

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA
PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO



EDISON EMIR BRAVO LIZCANO
CARLOS FERNANDO MUÑOZ BETANCOURTH

UNIVERSIDAD DEL CAUCA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES
DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA, INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL
INGENIERIA EN AUTOMATICA INDUSTRIAL
POPAYÁN, OCTUBRE 2013

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA
PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

EDISON EMIR BRAVO LIZCANO
CARLOS FERNANDO MUÑOZ BETANCOURTH

Documento final de trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero en Automática Industrial

Director
M.Sc. Juan Fernando Flórez Marulanda

UNIVERSIDAD DEL CAUCA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y TELECOMUNICACIONES
DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA, INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL
INGENIERIA EN AUTOMATICA INDUSTRIAL
POPAYÁN, OCTUBRE 2013

APROBACIÓN

Director:

M.Sc.Juan Fernando Flórez Marulanda

Jurado 1:

Jurado 2:

Autor 1:

Edison Emir Bravo Lizcano

Autor 2:

Carlos Fernando Muñoz Betancourth

Fecha: _____

Los autores del presente trabajo, manifiestan agradecimientos...

Al director del trabajo de grado Msc. Juan Fernando Flores Marulanda, por sus orientaciones, dedicación y apoyo constante.

A la Universidad del Cauca, Facultad de Ingeniería Electrónica y Telecomunicaciones, Programa de Ingeniería en Automática Industrial.

A Centrales Eléctricas de Nariño, CEDENAR, al ingeniero Efraín Muñoz por su asesoría y facilitación de información de la empresa.

A Compañía Energética de Occidente, al ingeniero Jorge Millán por sus asesorías en los temas de Infraestructura de Medición Avanzada.

El esfuerzo y dedicación que he puesto en este trabajo, va con todo cariño...

A Dios por el camino recorrido y superar los momentos difíciles.

A las personas que hicieron todo en la vida para que pudiera lograr mis sueños y alcanzar mis metas.

A mis Padres, Amparo Lizcano y Fernando Bravo, no existe un día en mi vida que no le agradezca a Dios el poder estar con Uds., la fortuna más grande es tenerlos conmigo y el tesoro más valioso es poder compartir todos los bellos momentos de mi vida en su compañía.

A Leonardo mi hermano por su constante apoyo y comprensión.

A Jennifer por ser más que mi hermana y amiga, por estar siempre ahí apoyándome en todos los momentos difíciles.

A Linda Johana tu paciencia, amor y comprensión son más que un motor en mi vida, me dieron fuerzas para seguir adelante.

Finalmente a todas las personas que de alguna manera me dieron palabras de aliento y apoyo.

EDISON

*A Dios, por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado su infinita bondad.
A mi familia, por siempre estar a mi lado, ejemplo de perseverancia, brindándome todo su amor, entrega y dedicación.
A esas personas que con su sabiduría influyeron en mi la madurez para lograr objetivos y siempre estuvieron listas para ofrecerme su ayuda.
A mi recién y más grande fuente de motivación mi pequeño hijo Santiago.
Esta tesis en agradecimiento, es para todos y cada uno de ustedes.*

CARLOS

GLOSARIO DE TERMINOS

AMI (Infraestructura de Medición Avanzada): sistema que incluye comunicaciones bidireccionales hasta el medidor eléctrico inteligente, recoge, envía, administra y analiza datos en periodos de tiempo cortos. Este sistema incluye aplicaciones como lectura remota y gestión de la demanda, permitiendo optimizar la red de distribución.

AMR (Lectura Automática de Medidores): sistema unidireccional que permite recopilar y analizar automáticamente datos de dispositivos como medidores de gas, electricidad o agua y comunicar esos datos por medio de una red de comunicaciones a su sistema central.

Concentrador o colector de datos: equipo a través del cual se gestiona la información del sistema de medición remota y sirve de interfaz entre el centro de control y las unidades de medida. Dispone de dos niveles de comunicación bidireccional, uno con el cual se comunica con las diferentes unidades de medida (LAN), y otro con el centro de control donde se realiza la gestión de la información (WAN) y las funciones de operación y control.

Dispositivo de corte y reconexión: equipo que permite conectar y desconectar de forma remota el servicio de energía.

Distribución de riesgos: hace referencia a toda aquella circunstancia que de presentarse durante el desarrollo de ejecución del contrato, puede alterar el equilibrio financiero del mismo.

Estimación de los riesgos: valorar la probabilidad de ocurrencia y el nivel de impacto de los riesgos que han sido tipificados.

Estudios previos: la documentación que sirve de soporte de la elaboración del proyecto de pliego de condiciones de manera que los proponentes puedan valorar adecuadamente el alcance de lo requerido por el OR y del proceso contractual.

OR (Operador de Red): persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL,

incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.

Pérdidas no técnicas de energía: energía que se pierde en el mercado de comercialización por motivos diferentes al transporte y transformación eléctrica.

Pérdidas técnicas de energía: energía que se pierde en los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribuidor Local a causa del transporte y la transformación de la energía eléctrica.

Pliego de condiciones: es un documento contractual de carácter exhaustivo en el cual se establecen las condiciones o cláusulas que se aceptan en un contrato de obras o servicios, una concesión administrativa, una subasta etc.

SDL (Sistema de Distribución Local): sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un mercado de comercialización.

STN (Sistema de transmisión Nacional): es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, transformadores con sus respectivos módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

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

Sector energético: se refiere al sector de actividades primarias, secundarias y terciarias destinadas a la producción, transportación, innovación, manejo y venta de los productos energéticos del país. Los recursos energéticos de un país difieren según la abundancia y variedad de los recursos naturales del área. Entre los recursos energéticos más explotados se encuentran el petróleo, el gas natural, el carbón, etc. También existen diversos tipos de productos energéticos producidos de varias formas, como la electricidad.

Sistema de medida centralizada: sistema de medición de energía eléctrica agrupada en cajas de medida, armarios o instalación individual, integrado por unidades de medida, transformadores de medida (cuando aplique) y elementos que permitan el intercambio de datos y la realización de las operaciones de lectura, corte y reconexión remota. También cuenta con sistemas para operación y gestión.

Telegestión: es un sistema de medida y comunicación bidireccional entre los contadores y las centrales eléctricas que permite acceso remoto a los medidores de energía, con disponibilidad de lectura, gestión de energía, control de potencia demandada y contratada. Gestión de la conexión/ desconexión de suministros y mecanismos antifraude avanzados.

Telemedida: es el proceso por el que las lecturas de los medidores se transmiten a un sistema de adquisición de datos central, normalmente este proceso se realiza a través de los Medidores de Lectura Automatizada (AMR).

Tipificación de riesgos: es el proceso de caracterización de los riesgos que pueden preverse en las diferentes etapas del contrato, agrupándolos dentro de las diferentes clases de presentes características similares. Así la tipificación, de los riesgos previsibles podrá consistir en la identificación de los distintos riesgos que pueden ocurrir durante la ejecución del contrato y su incorporación en una clase si ella existe.

Unidad de medida: equipo de medida en el cual la corriente y la tensión actúan sobre elementos de estado sólido (electrónicos) para producir una salida proporcional a la energía a ser medida.

Visualizador (Display): dispositivo que permite el despliegue de los registros de la unidad de medida (energías, instrumentación, alarmas, eventos, mensajes ó códigos de error), esta información es generada por el medidor y será entregada al visualizador a través de un protocolo de comunicación y por diversos medios de comunicación (cableado, inalámbrico o PLC), el visualizador podrá ser de una o dos vías, este podrá ser interno o externo a la unidad de medida.

Visualizador general: equipo a través del cual se visualiza la información del total de los medidores de energía de un proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES	3
1.1. Sector eléctrico en Colombia	3
1.1.1. Estructura del Sector Eléctrico Colombiano	5
1.1.2. Marco Institucional colombiano	7
1.2. Sistema eléctrico tradicional	10
1.3. Descripción de las redes eléctricas domiciliarias	16
1.4. Redes Eléctricas Inteligentes	17
1.4.1. Historia y Evolución de las Redes Eléctricas Inteligentes	18
1.4.2. Introducción a las AMI	19
1.4.3. Componentes de sistemas AMI	21
1.4.4. AMI en las Redes Eléctricas Inteligentes.	23
1.5. Aspectos Regulatorios	23
1.5.1. Normas Internacionales	24
1.5.2. Normatividad en Colombia	25
1.6. Proyectos pilotos área Telegestión AMI	28
1.6.1. Generalidades	28
1.6.2. Caso Cedenar	28
2. DEFINICION DE REQUISITOS Y CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DISEÑO DE UNA PRUEBA PILOTO AMI	30
2.1. Generalidades del diseño de una prueba piloto AMI	31
2.2. Definición y listado de requisitos genéricos para PPAMI	34
2.2.1. Aspectos técnicos de la PPAMI	34
2.2.2. Detalle de componentes requeridos para la PPAMI	35
2.2.3. Listado de requisitos genéricos AMI	37
2.3. Definición de consideraciones geográficas, sociales y culturales	39

