitudes de entidades calificadas con el fin de formar y gobernar una organización cibernética sector energético nacional que tiene el conocimiento y la capacidad para enfocar la investigación en seguridad cibernética y el desarrollo y para identificar y difundir las mejores prácticas; organizar la recogida, análisis y difusión de vulnerabilidades de la infraestructura y las amenazas; trabajar en cooperación con el Departamento de Energía y otras agencias federales para identificar áreas en las que las agencias federales con jurisdicción pueden apoyar mejor los esfuerzos para mejorar la seguridad de la red eléctrica de alimentación a granel: Disponiéndose, además, que, de la cantidad consignada en el presente apartado, se utilizarán \$ 13.075.000 para proyectos específicos en la tabla que aparece bajo el título [Congreso Directed Suministro de Electricidad y Energía Proyectos Fiabilidad] en la exposición de motivos que acompaña el informe conjunto de conferencias

FERC Smart Grid Policy [Docket No. PL09-4-000]

Esta Declaración de política ofrece orientación sobre el desarrollo de una red inteligente para el sistema de transmisión eléctrica nacional, centrándose en el desarrollo de estándares clave para lograr la interoperabilidad y funcionalidad de los sistemas de redes inteligentes y dispositivos. En respuesta a la necesidad de una acción urgente sobre los posibles retos para el sistema de volumen de energía, en esta Declaración de Política de la Comisión proporciona orientación adicional sobre las normas para ayudar a darse cuenta de una red inteligente. Normas clave discutidas en esta política son: la seguridad del sistema, la comunicación y la coordinación a través de interfaces entre sistemas, de área amplia conciencia de la situación, la respuesta de la demanda, almacenamiento de energía eléctrica, y vehículos eléctricos. Asimismo, la Comisión adopta una política de tipo provisional para el período hasta que los estándares de interoperabilidad son adoptadas por la Comisión, que animará la inversión en sistemas de redes inteligentes.

2.4. COLOMBIA [33]

Leyes 142 de 1994 (Ley de servicios públicos), 143 de 1994 (Ley eléctrica)

En ninguna se hace referencia al término generación distribuida. En cambio, si se tratan modalidades como la autogeneración y cogeneración.

La generación se define en la Ley 142 de 1994 como una actividad complementaria del servicio de energía eléctrica.

Define así al autogenerador, como aquel agente generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades.

En cuanto a los derechos de los usuarios indica:

“Obtener de las empresas la medición de sus consumos reales mediante instrumentos tecnológicos apropiados, dentro de plazos y términos que para los efectos fije la comisión reguladora, con atención a la capacidad técnica y financiera de las empresas o las categorías de los municipios establecida por la ley.”

CREG 085 de 1996 y 070 de 1998

Definen la “cogeneración” como aquel proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinados a procesos industriales o comerciales. Y al “cogenerador” como aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración, y que puede o no, ser propietario del sistema de cogeneración.

RESOLUCIÓN CREG 108 DE 1997

Establece que en lo relacionado con la medición individual, la empresa podrá ofrecer la instalación de medidores de prepago a los suscriptores o usuarios que no sean beneficiarios de subsidios en los servicios públicos de energía y/o gas.

CREG 107 de 1998

Conceptuaba que los cogeneradores podrían, en forma exclusiva, vender la energía excedente con garantía de potencia de manera directa o por intermedio de generadores o comercializadores, a usuarios no regulados a precios pactados libremente. La resolución 039 de 2002 limitó esta posibilidad al establecer que todos los excedentes deben ser vendidos a través de un comercializador.

Ley 697 de 2001

La ley 697 promulgada por el Congreso de la República en octubre de 2001 declaró el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional. Con esta Ley se espera optimizar la utilización de los recursos energéticos primarios que posee el país, minimizando los impactos ambientales y mejorando la competitividad de la nación. Fue calificada como anticipatoria y visionaria, pero de un alcance regulatorio muy limitado. Creó el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de energía no convencionales, PROURE y encargó su diseño al Ministerio de Minas y Energía, quien debe promover, organizar, asegurar el desarrollo y seguimiento de los programas que lo conforman.

Ley 788 de 2002 o estatuto tributario

Mediante el cual se estableció la exención de impuesto de renta durante 15 años por venta de energía eléctrica obtenida a partir de biomasa, viento y recursos agrícolas, sujeto a venta de reducciones de gases.

CREG 122 de 2003

Define al Generador Embebido: Generadores de energía eléctrica con fuentes convencionales y fuentes no convencionales, Cogeneradores y Plantas Menores.

CREG 097 de 2008.

El respaldo de generación se debe contratar con un comercializador al precio del cargo por confiabilidad más los costos propios del servicio.

Lo planteado en el documento de la CREG se basa en la experiencia internacional, según la cual los cogeneradores deben surtir los procedimientos de inscripción, compromiso, medición y auditoría.

Ley 1215 de 2008

Por la cual se permite la venta de excedentes de los cogeneradores así:

Quienes produzcan energía eléctrica como resultado de un proceso de cogeneración, entendido este como la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de su actividad productiva, podrán vender excedentes de electricidad a empresas comercializadoras de energía, esta venta quedará sujeta a la contribución del 20% en los términos establecidos en los numerales 1 y 2 del presente artículo.

CREG 172 DE 2011

Esta resolución ofrece un incentivo regulatorio para la adopción de tecnologías de medición inteligente con el fin de reducir las pérdidas no técnicas, uno de los aspectos motivadores a la implementación de redes inteligentes en Colombia.

Resolución 0186/12

Metas Ambientales adoptadas por el MADS y del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás Formas de Energía No Convencionales – PROURE.
Resolución CREG 175 de 2014, Proyecto de resolución “Por la que se reglamenta la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN)”
Ley 1715 de 2014 “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional” Cuyo objetivo fundamental es “... promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.”
Decreto 2469 de 2014, Lineamientos para la entrega de excedentes de energía por parte de autogeneradores a gran escala
Decreto 2492 de 2014, Lineamientos mecanismos de respuesta de la demanda
Resolución CREG 098 de 2014, Proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se regula la Respuesta de la Demanda para el mercado diario en condiciones de escasez.

CREG 038 DE 2014 CÓDIGO DE MEDIDA

El código de la medida representa uno de los incentivos regulatorios para la adopción de tecnologías de medición inteligente específicamente en las siguientes fronteras comerciales:

- Puntos de entrega de energía neta de los Generadores a cualquiera de las redes de transmisión o distribución.
- Puntos de conexión entre los equipos de un Transportador y de un Distribuidor.
- Puntos de consumo de energía de los Grandes Consumidores atendidos por Comercializadores diferentes al Distribuidor local o que estén conectados

PROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA “REQUISITOS PARA SISTEMAS DE INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (BORRADOR III 2014)

El borrador 3 del proyecto de norma técnica en mención ha sido elaborado con el fin de establecer los requerimientos mínimos que deben cumplir los sistemas AMI para su operación y gestión.

PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2010-2014 (Artículo 105 Energías renovables): Plantea que el Gobierno Nacional Diseñará e implementará :

- Una política nacional encargada de fomentar la investigación, el desarrollo y la innovación en las energías renovables.
- Una política nacional orientada a valorar el impacto del carbono en los diferentes sectores y a establecer estímulos y alternativas para su reducción.