2.3.1.	Consideraciones geográficas	39
2.3.2.	Consideraciones culturales	40
2.3.3.	Consideraciones sociales.....	40
2.3.4.	Listado de Consideraciones in situ.....	41
2.4.	Definición de consideraciones del OR, normatividad y políticas.....	41
2.4.1.	Listado de consideraciones del OR.....	42
2.5.	Selección de criterios para el diseño de la prueba piloto AMI	43
2.5.1.	Procedimiento para la selección de criterios para la PPAMI	43
2.5.1.1.	<i>Clasificación de las consideraciones in situ.....</i>	<i>43</i>
2.5.1.2.	<i>Clasificación de las consideraciones del OR.....</i>	<i>44</i>
2.5.1.3.	<i>Matriz de relaciones.....</i>	<i>45</i>
2.5.2.	Características técnicas para la PPAMI	50
2.6.	Diseño de la prueba piloto AMI	50
2.6.1.	Proceso licitatorio.....	51
2.6.2.	Plan de ejecución.....	56
2.6.3.	Plan de seguimiento.....	57
3.	DISEÑO DE LA PRUEBA PILOTO AMI CASO DE ESTUDIO	60
3.1.	Introducción	60
3.1.1.	DESCRIPCION CEDENAR S.A. E.S.P	60
3.1.1.1.	<i>Infraestructura.....</i>	<i>60</i>
3.1.1.2.	<i>Perdidas de energía e indicadores de calidad.....</i>	<i>62</i>
3.1.1.3.	<i>Proyectos base para la implementación de tecnologías AMI</i>	<i>66</i>
3.1.2.	San Andrés de Tumaco.....	67
3.2.	PPAMI caso de estudio CEDENAR – Exporcol	71
3.2.1.	Consideraciones in situ Exporcol	72
3.2.2.	Consideraciones políticas y normatividad CEDENAR.....	74
3.2.3.	Requisitos técnicos para la PPAMI, CEDENAR – Exporcol	77
3.2.4.	Criterios para la PPAMI, CEDENAR – Exporcol.	77
3.2.4.1.	<i>Clasificación de consideraciones in situ en grupos PPAMI – Exporcol... ..</i>	<i>77</i>

3.2.4.2.	<i>Consideraciones CEDENAR organizadas por grupos</i>	78
3.2.4.3.	<i>Matriz de relaciones de consideraciones CEDENAR – Exporcol</i> .	78
3.2.4.4.	<i>Selección de características técnicas para PPAMI - Exporcol</i>	79
3.2.5.	Diseño de la PPAMI CEDENAR-Exporcol.....	81
3.2.5.1.	<i>Plan estratégico, generalidades</i>	82
3.2.5.2.	<i>Plan estratégico y plan de acción CEDENAR</i>	83
3.2.5.3.	<i>Proceso licitatorio</i>	84
3.2.5.4.	<i>Plan de ejecución</i>	92
3.2.5.5.	<i>Plan de seguimiento</i>	94
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	97
	BIBLIOGRAFÍA	100

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1. Normas IEC para AMI y en general REI	24
Tabla 1.2. Normas en revisión en comités de normalización colombianos	27
Tabla 2.1. Propuesta de requisitos técnicos genéricos AMI organizados por componentes	37
Tabla 2.2. Grupos de consideraciones in situ	44
Tabla 2.3. Matriz de relaciones entre consideraciones in situ y del OR.....	46
Tabla 2.4. Etiquetas propuestas para grupos de requisitos técnicos AMI en consecuentes.....	49
Tabla 2.5. Matriz de criterios de la PPAMI	50
Tabla 2.6. Factores contractuales de verificación para el proyecto piloto AMI	54
Tabla 2.7. Evaluación de proyectos AMI por asignación de puntajes	55
Tabla 3.1. Proyectos reducción de pérdidas CEDENAR	63
Tabla 3.2. Pérdidas de energía por municipios en Nariño	65
Tabla 3.3. Cartera vencida por municipios CEDENAR	65
Tabla 3.4. Índice DES Acumulado por zonas en el departamento de Nariño	66
Tabla 3.5. Barrios urbanas municipio de Tumaco.....	68
Tabla 3.6. Consideraciones in situ, CEDENAR - Exporcol	73
Tabla 3.7. Normatividad para la PPAMI CEDENAR - Exporcol	75
Tabla 3.8. Políticas relacionadas a la PPAMI CEDENAR Exporcol	76
Tabla 3.9. Cantidad de normas y políticas organizadas para la PPAMI Exporcol ..	76
Tabla 3.10. Grupos de consideraciones in situ, CEDENAR - Exporcol.....	77
Tabla 3.11. Matriz de relaciones para CEDENAR - Exporcol	79
Tabla 3.12. Características técnicas AMI para la PPAMI, CEDENAR - Exporcol ..	80
Tabla 3.13. Objetivo de Gestión CEDENAR S.A. E.S.P-2013	84
Tabla 3.14. Cronograma de procedimiento de licitación PPAMI Exporcol	87
Tabla 3.15. Parámetros de evaluación PPAMI Exporcol	89
Tabla 3.16. Calificación oferta técnica	89
Tabla 3.17. Puntajes de evaluación oferta técnica.....	89
Tabla 3.18. Puntajes para evaluar participación nacional.....	92
Tabla 3.19. Información técnica inicial requerida por el oferente	92
Tabla 3.20. Ficha de seguimiento actividades PPAMI Exporcol	95

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1. Agentes del mercado del sector eléctrico en Colombia	4
Figura 1.2. Estructura del Mercado Eléctrico en Colombia	6
Figura 1.3. Estructura Organizacional del Sector Energético	8
Figura 1.4. Modelo sistema eléctrico en la actualidad	11
Figura 1.5. Principales procesos y subprocesos en comercialización de energía .	15
Figura 1.6. Componentes de Red Eléctrica Inteligente.....	18
Figura 1.7. Componentes generales de un sistema AMI	22
Figura 1.8. Medidor Inteligente	22
Figura 1.9. Funciones de los componentes de un sistema AMI.....	23
Figura 2.1. Perdidas transmisión y distribución de electricidad por país.....	30
Figura 2.2. Etapas propuestas para el diseño de la PPAMI.....	32
Figura 2.3. Estructura general para la obtención del diseño PPAMI.....	33
Figura 2.4. Componentes detallados de un sistema AMI.....	36
Figura 2.6. Etapas para el proceso de licitación	52
Figura 3.1. Red de distribución del OR.....	61
Figura 3.2. Pérdidas comerciales y de distribución por empresa.....	62
Figura 3.3. Indicador de calidad DES, CEDENAR.....	64
Figura 3.4. Cobertura de servicios públicos en Tumaco	69
Figura 3.5. Sectores en la isla El Morro	70
Figura 3.6. Sistema de distribución en barrios subnormales en Tumaco.....	71

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1: Componentes de la tecnología AMI.

Anexo 2: Listado de consideraciones, normatividad y políticas del OR

Anexo 3: Listado de consideraciones in situ

Anexo 4: Detalle de criterios seleccionados según matriz de relaciones

INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años, el sector energético ha venido ganando cada vez más importancia tanto a nivel nacional como internacional. En Colombia, la creciente conciencia de la necesidad por contar con una matriz energética¹ eficiente ha motivado diversas formas estructurales y regulatorias, que se han reflejado en el desarrollo de múltiples programas y planes nacionales para la racionalización del uso de energía eléctrica, es por esto que las empresas del sector eléctrico aspiran lograr una mayor eficiencia en el consumo de la energía, reducir las pérdidas que por diferentes causas provocan desniveles económicos, incrementar la generación de energía para cubrir la creciente demanda, y la creación de políticas ambientales [1].

Para las empresas del sector eléctrico (más específicamente las que se dedican a la distribución y comercialización), las principales dificultades en la reducción de pérdidas no técnicas, son provocadas por usuarios que por medio de manipulación en el medidor evitan el registro total o parcial de sus consumos, o los hurtos de electricidad realizados desde las acometidas y redes de baja tensión, donde los usuarios toman energía de las redes en forma directa, igualmente existen dificultades de tipo administrativo como errores en toma de lecturas o actualización de amarres², reducción de pérdida, disminuir estimaciones, mejoras en recudo entre otros. Es por esto que las empresas del sector eléctrico buscan alternativas de solución a las pérdidas no técnicas que finalmente disminuyen sus ingresos y su margen operativo, una de las principales alternativas es la implementación de sistemas de telegestión basados en una Infraestructura de Medición Avanzada (AMI).

La propuesta de trabajo de grado “Definición de criterios para el diseño y desarrollo de un proyecto piloto en el área de telegestión AMI, caso de estudio”, busca brindar una alternativa para los OR en la selección de la tecnología a utilizar en sus proyectos piloto AMI, principalmente con la ayuda de criterios técnicos.