2.5.PROYECTOS DE IMPLEMENTACIÓN A NIVEL MUNDIAL [34]

Las *SMART GRIDS* han dejado de ser teoría para convertirse en un concepto en evolución que ha ganado mucha importancia a nivel mundial, por esta razón en la actualidad existe una enorme necesidad de transformar la infraestructura eléctrica para convertirla en una infraestructura inteligente. Muestra de ello es la

gran cantidad de proyectos de implementación de SMART GRIDS a nivel mundial, a continuación se da una breve descripción de algunos de ellos:

Figura 7. Proyectos SMART *GRIDS* a nivel mundial



Fuente: ISGAN

Atendiendo principalmente a las tecnologías mencionadas, se ha recopilado información de fuentes secundarias así como de entrevistas con Project Managers de algunos de los proyectos estudiados. Las siguientes figuras muestran un resumen de la información obtenida:

Figura 8. Listado de proyectos analizados (I).

Country	City	Project name	Budget (MEUR)	Smart meters	Demand Side Management			Customer engagement	Grid Automation		Renewable Energy		
					TOU	In Home Displays	Automatized electrical appliances		DA	SA	Home PV	VPP	CHP
United Arab Emirates	Abu Dhabi	Masdar	14.440.0	✓		✓		✓	✓		✓	✓	
Australia	Perth	Perth Solar City	36.4	✓	✓	✓	✓	✓	✓		✓		
Austria	Graz Mitte	Reinighaus (barrio inteligente)	4.2	✓				✓			✓		✓
Austria	Viena	Aspern "Smart Urban Lab"	40.0	✓			✓	✓			✓	✓	
Austria	Salzburg	Smart Grids Model Region Salzburg	1.0	✓			✓	✓	✓		✓	✓	✓
Austria	Upper Austria	Linz 2050	0.2	✓		✓		✓			✓		
Brazil	Búzios	Cidade Inteligente Búzios	13.7	✓		✓	✓	✓	✓		✓		✓
Chile	Santiago	Smart city Santiago	N/A	✓			✓	✓	✓		✓		
France	Lyon	Greater Lyon Smart City II (Lyon Confluence urban development project)	N/A	✓		✓		✓			✓		
France	Lyon	Greater Lyon Smart City III (Linky Smart Grid)	69.0	✓		✓		✓	✓				
France	Lyon	Greater Lyon Smart City I (Bikary Project)	N/A	✓		✓	✓	✓			✓		
Germany	Cuxhaven	eIntelligence	31.0	✓	✓			✓				✓	
Germany	Mülheim and Krefeld	E-Delta	22.0	✓	✓	✓	✓	✓					✓
Germany	Aachen	Aachen model region, Smart Wats	20.0	✓	✓	✓	✓				✓		
Germany	Mannheim	MuMa	20.0	✓		✓	✓	✓	✓		✓		
Japan	Yokohama	Yokohama Smart City Project	533.0	✓			✓	✓	✓				
Latvia	Riga	Promotion of Energy Efficiency in Households	N/A	✓		✓		✓			✓		✓
Netherlands	Amsterdam	Amsterdam Smart City	60.0	✓		✓	✓	✓	✓		✓		
Netherlands	Meppel	Nieuweveen Lander Meppel	5.0	✓			✓	✓	✓				✓
Netherlands	Breda	Easy Street / Moolensplein	N/A	✓		✓	✓	✓	✓		✓		
Netherlands	Hoogkerk	The power-matching city	N/A	✓		✓	✓	✓	✓		✓	✓	✓
Netherlands	Zwolle	Muziekwijk	N/A	✓		✓	✓	✓	✓		✓		

Fuente: smart city lighthouse cases feb 2015

Figura 9. Listado de proyectos analizados (II).

Country	City	Project name	Budget (MEUR)	Smart meters	Demand Side Management			Customer engagement	Grid Automation		Renewable Energy		
					TOU	In Home Displays	Automatized electrical appliances		DA	SA	Home PV	VPP	CHP
Norway	Steinkjer	Demo Steinkjer	4.8	✓		✓		✓	✓	✓	✓		
Portugal	Évora	IsosGrid	15.0	✓		✓		✓	✓	✓	✓		
South Korea	Jeju	Smart Grid Test-bed	152.0	✓	✓		✓	✓	✓		✓		
Spain	Malaga	Smart City Malaga	31.0	✓		✓		✓	✓		✓		✓
Spain	Corredor de Henares	Price	34 (w/o smart meters)	✓		✓	✓	✓	✓				
Sweden	Gotland	Smart City Gotland	28.0	✓			✓	✓				✓	
Sweden	Malmö	Hyllie	22.0	✓		✓	✓	✓	✓		✓	✓	
Sweden	Stockholm	Stockholm Royal Seaport	18.0	✓			✓	✓	✓		✓		✓
UK		Energy Demand Research Project	23.6	✓		✓		✓					
US	San Diego	Ecotuary Apartments	44.8	✓		✓	✓	✓			✓		
US	Fort Collins	Fort Zed and SGDP	27.5	✓	✓	✓		✓	✓		✓	✓	
US	Chattanooga	Chattanooga Smart Grid	300.8	✓	✓			✓	✓				
US	Boulder	SmartGridCity	100.0	✓		✓	✓	✓	✓		✓		
US	Houston	Energy Insights	491.4	✓				✓	✓				
US	Naperville (info of 2011)	Smart grid initiative	22.0	✓	✓	✓		✓	✓				
US	San Diego	SDG&E RDSI Demonstration Project	11.6	✓				✓	✓		✓		

Fuente: smart city lighthouse cases feb 2015

2.5.1. International Smart Grids Action Network (ISGAN) [34]	
 PRESUPUESTO: 8 millones de dólares	En el <i>Clean Energy</i> Ministerial llevado a cabo en Washington en julio del 2010, con la participación de Estados Unidos, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, China, Francia, Alemania, India, Italia, Japón, Corea, México, Noruega, Rusia, Suecia, Suiza y Reino Unido se lanzó la ISGAN con el propósito de acelerar el desarrollo y la aplicación de las Redes Inteligentes en todo el mundo, esta iniciativa cuya participación es voluntaria se enfoca en la coordinación de alto nivel de las actividades para aligerar el desarrollo de las <i>Smart Grids</i>; los países trabajarán en estrecho contacto con otras agencias como la Agencia Internacional de Energía (IEA) y la Organización Internacional para la Estandarización (ISO), para desarrollar un plan de acción conjunto, cuyos objetivos principales son: · El crecimiento de las energías renovables. · El involucramiento del usuario en la mejora de la Eficiencia Energética. · La reducción de las emisiones de CO₂ en la generación eléctrica. · La introducción de vehículos eléctricos.
2.5.2. Smart Grid Malta [35]	
PRESUPUESTO: 80 millones de euros DURACIÓN: 5 años	

OBJETIVO: Desarrollar un sistema para gestionar agua y energía, reduciendo el costo de estos recursos y asegurando su sostenibilidad.

El sistema que desarrolla Malta inició su implementación en el 2009, permite identificar las pérdidas de agua y electricidad en la red, facilitando a las empresas gestionar su inversión de forma inteligente y eficiente; con este propósito alrededor de 250.000 contadores inteligentes y miles de sensores instalados en la red monitorean el uso de la electricidad en tiempo real, estableciendo tarifas variables e incentivando a los usuarios que menos consumen.

2.5.3. Smart City, Málaga [36]

PRESUPUESTO: 31 millones de euros, financiados por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).

DURACIÓN: 4 años

OBJETIVO: El proyecto propone conseguir una integración óptima de la generación distribuida (13MW en media tensión y 33kW en baja tensión) al instalar paneles fotovoltaicos en edificios públicos, usar microgeneración eléctrica en hoteles y sistemas eólicos en las viviendas; a la vez contará con sistemas de almacenamiento energético en baterías (mayor a 200kWh) para facilitar su posterior uso en climatización, alumbrado público y transporte; potenciando el uso de vehículos eléctricos con la instalación de puntos de recarga y el impulso de este tipo de movilidad por parte del gobierno.