En el primer capítulo de este documento se describe de manera general como está conformado el sector eléctrico Colombiano y se hace una introducción teórica a las redes eléctricas inteligentes enfocado a los sistemas AMI, sus

¹ La matriz energética está compuesta por diferentes combustibles como el Carbón con 5.1%, Gas Natural con 17.5%, Alcohol Carburante 0.8%, Biodiesel 1.0%, Petróleo y sus derivados 43.2%, *Electricidad* 18.4%, estos datos fueron tomados para el año 2010 [2].

² Número de usuarios por transformador de energía.

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

componentes, la normatividad tanto en Colombia como a nivel internacional. Por último se habla de los proyectos piloto en cuanto a sistemas AMI, y se plantea el caso de estudio, lo que generalmente se requiere en la empresa caso de estudio.

En el segundo capítulo lo que se busca es definir las consideraciones generales para el diseño de la prueba piloto, listar los requisitos genéricos AMI, y definir unas consideraciones tanto geográficas, sociales y culturales del sitio de la prueba, y definir consideraciones del OR en cuanto a la normatividad y políticas. Igualmente se busca definir un procedimiento para la selección de los criterios en el diseño del piloto y finalmente diseñar la prueba piloto AMI.

En el capítulo tres es indispensable describir la empresa caso de estudio, y hablar del lugar donde es posible realizar el proyecto piloto. ya descritos el lugar se selecciona el sitio para la prueba piloto y se describen las consideraciones que la empresa caso de estudio tendría para la realización del proyecto piloto, y por último se diseña la prueba piloto AMI para el caso de estudio teniendo en cuenta el plan estratégico, plan de acción y un análisis técnico.

1. GENERALIDADES

1.1. Sector eléctrico en Colombia

Esta mayormente dominado por generación de energía hidráulica (67% de la producción), generación térmica (27.4%) y otros (5.2%) por lo que las grandes plantas de energía hidráulica y térmica dominan los planes de expansión eléctrico actual [3]. Está conformado por diferentes entidades y empresas³ que cumplen con diversas funciones para su buen desarrollo y desempeño [4], y a su vez está dividido en segmentos de negocio denominados; generación, transmisión, distribución y comercialización.

Además se cuenta con un sistema de regulación el cual inicia con la creación de la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) [5], así mismo tiene mecanismos para el control de la calidad y confiabilidad del servicio a través de la SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios).

Las empresas del sector eléctrico se especializan en cada uno de los segmentos de negocio pero estas pueden cumplir varias funciones (por ej., ISAGEN es Generador y Comercializador, cada uno de esos agentes deben de manejarse de manera independiente, como generador, ofrece al Administrador del Sistema⁴ la energía que está en capacidad de generar, y como comercializador, recurre al Administrador a comprar la energía que necesita), esto es debido a que en 1994 se dio la transformación de la estructura de los servicios públicos en Colombia, con la Ley 142, que establece las pautas generales para todos los servicios públicos domiciliarios y la Ley 143, la cual se dedicó exclusivamente a la nueva forma en que operaría el sector eléctrico nacional, trayendo consigo el nuevo papel del estado como ente regulatorio y de vigilancia y control [6].

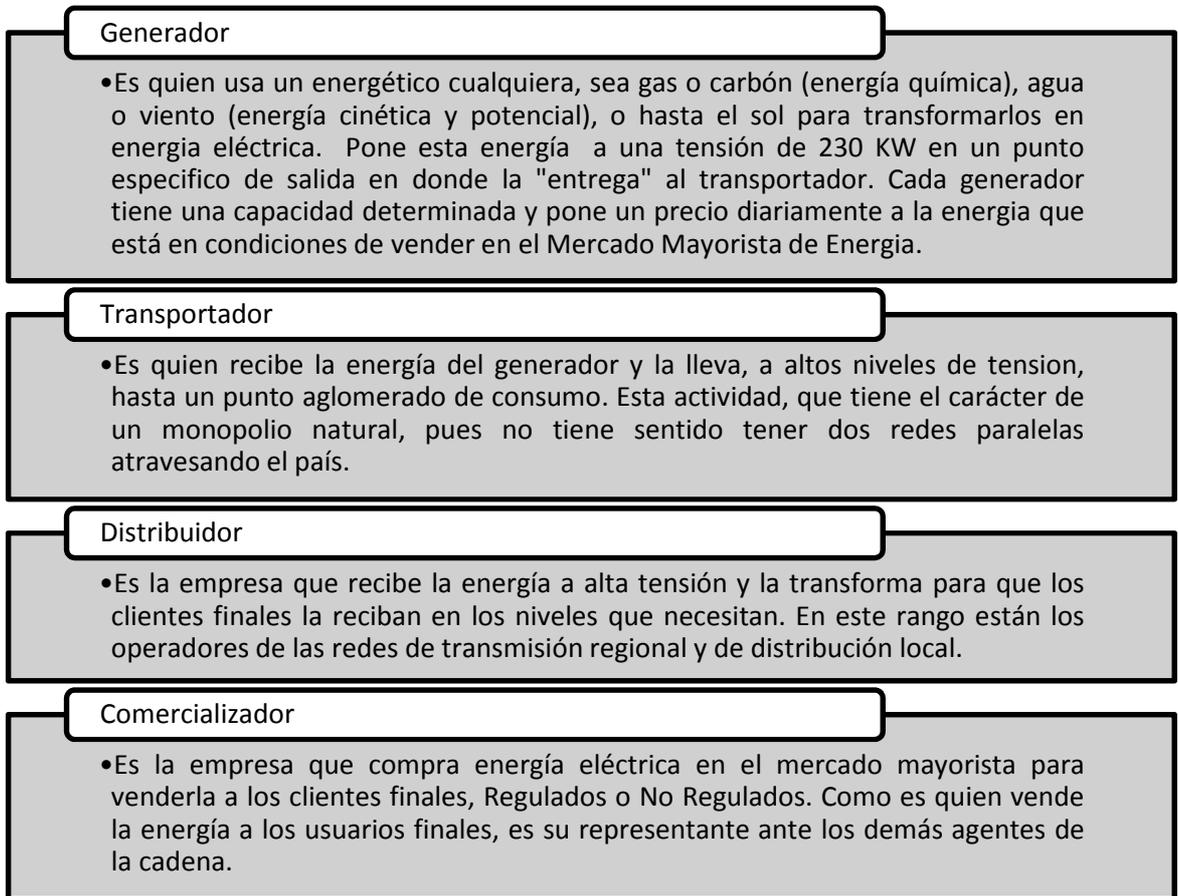
En la figura 1.1 se observan los roles de cada uno de los agentes de mercado que tiene el sector eléctrico en Colombia o también llamados agentes del sector eléctrico [7], cada uno cumple una función primordial en la cadena y

³Algunas de las entidades que conforman el sector eléctrico son: MME (Ministerio de Minas y Energía), UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), CREG (Comisión de Regulación de Energía y gas), SSPD (Super Intendencia de Servicios Públicos Domiciliarios), ASIC (Administrador de Sistema de Intercambios Comerciales), LAC (Liquidador y Administrador de Cuentas), CND (Centro Nacional de Despacho), CNO (Consejo Nacional de Operación), entre otras.

⁴ La operación y administración del mercado eléctrico Colombiano está a cargo de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A.

permite la interacción entre comercializadores y los consumidores. Los agentes que interactúan en el mercado eléctrico son básicamente cuatro (4) pero se adiciona un agente más el cual es el usuario final.

Figura 1.1. Agentes del mercado del sector eléctrico en Colombia



Fuente. Modificado [6].

Los agentes generadores conectados al SIN (Sistema Interconectado Nacional), están clasificados en: Generadores, Plantas menores, Autogeneradores y Cogeneradores; estos agentes son los que efectúan sus transacciones en el MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), los generadores tienen capacidad por lo general igual o superior a 20 MW por debajo de esta medida son considerados plantas menores; los autogeneradores son personas jurídicas que al producir su propia energía eléctrica no usan la red pública y los cogeneradores son aquellas personas natural o jurídica que produce energía, para consumo propio o de terceros utilizando el proceso de energía combinada entre energía eléctrica y energía térmica destinada a procesos comerciales o industriales [8].

El agente comercializador puede desarrollarse en dos tipos de mercados que son por lo general los clientes finales: [7], [9].

- MR (Mercado Regulado): está conformado en la mayor parte del comercio, pequeña y mediana industria, clientes residenciales y el hogar en general; en cualquier caso los clientes deben ser representador ante el MEM por un agente comercializador.
- MNR (Mercado No Regulado): pertenecen a este mercado todos los clientes cuyo consumo mensual sea igual o superior a 55.000 KWh / mes, o que demanden una potencia promedio igual o superior a 0.1 MW, que en su gran mayoría son grandes y medianos industriales, los cargos de generación y comercialización no están regulados por la CREG, sino que son acordados mediante un proceso de negociación entre el usuario y el comercializador, es importante aclarar que el resto de los cargos dentro de la tarifa (transmisión, distribución y otros) continúan siendo regulados por la CREG y tienen un modelo de cálculo idéntico al aplicado a los usuarios regulados.