Se desarrolla en Málaga en la zona de la Playa de la Misericordia y beneficiará a 300 clientes industriales, 900 clientes comerciales y 11.000 clientes residenciales.

Smart City pretende involucrar en todo el proceso a los usuarios, los mismos

que dispondrán de contadores inteligentes con capacidad de telegestión para lograr un consumo eléctrico sostenible, adicional a ello la instalación de sistemas de comunicaciones y control en toda la red permitirán actuar en tiempo real y de forma automática haciendo posible el monitoreo y la gestión de la energía potenciando la calidad del servicio.

Smart City constituye un proyecto de demostración a gran escala que probará sistemas domóticos de control de energía, sistemas de carga de vehículos eléctricos, sistemas de optimización en luminarias para la vía pública y sistemas de gestión de la red de distribución; recogiendo datos de consumo que aporten conclusiones que permitan exportar la experiencia a nuevas zonas.

2.5.4. Proyecto Star, Castellón [37]

PRESUPUESTO: 22 millones de euros.

DURACIÓN: 7 AÑOS

OBJETIVO: Permitir que la red de baja tensión con escasos puntos de monitoreo remoto, caracterizada por la operación y lecturas manuales se convierta en una red con un gran número de puntos de monitoreo con capacidad remota de lectura de energía y calidad; logrando así una mejor supervisión de las redes de medio y bajo voltaje mediante una detección instantánea de averías dando una respuesta automática e inmediata.

El grupo energético Iberdrola lideró el Proyecto STAR (Sistemas de Telegestión y Automatización de la Red) convirtió a Castellón en la primera ciudad de España con una Red Inteligente en la que 180.000 clientes poseen contadores con los que se puede hacer lecturas remotas del consumo y localizar al instante el punto exacto de cualquier falla del suministro; los usuarios tienen información puntual de su consumo pudiendo modificar sus hábitos y con la regulación oportuna disfrutar de tarifas flexibles.

El proyecto que concluirá en el 2017 tendrá la capacidad de recargar vehículos eléctricos, se pretende masificar el uso de este tipo de transportación mediante un acuerdo estratégico que Iberdrola firmó con General Motors Europa.

2.5.5. Proyecto Energos [38]

PRESUPUESTO: 24,3 millones de euros

DURACIÓN: 3 años (2009-2012)

OBJETIVO: El proyecto Energos está financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación (MICINN) de España, para el desarrollo de conocimientos y tecnologías que permitan avanzar en la implementación de Redes Inteligentes en el Sistema de Distribución

Está estructurado en diferentes áreas tecnológicas que se ajustan al cumplimiento de los siguientes desafíos:

- El Área de Gestión trabaja en el desarrollo de tecnologías para crear nuevos entornos de operación de la red, incluyendo herramientas de simulación y estimación de estados, la gestión activa de la demanda y la planificación y optimización de las operaciones.
- El Área de Integración y Comunicación se ocupa de los procesos de adquisición y tratamiento de información en tiempo real con la dificultad del enorme volumen de información que se genera y la criticidad de su disponibilidad, la infraestructura necesaria para la gestión y recarga de vehículos eléctricos y la supervisión y control de microrredes.
- Los Dispositivos Inteligentes de la Red, incluirán nuevas técnicas de captación de señales, el desarrollo de dispositivos inteligente de registro energético y de automatización de equipos de la Red.

2.5.6. Proyecto Gad [39]

PRESUPUESTO: 23 millones de euros financiados por el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) del Ministerio de Ciencia e Innovación de España

DURACIÓN: 4 años (2007-2010)

OBJETIVO: Desarrollar soluciones de hardware y software en todos los niveles de la red para lograr que el consumidor disponga de información detallada del consumo y precio de la energía, además posea herramientas de optimización del consumo eléctrico, de modo que se mantenga el confort deseado minimizando el impacto económico y ambiental, logrando gestionar la carga de los clientes para resolver problemas en la red y además aplanar la curva de demanda y reducir el costo del uso de la electricidad.

- Tecnológicamente el concepto GAD es viable, siempre y cuando se consoliden sistemas de comunicaciones bidireccionales.
- La GAD tiene un gran potencial en el sector residencial a pesar que no todos los electrodomésticos son gestionables.
- Antes de la implementación es necesario minimizar el consumo de energía de los dispositivos que permiten la comunicación con los electrodomésticos
- Para dar mayor fuerza a estas iniciativas deben existir fuertes campañas de concientización en aspectos económicos y ambientales dirigidos a los usuarios y al sector administrativo de las empresas.
- Es necesario definir las regulaciones pertinentes para involucrar la GAD en la construcción de nuevas infraestructuras.
- Los estándares de comunicaciones son de inminente necesidad en la consolidación de la GAD.

2.5.7. Proyecto Open Meter [40]

OBJETIVO: Especificar un conjunto integral de normas abiertas y públicas para los sistemas de medición inteligente de electricidad, gas, agua y calor con capacidad de tele-gestión y se basa en el acuerdo de todos los actores relevantes en esta área.

El proyecto está estrechamente coordinado con el mandato de normalización de medición inteligente dada por la Comisión Europea a los organismos europeos de

normalización CEN, CENELEC y ETSI y debe eliminar las barreras existentes para la adopción a gran escala de la medición inteligente en Europa, se basa en estándares internacionales abiertos para garantizar la interoperabilidad, permitiendo crear una nueva tipología de contadores capaces de influir en las decisiones sobre el consumo energético al disponer de información en tiempo real. La implantación de estos estándares abrirá el mercado de los equipos multi-medida gracias a la participación conjunta de compañías eléctricas, empresas de comunicaciones, centros de investigación y universidades de siete países europeos (España, Francia, Italia, Alemania, Holanda, Bélgica y Suiza).

2.5.8. Proyecto Fenix [41]

OBJETIVO: El proyecto FENIX (Flexible Electricity Networks to Integrate the eXpected energy evolution) tiene como objetivo lograr que la generación distribuida tenga una importante contribución en el funcionamiento de las redes eléctricas, convirtiéndose en un medio similar o complementario a la generación centralizada que apoye a las redes con su aporte de potencia reactiva, control de voltaje, reservas de potencia activa y ayude a resolver problemas de sobrecarga.

El proyecto está organizado en base a cinco objetivos secundarios:

- Desarrollar funciones para que la generación distribuida, las centrales

virtuales y la gestión de la demanda contribuyan a la operación del sistema.

- Diseñar la interfaz de control e información entre las centrales virtuales y el operador del sistema (transmisión o distribución), incluyendo protocolos asociados y nuevas aplicaciones de gestión.
- Diseñar el marco comercial que contribuya a la operación del sistema bajo una arquitectura de red totalmente descentralizada y cuantificar los costos y los beneficios de la situación actual y del futuro con FENIX.
- Demostrar la viabilidad técnica del concepto de VPP, tanto mediante simulación como a través de la implantación real en campo.
- Dar a conocer los resultados del proyecto y crear grupos de expertos y agentes implicados para explotar totalmente los resultados del proyecto.

2.5.9. Proyecto 22 Urban Lab, Barcelona[42]

Sobresalen los siguientes objetivos:

- Implantación de 12 puntos de alumbrado público ecológico con tecnología LED, estos contarán con sensores de presencia, vibración, temperatura, antenas GSM, webcam, etc.
- Lectura remota de contadores de electricidad, gas y agua en más de 150 viviendas, para obtener datos de consumo en forma instantánea y transmitirlos a una central, evitando estimaciones de consumo.
- Proyecto de movilidad sostenible, despliegue de la infraestructura para la recarga de vehículos y motos eléctricas.
- Cámaras de control de tráfico conectadas por fibra óptica con la central de tránsito para controlar en tiempo real el tráfico.
- Fibra óptica en las viviendas para multiplicar el ancho de banda que puede dar el cableado de cobre tradicional.

De los casos estudiados se analiza que en la mayoría los proyectos pilotos han sido motivados y patrocinados en un gran porcentaje por el sector privado, pues aunque se han dado iniciativas a nivel político y regulatorio, siguen siendo iniciativas sin una formulación completa y una relación eficiente entre inversiones y remuneración. Por ejemplo el caso Español, en el que se imponen metas en el tema de AMI a 2018, no se tuvo en cuenta la repercusión a nivel de usuarios por tener que asumir el costo adicional de los equipos, de los distribuidores por el costo adicional que deben asumir en el montaje de los mismos y los fabricantes que han visto la necesidad de duplicar y hasta triplicar su producción de manera abrupta. A nivel europeo, la comisión europea ha impactado muchísimo en los proyectos formulados mediante la financiación económica y la postulación de lineamientos que propenden por la implementación de smart grids.

En casi la totalidad de los países analizados se realizaron grupos de estudio y análisis de regulación y se definieron mapas de rutas que definieran la forma adecuada para abordar el tema de *smart grids*, siendo el AMI y la generación distribuida las tecnologías sobre las que más se ha trabajado y en las que se han desarrollado los principales proyectos a nivel mundial

En el caso específico colombiano, se han dado algunos adelantos en el tema, sin embargo la regulación no ha definido metas e incentivos claros. Por medio de Colombia inteligente se espera que se unan los esfuerzos de los sectores públicos y privados para formular proyectos de aplicación en el tema.

3. CONSIDERACIONES PARA LA POTENCIAL IMPLEMENTACIÓN DE SMART GRIDS EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER

La implantación de las redes inteligentes tiene impacto en todos los actores involucrados en la cadena del suministro eléctrico y, por lo tanto, es necesario la participación de todos los agentes en la formulación e implementación de los llamados mapas de ruta de las *smart grids*.

En especial los agentes distribuidores que para el caso colombiano también actúan como operadores de red, una vez que la tecnología se desarrolle por completo y, tras realizar las modificaciones regulatorias oportunas y adecuadas, se podrían presentar entre otras las siguientes transformaciones:

- Las agrupaciones de consumidores residenciales podrían ofrecer reducciones de demanda agregada al operador del sistema, del mismo modo que hoy la ofertan los grandes consumidores industriales.
- Por su parte, la información intercambiada en las redes inteligentes permitirá a las empresas distribuidoras tener un mejor conocimiento de lo que ocurre en su red y, por tanto, poder gestionarla mejor. Por ejemplo, se podrán gestionar las sobrecargas en la red, mediante cortes selectivos que eviten apagones generalizados.
- También se podrán detectar y localizar más fácilmente las faltas que ocurran, limitando su impacto y duración. A futuro, incluso, y siempre que se desarrolle la legislación que lo permita, las empresas distribuidoras podrían desarrollar mercados de servicios complementarios para la red de distribución.

- La llegada del vehículo eléctrico y las microrredes, por su capacidad de almacenamiento distribuido, ampliarían aún más el ámbito de posibles proveedores de demanda agregada, mejorando falencias de las redes actuales como la cargabilidad de los activos y poca flexibilidad de las redes.

En cualquier caso, todas estas opciones abren grandes oportunidades para la creación de nuevas empresas, de nuevos procesos y formas de comportamiento de los agentes del mercado eléctrico, sin embargo varios aspectos necesarios para la implementación eficaz de las smart grids no tienen el grado de desarrollo necesario por lo que se convierten en barreras para el proceso, a continuación se exploran algunas de ellas:

3.1. BARRERAS PARA LA IMPLEMENTACIÓN

3.1.1 Barreras técnicas y tecnológicas

- Se presenta una barrera para medición inteligente relacionada con el flujo bidireccional de la información, en la red actual la información va en una sola dirección en el caso de Telemedida, únicamente la empresa receptiona la información del consumo, el cliente es únicamente un emisor de información y nunca un receptor.
- La red de telecomunicaciones para dar confiabilidad a la medición avanzada no debiera incluir también todos los aplicativos y software administrativos, sino que debiera haber una red de telecomunicaciones exclusiva para la gestión del sistema eléctrico.
- Para realizar gestión de la demanda las empresas deben realizar un análisis profundo y preciso de las tarifas e incentivos que pudiera generar sin tener pérdidas económicas para que los clientes en pro de su ahorro consuman

menos energía en el pico de energía del sistema de ESSA y de esta forma se puede aplanar la curva de demanda.

- En el 2014 ESSA contaba con aproximadamente 700.000 clientes, esto implicaría la instalación de esa cantidad de medidores inteligentes y la demás infraestructura que permita la implementación de un sistema de medición inteligente, por lo anterior esta tecnología seguramente tardará varios años en implementarse en todo el sistema y se requerirá de varias fases y de hecho de un piloto que nos permita mirar su comportamiento.
- En ESSA se tiene y se está invirtiendo en la automatización de las subestaciones, pero el sistema de distribución no se encuentra automatizado. Dicha automatización de la distribución implica grandes inversiones en infraestructura de telecomunicaciones, equipos de corte, sensores etc.; por lo anterior la implementación de una automatización de la distribución en todo el Sistema de distribución local de ESSA no es fácil de lograr en el mediano plazo.
- La integración de recursos energéticos distribuidos en el sistema de distribución local constituye un reto a nivel del flujo de energía bidireccional, coordinación de protecciones y control de calidad de la potencia en los puntos donde se integre la generación distribuida.
- El equipo técnico de la empresa tiene como reto demostrar la viabilidad de la instalación de generación distribuida en puntos críticos de carga para aliviar el porcentaje de carga, la duración de las interrupciones y las pérdidas de energía técnicas.
- La necesidad de interoperabilidad, obliga a que todos los equipos que estén en el sistema de distribución tenga un mismo modo de hablarse (Protocolo de

comunicación) lo cual en muchos casos implica cambio total de los dispositivos pues son obsoletos y no cuenta con esas posibilidades de control.

- La aplicación de recursos energéticos distribuidos debe ser estudiada para definir qué tipo de recurso es el más adecuado o a cual se le podría sacar más provecho de acuerdo con las características del sistema eléctrico de la empresa.
- Falta madurez en algunas tecnologías de *smartgrids* lo cual hace que los precios no sean competitivos y que por encontrarse en desarrollo puedan generar cambios importantes en el corto plazo.
- La integración de energías renovables requiere de cambios importantes en la infraestructura del sistema.
- Se presentan inconvenientes con el almacenamiento de energía, ya que faltan opciones eficientes y de bajo costo que eviten que los generadores en picos de demanda tengan que usar combustibles fósiles que encarezcan la tarifa.
- Se requiere alta seguridad informática, puesto que la información que se transmitirá por comunicaciones podría ser vulnerada y manipular el sistema generando eventos.

3.1.2 Barreras Políticas Y Regulatorias

- Actualmente la normativa y regulación actual imponen limitaciones y barreras técnicas para el despliegue de las smart grids (Ej.: almacenamiento a partir de fuentes de energía de origen renovable).