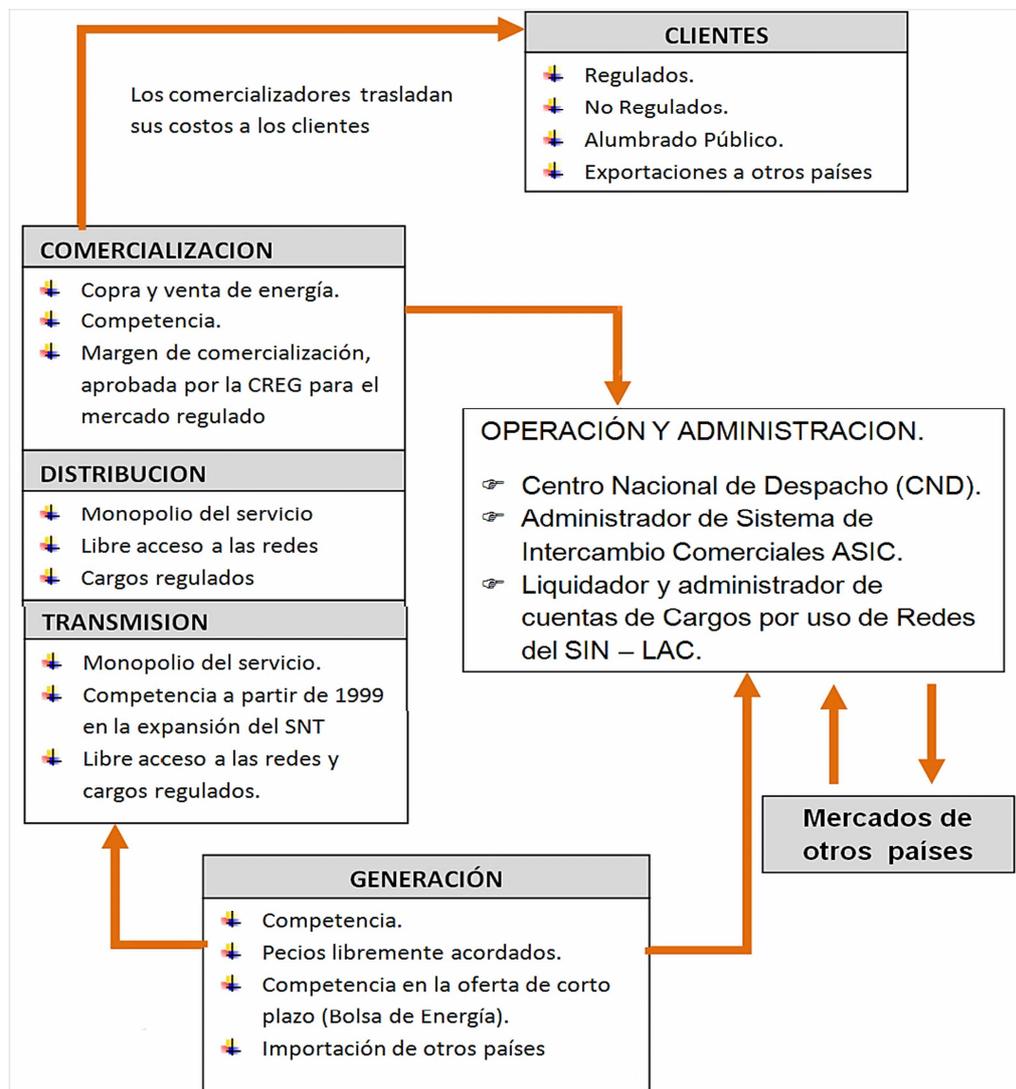
1.1.1. Estructura del Sector Eléctrico Colombiano

Está compuesto por un sistema de interacción entre comercializadores y grandes consumidores quienes realizan sus transacciones en un mercado de grandes bloques de energía. Este mercado opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda [10].

Los actores que intervienen o forman parte activa de este sector, incluyendo como eje fundamental de este, al Operador y Administrador se pueden observar en la figura 1.2, donde la operación del SIN (Sistema Interconectado Nacional)⁵ y la Administración del Mercado de Energía se encuentra a cargo de XM [11], la empresa responsable por las funciones del CND (Centro Nacional de Despacho), es la encargada de operación del SIN, mientras que el ASIC (Administrador del Sistema de Intercambio Comercial) se encarga de realizar las liquidaciones de todas las transacciones del mercado y de administrar el registro de los contratos de energía a largo plazo y de las fronteras comerciales, así como también de la administración de las TIE (Transacciones Internacionales de Electricidad) con Ecuador y el LAC por uso de las Redes del SIN [8].

⁵ La oferta de electricidad en Colombia se transmite a través del SIN, mientras que muchas regiones denominadas ZNI (Zonas No Interconectadas) se abastecen por medio de sistemas locales. El SIN cubre 1/3 del territorio, dando cobertura al 96% de la población. Las ZNI, las cuales cubren los 2/3 restantes del territorio solo abastecen al 4% de la población.

Figura 1.2. Estructura del Mercado Eléctrico en Colombia



Fuente. Modificado de [12].

La estructura del sector eléctrico colombiano es descrita en la figura 1.2, donde las flechas representan los flujos de interacción entre los agentes del mercado. Las actividades económicas asociadas a cada agente se han separado claramente. Una empresa de generación no puede ser a la vez de transmisión. Si una empresa de generación desea participar en comercialización, debe desintegrar ambos negocios en dos (2) empresas contablemente separadas y cumplir disposiciones de la CREG.

En Colombia el consumo de energía (demanda) es inferior a la capacidad instalada (oferta), el CND debe coordinar la distribución de la demanda entre los generadores. Diariamente, el CND hace una proyección de la demanda de energía esperada para el día siguiente, a su vez, los Generadores, de acuerdo con el estado técnico de sus plantas, asignan la disponibilidad de recursos y de

los costos asociados, envían una oferta a la Bolsa de Energía, especificando cantidad de energía (MW) y precio (\$MWh) para las 24 horas del día siguiente. Cuando se reciben las ofertas de todos los generadores, el CND asigna la generación de energía comenzando con la planta que ofertó al menor precio, y así sucesivamente hasta cubrir la demanda esperada. El precio de bolsa lo fija la última planta despachada, ya sea por méritos o por restricciones [9].

La generación y comercialización están bajo un régimen de libre competencia, la transmisión y la distribución son considerados como monopolios por lo que sus tarifas son reguladas, previniendo dos (2) tipos de cobro: uno (1) por concepto de conexión a la red y otro por uso de la misma.

Los generadores, los comercializadores y los grandes consumidores son los agentes principales del MEM, este tiene dos componentes: el mercado spot (Mercado de Corto Plazo o Bolsa de Energía)⁶, reservado a generadores y comercializadores, y el mercado de largo plazo⁷ de contratos bilaterales en el que participan todos los agentes mencionados [13].

1.1.2. Marco Institucional colombiano

En Colombia el sector energético está constituido por diferentes entidades e instituciones del gobierno que cumplen diversas funciones, como se observan en la figura 1.3. La dirección del sector eléctrico está a cargo por el Ministerio de Minas y Energía (MME) la cual es una entidad pública de carácter nacional que tiene como responsabilidad entre otras administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización; así como la regulación de los mismos con el fin de garantizar su abastecimiento [15].

⁶Es un mercado para las 24 horas del día siguiente con obligación de participación para todos los generadores registrados en el mercado con reglas explícitas de cotización y en que la energía por contratos es independiente del precio. En este mercado, el precio de la energía se define en función del costo marginal de la máquina generadora siguiente a la última despachada [12].

⁷ En el mercado de largo plazo los agentes comercializadores y generadores suscriben contratos de compra venta de energía, los cuales registran ante el Operador del Mercado – XM, especificando los procedimientos para determinar hora a hora, durante la vigencia del contrato, las cantidades a asignar y sus respectivo precio; estos contratos son de tipo OTC (*Over The Counter*), son diseñados por los participantes y su facturación y recaudo son responsabilidad de las partes [14].

Figura 1.3. Estructura Organizacional del Sector Energético



Fuente. Modificado de ACOLGEN, Asociación Colombiana de generadores de Energía Eléctrica [10].

Algunas de las funciones respecto a las empresas de servicios públicos son:

- Establecer los requisitos técnicos que deben cumplir las empresas.
- Elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público que debe tutelar el MME.
- Identificar el monto de los subsidios que debería dar la Nación para el respectivo servicio público.
- Recoger información sobre las nuevas tecnologías, y sistemas de administración en el sector.
- Impulsar bajo la dirección del Presidente de la República, y en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores, las negociaciones internacionales relacionadas con el servicio público pertinente.
- Desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial, para el uso de las autoridades y del público en general.

La planeación del sector energético está a cargo de la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética)⁸ su objetivo es planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero energético, tanto entidades públicas como privadas, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros, producir y divulgar la información minero energética requerida [16].