- En general, las experiencias exitosas en proyectos con tecnologías alternas de energía muestran que se requiere de un compromiso del gobierno a través de la implantación de políticas y medidas regulatorias para promover la inversión en estos proyectos, tal como se evidencia en los países europeos y norteamericanos, debido a la complejidad del sistema el mercado por sí solo no va a implementar las *Smart Grids* en la escala que es necesaria, sino que se necesita asociación de los sectores públicos y privados principalmente en términos de inversión y políticas favorables para la tecnología.
- Desarrollar el mapa de ruta cuantificado que evalúe los impactos y beneficios esperados: Proyecto BID en curso. En todos los casos analizados internacionalmente se han establecido mapas de rutas para la formulación e implementación de smart grids, en Colombia, la iniciativa del Grupo Colombia Inteligente y Empresas como ISA han empezado a dar avances en la formulación de dichos mapas aplicados al contexto de nuestro país.
- Políticas de gobierno que guíen el desarrollo de las Redes Inteligentes para el beneficio del país.
- Articulación de los diferentes Ministerios (MME, MTICs, MADS, Mintransporte) en coordinación con DNP.
- Las acciones de las empresas, Universidades y Centros de Investigación han sido efectivas pero desarticuladas; se requiere integración de esfuerzos y difusión de resultados de las mejores prácticas.
- Definir los estándares (Icontec) y la regulación (CREG) que acompañen el desarrollo armónico de Redes Inteligentes en Colombia

- Ampliar las exigencias de los sistemas de medida inteligentes al resto de tipos de puntos de medida o, dicho de otra forma, continuar integrando a todos los puntos de medida en los sistemas inteligentes de telegestión y telemedida.
- Analizar, ampliar y definir la información que el distribuidor tiene y puede poner a disposición del resto de agentes intervinientes en el mercado tales como comercializadoras, clientes, agregadores, empresas de servicios energéticos, etc. y los correspondientes mecanismos para asegurar la privacidad, seguridad e integridad de la información. Esto debe ir acompañado del diseño de un adecuado mecanismo económico para el intercambio de información.
- Desarrollar un marco normativo que impulse la creación de sistemas avanzados de tarificación, basados en señales de precio, tarifas dinámicas, modelos de discriminación horaria de múltiples periodos, etc., aprovechando las capacidades técnicas de los nuevos sistemas desplegados.
- Redefinir el papel de los operadores de las redes de distribución de acuerdo con el desarrollo tecnológico que están liderando, a los nuevos requerimientos y funcionalidades de este tipo de redes, y a la información disponible para la gestión del sistema eléctrico.
- Revisión de los modelos retributivos, como consecuencia de la evolución de las actividades de distribución eléctrica, de las inversiones a acometer y de las responsabilidades y obligaciones a asumir por las compañías distribuidoras y otros agentes regulados.

- Las barreras de tipo político para la implementación de *Smart Grids* en Colombia están asociadas a la falta de implementación de políticas que favorezcan la tecnología, las políticas regulatorias y económicas que la contemplen, la seguridad para inversionistas y los conflictos de intereses entre los entes involucrados.
- La integración de requisitos urbanísticos avanzados que permitan integrar capacidades inteligentes en las infraestructuras de servicios en general dentro de las ciudades.
- La falta de una tarificación eléctrica por franja horaria hace que el uso de medidas para la gestión de la demanda sea poco atractivo.
- Falta un enfoque estratégico a nivel nacional que tenga en cuenta la eficiencia energética, las tecnologías de baja emisión de carbono, la gestión inteligente de la oferta y la demanda aplicadas en el entorno urbano.

3.1.3 Barreras Sociales

- El término smart grid no es un concepto conocido y comprendido por los usuarios, lo que dificulta la aceptación de los beneficios que se podrían recibir.
- Smart Grid tiene una baja percepción de valor para el consumidor en relación con los costos; es decir, la mayoría de los consumidores no ven la necesidad o deseo de pagar por los equipos. Sin embargo, la optimización de los consumos tiene mayor valor para el usuario final, el cual percibe la mejora de las operaciones de red (facturas de electricidad).

3.1.4 Barreras Económicas

- Una Smart grid por requerir tecnología de alto costo tendrá una implementación lenta en el mercado colombiano, se hablará de pilotos a corto plazo, pero no de volver toda nuestro sistema eléctrico una smart grid.
- No se tiene un análisis detallado de qué tipo de tecnologías son aplicables en ESSA y como mejoraría los índices de calidad que permitan disminuir también las compensaciones por calidad del servicio y por ende impacte de buena manera la economía de la empresa.
- Se requiere regulación que nos diga de qué manera se remunerarían este tipo de activos de manera tal que sea un incentivo para la empresa y se esté seguro de que va haber una remuneración (por ejemplo, las implementaciones que dependen de la fijación de precios flexibles).
- Las empresas del sector energético todavía no comparten un entendimiento común sobre los costos y beneficios de las diferentes aplicaciones de la eficiencia energética.
- Escasez de información sobre el retorno de la inversión.
- Necesidad de convertir los proyectos pilotos en redes comerciales.
- El retorno de los beneficios sólo se pueden observar en el largo plazo

3.2 CONSIDERACIONES PARA POTENCIAL IMPLEMENTACIÓN DE SMART GRIDS EN LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER

3.2.1 Mapa De Ruta. En la revisión de bibliografía de como el tema ha sido implementado a nivel estatal y en las empresas públicas y privadas se evidenció que es necesario como primer paso generar un mapa de ruta de cómo se va acometer la formulación e implementación del tema.

- **Definición Mapa De Ruta**

Es la imagen de un negocio visto como un vehículo que viaja por un territorio en parte conocido, en parte no, conducido por alguien que requiere una asistencia para llegar a su destino. Un Mapa de ruta no sería pues más que una representación gráfica de las relaciones existentes entre tecnologías, productos y competencias a través del tiempo.

Otros autores lo definen como una representación visual de las relaciones estructurales y temporales de los elementos en progreso hacia una aplicación práctica en productos.

3.2.2 Tecnologías. La implementación de tecnologías *smart grid* requiere de la realización de un estudio detallado para definir cuáles son aplicables a ESSA por la naturaleza del sistema eléctrico y su funcionamiento. Por ejemplo en el caso de vehículos eléctricos que tanta será su acogida y si valdría la pena tal inversión.

Con el objetivo de que la implementación de las tecnologías *smart grid* impacten de manera positiva el comportamiento con resultados en el corto plazo se requiere un diagnóstico basado en los indicadores de confiabilidad (ENS, SAIDI, SAIFI, DES, FES, DNA) que permitan establecer la prioridad y el orden para la instalación de las tecnologías *smart grid*.

Dado que uno de los objetivos de ESSA es reducir el porcentaje de pérdidas y la gestión de cartera la implementación de la infraestructura de medición avanzada debe estar enfocada hacia las que le permitan la recuperación de pérdidas de energía y gestión de cartera.

Adicionalmente ESSA presenta una curva de carga cuya punta es bastante alta comparada con la carga de otros períodos del día, esto implica que se tenga un sistema sobredimensionado para la mayoría de períodos del día y esto finalmente se traduce en tener que adelantar la inversión únicamente porque para la punta de demanda el sistema está con alto porcentaje de carga. Por lo anterior ESSA también debe enfocar la implementación de AMI hacia la reducción del pico de demanda mediante la gestión de la misma, lo cual se logra con la diversificación de la tarifa de acuerdo al período horario. Para lo anterior es necesaria la regulación del tema, y ESSA debe en la elaboración de su mapa de ruta tener en cuenta que debe ser pionero en la solicitud de dicha regulación a la CREG.

En el mapa de ruta ESSA también se debe plantear la implementación de pilotos en smart grids, con el fin de evaluar el comportamiento del sistema con la incursión de las tecnologías.

Importante que el punto de partida de la elaboración del mapa de ruta sea la realización de un estudio de benchmarking de los casos de *smart grid* más exitosos a nivel mundial, que permita establecer para empresa tipo ESSA cuáles son las tecnologías y aplicaciones que mejores resultados ha obtenido.

La elaboración del mapa de ruta debe contemplar que para el proceso de migración de la red eléctrica actual a una *smart grid* se deben tener en cuenta tecnologías inteligentes, procesos inteligentes y personas inteligentes.

Para la implementación de recursos energéticos distribuidos contemplar zonas críticas de crecimiento de la demanda, problemas de cargabilidad y un estudio técnico que indique que tipo de recurso energético distribuido se acoge más a nuestras necesidades.

3.3.3 Regulación. Debido a que la gran cantidad de barreras que se encontraron para la implementación e implantación de las smart grids, es necesario que la empresa participe activamente en las reuniones de los entes regulatorios, esto con el fin de promover la formulación de políticas, estándares, y leyes que aumenten el incentivos para la inversión.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La infraestructura de medición inteligente es considerada como la primera tecnología en la cual debe incursionarse para iniciar el camino hacia las smart grids.
2. La mayoría de los avances realizados en AMI en las empresas del sector eléctrico de Colombia han sido motivados por la gestión de pérdidas de energía y en el caso de la energía prepago la gestión de cartera, pocos han hecho este enfoque en la gestión de la demanda o el aplanamiento de la curva de demanda diaria.
3. En el país la mayoría de empresas han incursionado en la automatización y control de subestaciones, con el objetivo de mejorar la confiabilidad y disponibilidad del sistema, sin embargo pocos pasos se han dado en la automatización de la distribución que es una automatización que pretende ejercer control remoto sobre casi todos los nodos críticos e importantes del sistema de distribución local, lo cual implica ubicación de sensores y elementos de corte distribuidos en los circuitos y no únicamente en la cabecera del circuito.
4. En cuanto a la generación distribuida con conexión a la red, el reto se encuentra en lograr manejar adecuadamente la coordinación de protecciones puesto que se entiende que la energía fluirá de forma bidireccional.
5. Se recomienda para la implementación de arquitecturas de comunicación más confiables de una única red de comunicaciones para todo el tema técnico, por ejemplo OMS, DMS, SCADA y demás aplicaciones y tecnología que soporte la operación en tiempo real del sistema.

6. De la revisión de la teoría de smart grids, casi todos los autores convergen en que las tecnologías fundamentales que permiten el cumplimiento de los objetivos de las smart grid son: Infraestructura de Medición Avanzada, Automatización de la distribución y Recursos energéticos distribuidos.
7. Se recomienda para la realización de un estudio de Benchmarking del sector eléctrico Colombiano más profundo que se tenga la participación de todos los operadores de red que estén incursionando en smart grids, puesto que se encuentra muy poca información disponible de estos avances.
8. La Electrificadora de Santander cuenta con avances en las tres tecnologías fundamentales pero de manera aislada, hasta el momento no se cuenta con un piloto que tenga integradas las tres.
9. Las empresas deben entender las smart grid no como algo raro ni lejano, sino como un medio para lograr su objetivo de garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio en el mediano plazo, como el deber ser de dicha gestión.
10. En este momento la única empresa Colombiana del sector eléctrico que tuvo a su disposición un equipo de dedicación exclusiva a la elaboración de un mapa de ruta y posteriormente elaboró su mapa de ruta para la implementación de smart grids es ISA.
11. Pese a que no se encuentra una smart grid “comercial” o en funcionamiento normal en Colombia, si se encuentran pilotos que están revisando el comportamiento de la red ante la incursión de estas tecnologías.
12. El hecho de que exista una relación directa entre la energía que venden y los

beneficios que tienen de las compañías eléctricas, dificulta que una compañía intente persuadir a sus clientes para que disminuyan el consumo o lo vuelvan más eficiente, por eso debe haber políticas que además de exigir calidad en la prestación del servicio, premie a aquellas empresas capaces de reducir su consumo con acciones que le apunten al desarrollo sostenible.

13. Para el caso específico de ESSA por la experiencia en proyectos implementados es necesario que el tema sea incluido dentro de los planes estratégicos de la empresa, para su seguimiento e implantación dentro de los procesos ya existentes.
14. Es indispensable que el tema se acometa como un proyecto formulado con base en los objetivos estratégicos de la empresa y que se gestione dentro del plan de negocios debido a su importancia y para que se le asignen los recursos necesarios.
15. Como ESSA es parte de un grupo empresarial, debe seguir los lineamientos que como grupo se den del tema, sin embargo, en la actualidad no son claros ni unificados para su implementación.
16. En la revisión documental, en todos los casos a nivel estatal se crearon grupos interdisciplinarios para la formulación del mapa de ruta, en el caso de ESSA, es necesario que este grupo sea de dedicación exclusiva y que se conforme con personal técnico, regulatorio, legal, financiero, social, ambiental, etc. de tal manera que la visión sea holística y se pueda definir un alcance que satisfaga todos los stakeholders del proyecto.
17. Por experiencia en otros proyectos ya establecidos es recomendable que el personal que participe en la formulación también haga parte de la ejecución del mismo para minimizar las desviaciones del alcance definido.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] CÉSPEDES, Renato. Colombia inteligente: Propuesta para el desarrollo de redes inteligentes en Colombia, presentación a ACIEM, Marzo 16 de 2011.

[2] CÉSPEDES, Renato. Colombia inteligente: El Desarrollo de Redes Inteligentes en Colombia: Trazando el camino a seguir, Avances de redes inteligentes. Julio 30 del 2013.

[3] FARHANGI, Hassan. “*The path of the Smart grid*”, *IEEE power & energy magazine*, vol. 1540-7977/10, pp. 19-28, Jan./Feb. 2010 [Online]. Disponible en <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5357331> [Diciembre de 2014].

[4] Electric Power Research Institute, “*Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid*” *Technical Report*. 2011 [Online]. Disponible en <http://www.rmi.org/Content/Files/EstimatingCostsSmartGRid.pdf> [Enero de 2015].

[5]. M. Jiménez Castrillón, “*Estudio de viabilidad de implementación de tecnologías smart grids en el mercado eléctrico colombiano*” Proyecto de grado para optar a título de Ingeniería Industrial. UPB, Medellín, 2013 [Online]. Disponible en <http://repository.upb.edu.co:8080/jspui/bitstream/123456789/1440/1/TRABAJO%20DE%20GRADO%20-%20DEFINITIVO.pdf> [Diciembre 2014].

[6] Expertos en Mercados. “Descripción y funcionamiento del sistema eléctrico Colombiano” [Online]. En www.xm.com.co, [20 de febrero de 2015].

- [7] PÉREZ, Ricardo. “Smart City – Bióptima”, en Bióptima V Feria de Biomasa y Servicios Energéticos, 2014 [Online]. Disponible en http://www.bioptima.es/archivos/jor3_1.pdf . [Marzo de 2015].
- [8] HERRERA, Ignacio. “Introducción al smart grids y sus aplicaciones a las redes eléctricas”. *Revista Mundo Eléctrico*, Edición Especial, pág. 10-14. 2012.
- [9] ALVARADO BRITO, Johan Manuel. “*Servicios de Medición Avanzada AMI para redes inteligentes y su adaptabilidad en el marco de la legislación ecuatoriana*”, Tesis de Maestría. Universidad de Cuenca, Ecuador, 2011 [Online]. Disponible en <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/2550> [Enero 2015].
- [10] CÉSPEDES, Renato. “Proyecto Redes Inteligentes para Colombia”. Congreso ANDESCO, Cartagena, 2014.
- [11] ROA Group Korea Consultants. “*Introduction to Smart Grid Latest Developments in the U.S., Europe and South Korea*”, *ROA Group White Paper*, pág. 2-11, July 2009 July [Online]. Disponible en <http://images.tmcnet.com/tmc/vertical/smartgrid/images/roa-group-smart-grid.pdf> [Marzo de 2015].
- [12] GIORDANO, Vincenzo; GANGALE Flavia; FULLI Gianluca y JIMENEZ Manuel. “*Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments*”. Reporte técnico JRC Comisión Europea, 2011 [Online]. Disponible en http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses/files/documents/smart_grid_projects_in_europe_lessons_learned_and_current_developments.pdf [Febrero 2015].