Entre las funciones del UPME se encuentran:

- Elaborar y actualizar el Plan Nacional Minero, el Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión del Sector Eléctrico, y los demás planes sub sectoriales, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.
- Establecer y operar los mecanismos y procedimientos que permitan evaluar la oferta y demanda de minerales energéticos, hidrocarburos, energía y determinar las prioridades para satisfacer tales requerimientos, de conformidad con la conveniencia nacional.
- Desarrollar análisis económicos de las principales variables sectoriales y evaluar el comportamiento e incidencia del sector minero energético en la economía del país.
- Evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales.
- Evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones de los recursos mineros y energéticos [16].

La CREG⁹ está conformada por el Ministro de Minas y Energía, quien la preside; el Ministro de Hacienda y Crédito Público; el Director del Departamento Nacional de Planeación; cinco Comisionados Expertos nombrados por el Presidente de la República por periodos de cuatro (4) años y el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, quien participa con voz pero sin voto.

De acuerdo a las leyes 142 y 143 de 1994 las siguientes funciones han sido asignadas: [5]

⁸ Es una Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto número 255 de enero 28 de 2004.

⁹ Constituida desde 1994 como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, cuando el Gobierno Nacional a través de las leyes 142 y 143 de 1994, creó las comisiones de Regulación, con el fin de regular las actividades de los servicios públicos y cuyo objeto es lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural y GLP (Gas Licuado de Petróleo) se presten al mayor número de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permitan garantizar calidad, cobertura y expansión [17].

- Preparar proyectos de ley para someter a la consideración del gobierno, y recomendarle la adopción de los decretos reglamentarios que se necesiten.
- Someter a su regulación, a la vigilancia del Superintendente, y a las normas que esta ley contiene en materia de tarifas, de información y de actos y contratos, a empresas determinadas que no sean de servicios públicos.

El organismo consultor y de asesoría no adscrito a ninguna entidad del estado es el Consejo Nacional de Operación, fue creado con la Ley 143 de 1994; su función principal es acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica y ser el ejecutor del Reglamento de Operación.

El Comité Asesor de Comercialización fue creado mediante la resolución 68 de 1999 por la CREG para asistir en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía [12].

La SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios), es un organismo de carácter técnico, el cual fue creado por la Constitución de 1991 para que, por la delegación del Presidente de la República, ejerza el control, la inspección y la vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios. Entre sus funciones se encuentran [18]:

- Sancionar a las entidades encargadas de prestar servicios públicos domiciliarios cuando no cumplen las normas a las que están obligadas.
- Vigilar y controlar que las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios cumplan con la Ley 142 de 1994, con sus normas reglamentarias y las que expidan las Comisiones de Regulación.
- Velar por que se cumplan los contratos de condiciones uniformes celebradas entre las empresas de servicios públicos y los usuarios.

1.2. Sistema eléctrico tradicional

El sistema eléctrico tradicional más conocido como SEP (Sistema Eléctrico de Potencia)¹⁰, es el conjunto de centrales generadoras, de líneas de transmisión interconectadas entre si y de sistemas de distribución esenciales para el consumo de energía eléctrica. Esto permite el suministro de energía eléctrica

¹⁰ La definición son varias debido a la amplitud de conceptos donde se expone diferentes puntos de vista, una de las definiciones más aceptadas a escala mundial y establecida por IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos - Institute of Electrical and Electronics Engineer) expresa: “una red formada por unidades de generadoras eléctricas , cargas y/o líneas de transmisión, incluyendo el equipo asociado, conectado eléctricamente o mecánicamente a la red” [19].

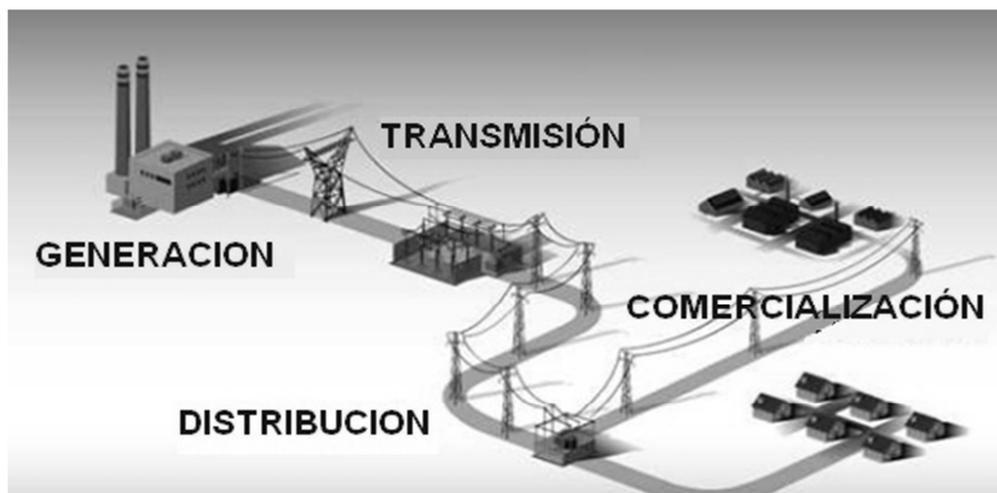
con la calidad adecuada para manejar motores, iluminar hogares y calles, hacer funcionar plantas de manufacturas, negocios, así como para proporcionar potencia a los sistemas de comunicaciones y de computo. El punto de inicio del sistema eléctrico son las plantas generadoras que convierten energía mecánica en energía eléctrica [20].

En la figura 1.4 se observa el modelo del sistema eléctrico en la actualidad, teniendo como objetivo básico proporcionar energía necesaria para satisfacer la demanda del usuario alcanzar este fin implica *generar, transmitir, distribuir* y *comercializar* la energía eléctrica de una forma eficiente y segura.

Este modelo se basa en características bien definidas:

- Es altamente centralizado: modelo de gestión de negocio para infraestructura e inversiones.
- Interacción con los clientes: enfocada a la producción y distribución de energía para la satisfacción de la demanda energética.

Figura 1.4. Modelo sistema eléctrico en la actualidad



Fuente. Modificado de [21].

La clave del éxito de los resultados de este modelo de negocio radica en las buenas relaciones con los reguladores, sin embargo el cambio y la modernización de este hoy en días es una necesidad, ya que actualmente existe una alta diversificación de las fuentes de energía, basadas principalmente en el eficiente aprovechamiento de las energías alternativas, renovables y el almacenamiento de energía eléctrica.

1.2.1. Generación y transmisión de electricidad.

La generación y transporte de electricidad es el conjunto de instalaciones que se utilizan para transformar otros tipos de energía en electricidad y

transportarla hasta los lugares donde se consume. Generar y transmitir energía en forma de electricidad tiene importantes ventajas económicas debido al costo de unidad generada, por su parte las instalaciones eléctricas tienen seis elementos principales:

- La central eléctrica.
- Los transformadores, que elevan el voltaje de la energía eléctrica generada a las altas tensiones utilizadas en las líneas de transporte.
- Líneas de transporte eléctrico.
- Las subestaciones donde la señal baja su voltaje para adecuarse a las líneas de distribución.
- Las líneas de distribución.
- Los transformadores que bajan el voltaje al valor utilizado por los consumidores.

En una hidroeléctrica, los generadores suministran voltajes de 26KV; voltajes superiores no son adecuados por las dificultades que presenta su aislamiento y por el riesgo de cortocircuitos y sus consecuencias. El voltaje es elevado mediante transformadores a tensiones entre 380KV y 760KV para líneas de transporte primarias. En la subestación, el voltaje se transforma en tensiones entre 69KV y 138KV para que sea posible transferir la electricidad al sistema de distribución. La tensión se baja de nuevo con transformadores en cada punto de distribución, la industria pesada suele trabajar a 33KV, la industria ligera trabaja a tensiones entre 380 y 415 voltios, para los usuarios residenciales se baja más la tensión donde las viviendas reciben entre 110 y 125 voltios en el caso Colombiano, otros países pueden distribuir entre 220 y 240 voltios [22].

1.2.2. Red de distribución.

Aproximadamente las 2/3 partes de la inversión total del sistema de potencia, está dedicada a la parte de distribución, lo que implica necesariamente trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño y construcción, además en la operación del sistema de distribución, lo que requiere manejar una información voluminosa y tomar numerosas decisiones, lo cual es una tarea compleja pero de trascendencia. La red de distribución es parte del sistema de suministro eléctrico cuya función primordial es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta el medidor de los usuarios.

Además es donde se producen los porcentajes más altos de pérdidas de energía en tanto técnicos como no técnicos debido al gran volumen de elementos que lo conforman, y a los bajos niveles de tensión que se manejan. Un sistema de distribución a su vez está conformado por:

- *Subestaciones receptoras secundarias*: donde se transforma la energía recibida de las líneas de subtransmisión y dan origen a los círculos de distribución primarios.
- *Circuitos primarios*: que recorren cada uno de los sectores urbanos y rurales suministrando potencia a los transformadores de distribución a voltajes como 13.2kV, 11.4kV, 7620 V, etc.
- *Transformadores de distribución*: se conectan a un circuito primario y suministran servicios a los consumidores o abonados conectados al circuito secundario.
- *Circuito secundario*: encargados de distribuir la energía a los usuarios con voltajes como 120/208 – 120/240 V y en general voltajes hasta 600 V.