- [13] LEEDS, David. *"The smart grid in 2010: Market segments, applications and industry players."* GTM Research, 2010 [Online]. Disponible en http://www.infraxinc.com/resources/collateral/documents/TheSmartgridin2010_2431.pdf. [Febrero 2015].
- [14] PICASSO, Cuitlahuac. *"Automatización de la distribución en las redes inteligentes"*, 2011. Instituto de investigaciones eléctricas, México, 2011 [Online]. Consultado en <http://es.slideshare.net/FiiDEM/3-automatizacion-distribucion> [Febrero 2015].
- [15] MIRANDA, Diego, *"Estado y desarrollo de la tecnología smart grid en Colombia."* Proyecto de grado para optar a título de Ingeniería Eléctrica. UNAL, Medellín, 2008 [Online]. Disponible en <http://core.ac.uk/download/pdf/11051300.pdf> [Diciembre 2014]
- [16] HUANG, Yih-Fang; "State Estimation in Electric Power Grids: Meeting New Challenges Presented by the Requirements of the Future Grid," Signal Processing Magazine, IEEE , vol.29, no.5, pp.33,43, Sept. 2012.
- [17] International Smartgrid Action Network. " Tabla de estado de maduración de generación distribuida y almacenamiento". [Online]. Disponible en <http://www.iea-isan.org>, [Febrero de 2015]
- [18] Secretaria de Economía México. Se toma el concepto de Benchmarking. [Online]. Disponible en <http://server3.gservicio.com/benchmarking/definicion.html> [Febrero de 2015]
- [19] Se toma el concepto de Benchmarking. [Online]. Disponible en <https://debitoor.es/glosario/definicion-de-benchmarking> [Febrero de 2015].

- [20] Web corporativa Empresa de Energía del Pacífico. “*Transmisión y distribución de energía*”. [Online]. Disponible en <http://www.epsa.com.co/nosotros/transmision-y-distribucion-de-energia>, [Marzo de 2015].
- [21] Web Corporativa Electrificadora del Caribe. “*Conócenos*”. [Online]. Disponible en <http://www.electrificaribe.com.co/conocenos/quienes+somos/1297110270211/organizacion+local.html>, [Marzo de 2015].
- [22] Web Corporativa EMCALI. [Online]. Disponible en https://www.emcali.com.co/web/energy_service [Marzo de 2015].
- [23] Web Corporativa EPM. “*Información Institucional*”. [Online]. Disponible en <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrosservicios/Energ%C3%A1Da.aspx> [Marzo de 2015].
- [24] Web Corporativa CODENSA. “*Conócenos*” [Online]. Disponible en <http://corporativo.codensa.com.co/es/conocenos/nuestraestrategia/Paginas/propósito-superior-valores.as> [Marzo de 2015].
- [25] Web Corporativa Electricaribe. “*Informe Anual Electricaribe 2013*”. [Online]. Disponible en http://www.electrificaribe.com/servlet/ficheros/1297141826088/INFORME_ANUAL_2013_SMALL.pdf [Marzo de 2015].
- [26] Gobernación de Cali. “*Información de piloto con energía solar EMCALI*”. [Online]. Disponible en http://www.cali.gov.co/publicaciones/emcali_evalua_generacion_de_energia_foto_voltaica_en_potrero_grande_pub [Marzo de 2015].

[27] Web Corporativa EMCALI. “*Informe de gestión EMCALI 2013.*” [Online]. Disponible en <https://www.emcali.com.co/documents/10157/57705/INFORME+DE+GESTION+2013.pdf> [Marzo 2015].

[28] Web Corporativa CODENSA. “*Informe anual CODENSA 2012.*” [Online]. Disponible en <http://corporativo.codensa.com.co/ES/PRENSA/CENTRODOCUMENTAL/Informes%20Anuales/Memoria%20Anual%20Codensa%202012.pdf> [Marzo de 2015].

[29] Web Corporativa CODENSA. “*Informe anual CODENSA 2014.*” [Online]. Disponible en http://corporativo.codensa.com.co/ES/PRENSA/CENTRODOCUMENTAL/PublicacionesInformes/memoria_codensa_2014_web.pdf [Marzo de 2015].

[30] Comisión Europea, “Communication from the Commission to the European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and The Committee of the Regions Energy Roadmap 2050” [Online]. Disponible en http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids

[31] Comisión Nacional de Energía CNE. [Online]. Disponible en http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=277&&&keyword=&auditoria=F

[32] Smartgrids.gov “Voice of Experience|Insights into Advanced Distribution Management Systems” [Online]. Disponible en https://www.smartgrid.gov/federal_initiatives

[33] Colombia Inteligente “Propuesta para el desarrollo de Redes Inteligentes en Colombia 2011” [Online]. Disponible en <http://www.rcgsas.com/papers/iColombia.pdf>

[34] International Smart Grid Action Network (ISGAN) “ Spotlight on Smart and Strong Power T&D Infrastructure 2015” [Online]. Disponible en <http://www.iea-isgan.org/index.php?r=home&c=5/378>

[35] BARRIO, Félix J, “Perspectivas de las Redes Inteligentes en Europa, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas” (CIEMAT), España, Mayo 2010

[36] ENDESA, “Smart city Málaga Un modelo de gestión energética sostenible para las ciudades del futuro”, España, 2012.

[37] LEJARRAGA, Amaya B, “La red inteligente de IBERDROLA del desarrollo de la telegestión a la oportunidad de la red inteligente”, 2011.

[38] GONZÁLEZ, Ángel J. López, “Gestión de la energía en una red inteligente”, Leganés, 2012.

[39] Proyecto Gestión Activa de la Demanda (GAD), marzo 2010

[40] JIMÉNEZ, Juan P, “Smart Cities Programas de financiamiento”. Ciudad de México, 2014.

[41] KIM, Gene,” The Phoenix Project”. Portland, 2013.

[42] Bdigital, “El sector TIC en Barcelona”, Barcelona, 2014.

BIBLIOGRAFIA

ALVARADO BRITO, Johan Manuel. *“Servicios de Medición Avanzada AMI para redes inteligentes y su adaptabilidad en el marco de la legislación ecuatoriana”*, Tesis de Maestría. Universidad de Cuenca, Ecuador, 2011 [Online]. Disponible en <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/2550> [Enero 2015].

BARRIO, Félix J, “Perspectivas de las Redes Inteligentes en Europa, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas” (CIEMAT), España, Mayo 2010

Bdigital, “El sector TIC en Barcelona”, Barcelona, 2014.

CÉSPEDES, Renato. Colombia inteligente: Propuesta para el desarrollo de redes inteligentes en Colombia, presentación a ACIEM, Marzo 16 de 2011.

------. Colombia inteligente: El Desarrollo de Redes Inteligentes en Colombia: Trazando el camino a seguir, Avances de redes inteligentes. Julio 30 del 2013.

------. “Proyecto Redes Inteligentes para Colombia”. Congreso ANDESCO, Cartagena, 2014.

Colombia Inteligente “Propuesta para el desarrollo de Redes Inteligentes en Colombia 2011” [Online]. Disponible en <http://www.rcgsas.com/papers/iColombia.pdf>

Comisión Europea, “Communication from the Commission to the European Parliament, The Council, The European Economic and Social Committee and The Committee of the Regions Energy Roadmap 2050” [Online]. Disponible en http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids

Comisión Nacional de Energía CNE. [Online]. Disponible en http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=277&&&keyword=&auditoria=F

Electric Power Research Institute, “*Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid*” *Technical Report*. 2011 [Online]. Disponible en <http://www.rmi.org/Content/Files/EstimatingCostsSmartGRid.pdf> [Enero de 2015].

ENDESA, “Smart city Málaga Un modelo de gestión energética sostenible para las ciudades del futuro”, España, 2012.

Expertos en Mercados. “Descripción y funcionamiento del sistema eléctrico Colombiano” [Online]. En www.xm.com.co, [20 de febrero de 2015].

FARHANGI, Hassan. “*The path of the Smart grid*”, *IEEE power & energy magazine*, vol. 1540-7977/10, pp. 19-28, Jan./Feb. 2010 [Online]. Disponible en <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5357331> [Diciembre de 2014].

Gobernación de Cali. “*Información de piloto con energía solar EMCALI*”. [Online]. Disponible en http://www.cali.gov.co/publicaciones/emcali_evalua_generacion_de_energia_foto_voltaica_en_potrero_grande_pub [Marzo de 2015].

GONZÁLEZ, Ángel J. López, “Gestión de la energía en una red inteligente”, Leganés, 2012.

GIORDANO, Vincenzo; GANGALE Flavia; FULLI Gianluca y JIMENEZ Manuel. “*Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments*”. Reporte técnico JRC Comisión Europea, 2011 [Online]. Disponible en

http://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ses/files/documents/smart_grid_projects_in_europe_lessons_learned_and_current_developments.pdf [Febrero 2015].

HERRERA, Ignacio. "Introducción al smart grids y sus aplicaciones a las redes eléctricas". *Revista Mundo Eléctrico*, Edición Especial, pág. 10-14. 2012.

HUANG, Yih-Fang; "State Estimation in Electric Power Grids: Meeting New Challenges Presented by the Requirements of the Future Grid," *Signal Processing Magazine, IEEE* , vol.29, no.5, pp.33,43, Sept. 2012.

International Smartgrid Action Network. " Tabla de estado de maduración de generación distribuida y almacenamiento". [Online]. Disponible en <http://www.iea-isgan.org>, [Febrero de 2015]

International Smart Grid Action Network (ISGAN) " Spotlight on Smart and Strong Power T&D Infrastructure 2015" [Online]. Disponible en <http://www.iea-isgan.org/index.php?r=home&c=5/378>

JIMÉNEZ CASTRILLÓN, M. "*Estudio de viabilidad de implementación de tecnologías smart grids en el mercado eléctrico colombiano*" Proyecto de grado para optar a título de Ingeniería Industrial. UPB, Medellín, 2013 [Online]. Disponible en <http://repository.upb.edu.co:8080/jspui/bitstream/123456789/1440/1/TRABAJO%20DE%20GRADO%20-%20DEFINITIVO.pdf> [Diciembre 2014].

JIMÉNEZ, Juan P, "Smart Cities Programas de financiamiento". Ciudad de México, 2014.

KIM, Gene," The Phoenix Project". Portland, 2013.

LEEDS, David. *"The smart grid in 2010: Market segments, applications and industry players."* GTM Research, 2010 [Online]. Disponible en http://www.infraxinc.com/resources/collateral/documents/TheSmartgridin2010_2431.pdf. [Febrero 2015].

LEJARRAGA, Amaya B, "La red inteligente de IBERDROLA del desarrollo de la telegestión a la oportunidad de la red inteligente", 2011.

MIRANDA, Diego, *"Estado y desarrollo de la tecnología smart grid en Colombia."* Proyecto de grado para optar a título de Ingeniería Eléctrica. UNAL, Medellín, 2008 [Online]. Disponible en <http://core.ac.uk/download/pdf/11051300.pdf> [Diciembre 2014]

PÉREZ, Ricardo. "Smart City – Bióptima", en Bióptima V Feria de Biomasa y Servicios Energéticos, 2014 [Online]. Disponible en http://www.bioptima.es/archivos/jor3_1.pdf . [Marzo de 2015].

PICASSO, Cuitlahuac. *"Automatización de la distribución en las redes inteligentes"*, 2011. Instituto de investigaciones eléctricas, México, 2011 [Online]. Consultado en <http://es.slideshare.net/FiiDEM/3-automatizacion-distribucion> [Febrero 2015].

Proyecto Gestión Activa de la Demanda (GAD), marzo 2010

ROA Group Korea Consultants. *"Introduction to Smart Grid Latest Developments in the U.S., Europe and South Korea"*, ROA Group White Paper, pág. 2-11, July 2009 July [Online]. Disponible en <http://images.tmcnet.com/tmc/vertical/smartgrid/images/roa-group-smart-grid.pdf> [Marzo de 2015].

Secretaria de Economía México. Se toma el concepto de Benchmarking. [Online]. Disponible en <http://server3.gservicio.com/benchmarking/definicion.html> [Febrero de 2015]

Se toma el concepto de Benchmarking. [Online]. Disponible en <https://debitoor.es/glosario/definicion-de-benchmarking> [Febrero de 2015].

[20] Web corporativa Empresa de Energía del Pacífico. “*Transmisión y distribución de energía*”. [Online]. Disponible en <http://www.epsa.com.co/nosotros/transmisión-y-distribución-de-energía>, [Marzo de 2015].

Smartgrids.gov “Voice of Experience|Insights into Advanced Distribution Management Systems” [Online]. Disponible en https://www.smartgrid.gov/federal_initiatives

Web Corporativa Electrificadora del Caribe. “*Conócenos*”. [Online]. Disponible en <http://www.electrificaribe.com/co/conocenos/quienes+somos/1297110270211/organizacion+local.html>, [Marzo de 2015].

Web Corporativa EMCALI. [Online]. Disponible en https://www.emcali.com.co/web/energy_service [Marzo de 2015].

[23] Web Corporativa EPM. “*Información Institucional*”. [Online]. Disponible en <http://www.epm.com.co/site/Home/Institucional/Nuestrosservicios/Energ%C3%ADa.aspx> [Marzo de 2015].

Web Corporativa CODENSA. “*Conócenos*” [Online]. Disponible en <http://corporativo.codensa.com.co/es/conocenos/nuestraestrategia/Paginas/propósito-superior-valores.as> [Marzo de 2015].

Web Corporativa Electricaribe. “*Informe Anual Eletricaribe 2013*”. [Online].
Disponible en
http://www.electricaribe.com/servlet/ficheros/1297141826088/INFORME_ANUAL_2013_SMALL.pdf [Marzo de 2015].

Web Corporativa EMCALI. “*Informe de gestión EMCALI 2013*.” [Online].
Disponible en
<https://www.emcali.com.co/documents/10157/57705/INFORME+DE+GESTION+2013.pdf> [Marzo 2015].

Web Corporativa CODENSA. “*Informe anual CODENSA 2012*.” [Online].
Disponible en
<http://corporativo.codensa.com.co/ES/PRENSA/CENTRODOCUMENTAL/Informes%20Anuales/Memoria%20Anual%20Codensa%202012.pdf> [Marzo de 2015].

Web Corporativa CODENSA. “*Informe anual CODENSA 2014*.” [Online].
Disponible en
http://corporativo.codensa.com.co/ES/PRENSA/CENTRODOCUMENTAL/PublicacionesInformes/memoria_codensa_2014_web.pdf [Marzo de 2015].