La distribución de energía eléctrica es una actividad cuyas técnicas están en un proceso constante de evolución reflejadas en el tipo de equipos y herramientas utilizadas, en los tipos de estructuras, en los materiales con lo que se construyen las redes de distribución y en los métodos de trabajo de las cuadrillas de construcción y mantenimiento, reflejadas también en la metodología de diseño y operación empleando computadores (Programas de gerencia de redes, software gráfico, etc.). Algunos de estos factores de evolución son: [23]

- Expansión de carga.
- Normalización de materiales, estructuras y montajes.
- Herramientas y equipos adecuados.
- Métodos de trabajo específico y normalizado.
- Programas de prevención de accidentes y programas de mantenimiento.
- Surgimiento de industrias de fabricación de equipos eléctricos.
- Grandes volúmenes de datos y planos.

1.2.2.1. Clasificación de las redes de distribución.

Para poder entregar el suministro eléctrico a los usuarios, las redes de distribución están clasificadas (desde el punto de vista de construcción) en dos tipos de instalaciones: aéreas y subterráneas [24], [23].

- *Redes de distribución aéreas*: en esta modalidad los conductores, que usualmente se utilizan son desnudos, van soportados a través de aisladores en crucetas metálicas, en postes fabricados en concreto, madera o metálicos en sistemas urbanos y rurales. Comparativamente las instalaciones aéreas tienen un menor costo inicial que las instalaciones subterráneas (10 veces menos). Pero están

expuestas a un gran número de factores que pueden ocasionar muchas interrupciones en el servicio¹¹.

- *Redes de distribución subterránea*: son utilizadas en zonas donde por razones de urbanismo, estética, congestión o condiciones de seguridad no es aconsejable el sistema aéreo. Actualmente el sistema subterráneo es competitivo frente al sistema aéreo en zonas urbanas céntricas, igual que las anteriores presentan ventajas y desventajas¹².

1.2.3. Comercialización de energía eléctrica domiciliaria.

Esta actividad consiste en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados y no regulados, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal. Las empresas comercializadoras de energía son las encargadas de comprar la energía a los generadores o en las bolsas de energía y venderla a los usuarios, esta actividad empieza a adquirir importancia en el momento en que existe un mercado y se introduce competencia en el negocio [5].

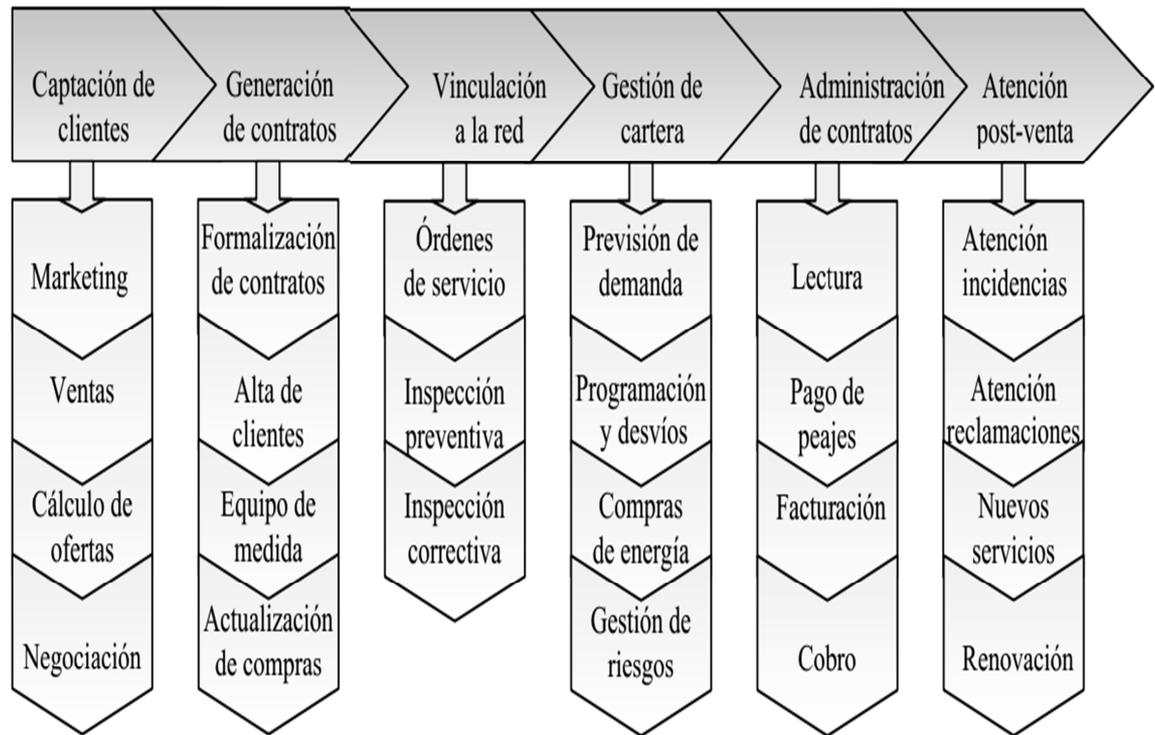
Los comercializadores tienen una gran libertad para firmar un contrato, basta con que al aplicar las reglas del mismo, se pueda establecer un precio y una cantidad a nivel horario. Los tipos de contrato más comunes son los contratados Pague lo Contratado y los Pague lo Demandado con y sin tope. El balance entre las compras y ventas de contratos se realiza en la Bolsa al precio que esta determina hora a hora [25].

La actividad de comercialización consta de multitud de procesos y subprocesos. En la figura 1.5 se pueden ver cuáles son los procesos y quienes los llevan a cabo dentro de la organización.

¹¹ Las desventajas que se presentan van desde descargas atmosféricas, lluvias, granizo, vientos, polvo, temblores, gases contaminantes, contactos con ramas de árboles, vandalismo y choques de vehículos. Por el contrario el costo inicial es bajo, son comunes y materiales de fácil consecución, son de fácil mantenimiento, fácil localización de fallas, y tiempos de construcción bajos.

¹² Entre las ventajas se encuentran que son más confiables ya que la mayoría de las contingencias mencionadas en las redes aéreas no afectan a las redes subterráneas, son más estéticas pues no están a la vista, son mucho más seguras, no están expuestas a vandalismo. Por el contrario entre sus desventajas se encuentra el alto costo de inversión inicial, se dificulta la localización de fallas, el mantenimiento es complicado y reparaciones más demoradas, están expuestas a la humedad y a la acción de roedores.

Figura 1.5. Principales procesos y subprocesos en comercialización de energía



Fuente. Extraída de [26].

Los procesos que lleva a cabo la fuerza de ventas son los relacionados con marketing, negociación, formalización de contratos, alta de clientes, ventas, cobro, atención de reclamaciones, nuevos servicios y renovación de clientes.

Las actividades del *pricing*¹³ son el cálculo de ofertas, marketing, altas de clientes, actualización de las compras, la lectura y la cooperación en la gestión de riesgos.

El *front office*¹⁴ está formado por los sistemas de información necesarios para la programación y el control de las operaciones. En la comercialización de electricidad, el *front office* actúa en los procesos de gestión de cartera y colabora en la lectura, el pago de peajes y la atención de incidencias.

El *back office*¹⁵ lo forman los departamentos más operativos de la empresa, que realizan la operación de liquidación y gestión de tesorería. Es el encargado de formalización de los contratos, el alta de los clientes, el equipo de medida, la lectura, el pago de peajes, la facturación, el cobro la atención de incidencias y de reclamaciones.

¹³ Es la acción de definir una estrategia de precios rentable.

¹⁴ Es un término que traducido literalmente significa: oficina de adelante, es la oficina que se encarga de las relaciones con el cliente.

¹⁵ Es la parte de la empresa donde se realizan las tareas destinadas a gestionar la propia empresa y con las cuales no necesita contacto directo.

En general todas las actividades del comercializador desde el punto de vista del funcionamiento del mercado se pueden dividir en dos bloques: prestación de servicios e intermediación financiera. Los servicios que presta un comercializador pueden ser intrínsecos al suministro (previsión de la demanda, ajustes de desvíos, acceso al mercado mayorista, gestión del acceso a la red...) o añadidos al suministro (formación, auditorías energéticas, mantenimiento de equipos, mejora de la calidad...). La intermediación financiera consiste en compartir el riesgo de mercado con el cliente mediante el aseguramiento total o parcial de precios futuros, diseño de fórmulas de financiación y de pago del suministro a la medida del cliente [26].

En Colombia la actividad de comercialización de energía eléctrica ha sido definida por la CREG en la resolución 024 de 1995, como la “actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales”. Esta entidad ha limitado la actividad de comercialización de energía de manera que ninguna empresa pueda atender más del 25% de la demanda [27].

1.3. Descripción de las redes eléctricas domiciliarias

Las instalaciones eléctricas para el uso final de la electricidad, también llamadas instalaciones domiciliarias o receptoras e instalaciones internas, comprenden los distintos aparatos de corte y protección, los elementos de conducción, las cajas de empalme o conexión, tomacorrientes, clavijas e interruptores, y pueden estar energizadas por la red de distribución o por una fuente de energía propia [28].

Una red eléctrica domiciliaria¹⁶ es un conjunto de obras e instalaciones realizadas con el fin de hacer llegar electricidad a todos los aparatos eléctricos de una casa de habitación, está compuesta por los diferentes elementos [17]:

- *Elementos de conducción:* son alambres o cables de instalación.
- *Elementos de consumo:* cualquier equipo aparato o dispositivo que consuma electricidad. Ejemplo: bombillos, timbres, electrodomésticos.
- *Elementos de control:* apagadores sencillos, que permiten energizar o desenergizar una parte del circuito eléctrico.
- *Elementos de protección:* interruptores de seguridad, fusibles centro de carga.
- *Elementos complementarios:* cajas de conexiones, tornillos, chالupas.
- *Elementos varios o mixtos:* contactos, barras de contactos con supresor de picos. Los que tienen doble función interruptores electromagnéticos.

¹⁶ También denominada red eléctrica residencial.

- *Elementos externos: acometidas*¹⁷.

1.4. Redes Eléctricas Inteligentes

En la sección 1.2, se explicó que las redes eléctricas están subdivididas tradicionalmente en cuatro (4) áreas funcionales: generación, transmisión, distribución y comercialización, en las que la energía fluía en un solo sentido, desde el punto de generación hasta el usuario. Sin embargo, frutos de la implantación de las Redes Inteligentes y a causa de la ya importante proliferación de las energías renovables, el modelo de red va a verse alterado irremediablemente [29].

Una Red Eléctrica Inteligente (REI)¹⁸, o *Smart Grid* [30], puede ser definida como un “sistema de gestión, información y comunicación aplicado a una red eléctrica”, cuyo objeto es “aumentar la conectividad, automatización y coordinación entre productores, proveedores y consumidores en la red de distribución, lo que implica que se tiene dos redes en paralelo una de electricidad y otra de información [31]. Es la unión de varios sistemas inteligentes donde se trabaja en tiempo real para medir, monitorizar, controlar y automatizar el SEP, verificando el flujo de energía desde la generación hasta los usuarios finales. Esta nueva tecnología fundamentalmente integra toda la parte eléctrica tradicional del SEP con sistemas de información mediante una infraestructura de telecomunicaciones [32].

En la figura 1.6 se observan tres (3) grandes grupos que conforman una REI y los componentes principales para los mismos. En los sistemas de Medida Inteligente o Smart Metering¹⁹ se encuentran los sistemas AMI, MOMS (Outage Management System)²⁰, MDMS (Meter Data Management System)²¹; en AMI es donde se desarrolla este proyecto [31].

¹⁷ Se denomina acometida al punto de conexión del usuario con el operador de red. puede ser aérea o subterránea, está constituida por conductores y accesorios de canalización (ductos), que van desde la red de distribución hasta el punto de soporte de la caja de empalme.

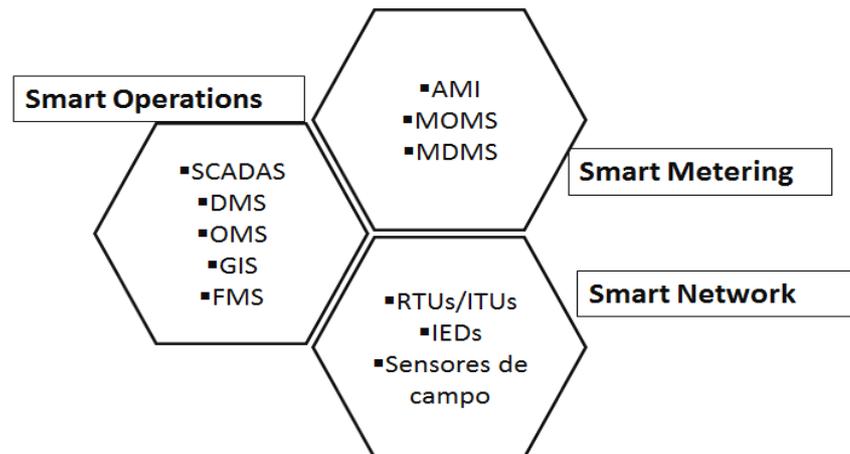
¹⁸ Una Red Eléctrica Inteligente es conocida a nivel mundial como Smart Grid.

¹⁹ Forma de medir donde se cuantifica y transmite instantáneamente la información de cantidades de energía consumidas, es encargada de integrar energías renovables a la red y vincular a los operadores con los usuarios.

²⁰ Aplicación que funciona sobre la infraestructura de un sistema SCADA que monitorea y controla todos los interruptores involucrados en la red para optimizar los cortes producidos en la red

²¹ Software de gestión de datos adquiridos de los contadores. Recoge la información de los contadores con el fin de conocer el consumo de todas las cargas.

Figura 1.6. Componentes de Red Eléctrica Inteligente



Fuente: Modificado de [33].

1.4.1. Historia y Evolución de las Redes Eléctricas Inteligentes

El término surge en el 2007, cuando Andrés E. Carvallo, el 24 de abril da una conferencia sobre energía en Chicago para el IDC (International Data Corporation), donde presenta a Smart Grid como una combinación de energía, mecanismos de comunicación, software y hardware. Explico cómo esta combinación podría existir solo con la creación de la nueva arquitectura de sistemas, integración y modelado del framework²², presentado por él [34].

La tecnología REI nace de los intentos por usar controles de consumo mediante medidores y sistemas de monitorización. En el año 1980, los medidores automáticos son utilizados para monitorizar las cargas de millones de usuarios, lo que derivó en una Infraestructura avanzada en 1990 que era capaz de determinar la cantidad de energía que se utilizaba en diferentes momentos del día. Estas redes mantienen una constante comunicación, por lo que los controles se pueden hacer en tiempo real y se pueden utilizar como un puente para la creación de sistemas inteligentes de ahorro de energía en las residencias. Uno de los primeros dispositivos de este tipo, fue el de demanda pasiva que permite determinar las variaciones de frecuencia en el suministro de electricidad en las residencias.

En el año 2000, Italia creó el primer proyecto de Redes Inteligentes que abarcó cerca de 27 millones de residencias usando medidores inteligentes conectados a través de una línea de comunicación.

²² Conjunto estandarizado de conceptos, prácticas y criterios para enfocar un tipo de problemática particular que sirve como referencia, para enfrentar y resolver nuevos problemas de índole similar.

Los proyectos más recientes utilizan tecnología inalámbrica o BPL (Broadband Over Power Line)²³. Los procesos de monitorización y sincronización de las redes se desarrollaron enormemente cuando BPA (Bonneville Power Administration)²⁴ creó un nuevo prototipo de sensores capaces de analizar las anomalías en la calidad de energía eléctrica en áreas geográficas. Esto derivó en la primera WAMS (Wide Area Measurement System)²⁵. Otros países han integrado también esta tecnología, por su parte China, está construyendo WAMS, que estará terminada en el año 2016.

En abril de 2006, el Consejo Asesor de la Plataforma Tecnológica de redes del futuro de Europa presentó su visión de Smart Grids. Esta es impulsada por los efectos combinados de la liberación del mercado y el cambio de las tecnologías actuales por las de última generación para cumplir los objetivos ambientales y los usos futuros de la electricidad [34], [21].

1.4.2. Introducción a las AMI

La supervisión y operación de los sistemas eléctricos ha experimentado en la última década un importante avance tecnológico. Dentro de estos avances tecnológicos se tiene la incorporación de los sistemas AMI y los DMS (Distribution Management System - Sistemas de Gestión de Distribución energética), dichos sistemas mejoran las operaciones de distribución y la gestión de negocios de los OR.

Un sistema AMI se fundamenta en una arquitectura de medición automatizada bidireccional que consiste en una comunicación entre la empresa eléctrica y el usuario [35]. Es una tecnología que permite a los OR interactuar con el usuario, para acceder al servicio en condiciones de calidad, economía y a la medida de cada cliente [36], y así los usuarios podrán administrar eficientemente el consumo eléctrico en sus residencias o negocios, con el consiguiente ahorro de electricidad y dinero.

²³De siglas PLC, comunicaciones mediante cable eléctrico se refiere a diferentes tecnologías que utilizan líneas de energía eléctrica convencionales para transmitir señales de radio comunicaciones. BPL aprovecha la red eléctrica para convertirla en línea digital de alta velocidad de transmisión de datos, permitiendo entre otras, el acceso a internet mediante banda ancha.

²⁴ Agencia Federal Americana con sede en Portland, Oregón. BPA fue creada por una ley del Congreso de EE.UU. en 1937 para comercializar energía eléctrica de la presa de Bonneville situada en el río Columbia y construir las instalaciones necesarias para transmitir esa energía. Es el agente de comercialización de todos los proyectos hidroeléctricos de propiedad federal en el noroeste del Pacífico.

²⁵ Sistema de medición de área extensa que consta de tecnología avanzada de medición, herramientas de información e infraestructura operativa que facilita la gestión de grandes y complejos sistemas de energía. WAMS utilizados como infraestructura independiente que complementa el control de supervisión convencional (SCADA). WAMS está expresamente diseñado para mejorar operaciones en tiempo real para el funcionamiento de una red segura.

Este sistema mide, recolecta y analiza el uso de la energía, desde diferentes dispositivos conocidos como Smart Meter (Medidores Inteligentes)²⁶ los cuales se pueden encontrar presentes en la medición de agua, gas y electricidad a través de diversos sistemas de comunicación en ambos sentidos, esta infraestructura requiere hardware, software, redes de comunicaciones, sistemas asociados a la atención del usuario y software para el manejo de la información como es el caso de los MDMS, la funcionalidad de este sistema va más allá de simplemente obtener la lectura mensual del medidor, el cual es capaz de capturar en tiempo real el consumo, la demanda, la tensión, corriente, así como de transmitir de manera autónoma mensajes informativos sobre estados y eventos registrados por el medidor [37].

El instituto de investigaciones de Energía Eléctrica EPRI (Electric Power Research Institute)²⁷ en su documento Infraestructura de medición avanzada (Advanced Metering Infrastructure) publicado en 2007 define al sistema AMI como:

“La medición completa y sistema de colección que incluye medidores (Smart Meters) en el sitio del usuario; redes de comunicación entre el usuario y el proveedor de servicios, tales como electricidad, agua y gas, recepción de datos y un sistema de gestión que facilite la información para el proveedor de servicios” [38].

Una AMI es un conjunto completo e integrado de dispositivos, redes de comunicación, sistemas informáticos, protocolos y procesos organizacionales dedicados a la distribución de información muy precisa acerca de la electricidad, agua y/o gas, a través de la red pública y de nuevo a los mismos usuarios.

Otra importante definición es publicada por el Departamento de Energía de los Estados Unidos que define los sistemas AMI como:

“Enfoque para la integración de los usuarios basados en el desarrollo de estándares abiertos. Se proporciona a los usuarios la capacidad de utilizar la electricidad de manera más eficiente y proporciona utilidades con la capacidad de detectar problemas en sus sistemas y operar de manera más eficiente [39]”.

Esta infraestructura es considerada “avanzada”, ya que no solo reúne datos de los usuarios de forma automática sino que lo hace de forma segura, fiable, y en el momento oportuno, si bien respetando estándares abiertos además permite

²⁶ **Smart Meter**, es un contador eléctrico que mide el consumo de energía eléctrica y comunica esta información con una utilidad software remoto para fines de seguimiento y facturación, la comunicación es posible en dos vías entre el medidor y un sistema central.

²⁷EPRI *Electrical Power Research Institute* – (Instituto de Investigación para la energía).

mejoras automatizadas y expansión. Una AMI bien desplegada permite una variedad de aplicaciones para los servicios públicos que se deben realizar más precisa y eficientemente, permitiendo fijar tarifas diferenciadas incluyendo tarifas más altas o bajas segmentadas por horarios, respuesta a la demanda, la detección de fraude, la optimización de la red y las operaciones de mercado.

Los sistemas AMI permiten agregar nuevas aplicaciones para optimizar el servicio de energía tanto para los OR como para los usuarios, entre las que se encuentran: [32], [37].

- Lectura remota de la medición y consumo.
- Control y registro de demanda.
- Medición bidireccional del flujo de energía (recepción y entrega).
- Registro de hechos relevantes de energía, por ejemplo, cortes de energía.
- Entrega de información de uso y registro de la utilidad aguas arriba.
- Medición y reporte de eventos, parámetros de calidad de energía (armónicos, interrupciones, tensión mínima / máxima, perfiles de carga) con la capacidad de monitoreo en tiempo real.
- Capacidad de conexión/desconexión remota de medidores.
- Detección del manejo de las interrupciones para garantizar disponibilidad de la red.
- Identificación anticipada de posibles eventos de fallas, por el reconocimiento de pérdidas de aislamiento (cables, aisladores, etc.).
- Detección de manipulación, sabotaje y/o hurto de energía.
- Optimizar la integración con el MDMS y con otros sistemas de gestión con enlaces de interoperabilidad a la contabilidad, facturación, reportes, gestión de interrupciones y otras aplicaciones.
- Gestión y monitoreo de la generación distribuida.

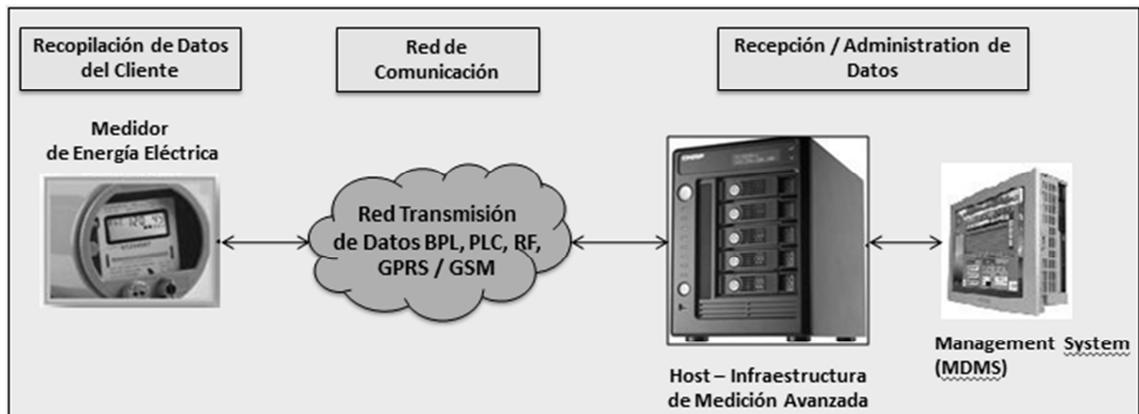
1.4.3. Componentes de sistemas AMI

Las redes eléctricas tradicionales han ido evolucionando para dar camino a una red eléctrica unificada y así poder acercarse más al usuario final, buscando su satisfacción, y al mismo tiempo optimizando el servicio, minimizando los gastos y las pérdidas de los OR. Con esta evolución nace la REI y con ella diferentes sistemas avanzados de información para las distintas áreas del OR [40].

AMI de forma general es un sistema que se identifica por (4) componentes, los cuales se ilustran en la figura 1.7 y son:

- Componentes de campo
- Comunicación.
- Back Office
- Seguridad.

Figura 1.7. Componentes generales de un sistema AMI



Fuente: Modificado de [32].

El medidor inteligente en la figura 1.8, es el equipo que realiza la medición, registro y almacenamiento de la información de consumo y estado del servicio (ejemplo fallas, reportes de manipulación, etc.), además tiene la capacidad de realizar conexión o des-conexión remota del servicio y almacena datos de parámetros eléctricos para el análisis de la utilización de la energía, optimización de procesos o la gestión de activos.

La red de comunicación es el medio por el cual los medidores transfieren la información a la base de datos remota dentro del MDMS (figura 1.9), según sea el caso cada OR puede utilizar tecnologías de comunicación diferentes como: BPL, PLC (Power Line Carrier), RF (Radio Frecuencia), GSM/GPRS (General Packet Radio Service), entre otras detalladas en el capítulo II.

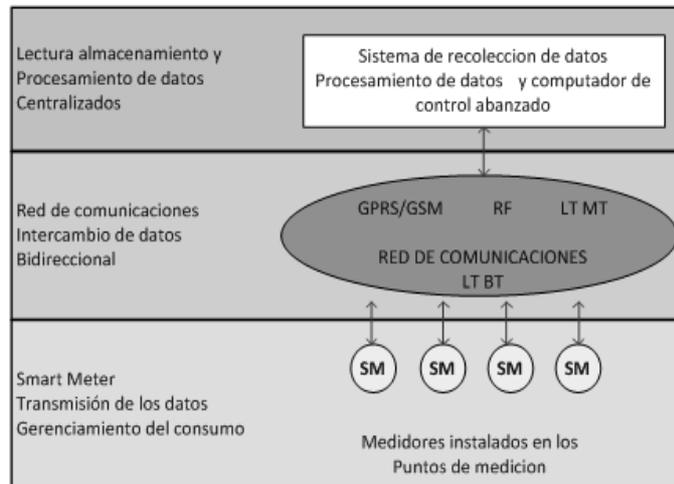
Figura 1.8. Medidor Inteligente



Fuente: Tomado de [41]

El MDMS es un hardware y software de computadora que controla la comunicación, y recibe los datos enviados por el medidor y los almacena (Host de AMI), con la finalidad de conseguir el análisis y conversión a información de utilidad para el OR [35].

Figura 1.9. Funciones de los componentes de un sistema AMI



Fuente: Modificado de [32].

1.4.4. AMI en las Redes Eléctricas Inteligentes.

La Infraestructura de Medida Avanzada, permite incorporar a los usuarios al sistema REI, se basa en el desarrollo de estándares abiertos que permitirán a los usuarios emplear la electricidad de forma más eficiente, y al mismo tiempo proporcionará a los OR la capacidad de detectar problemas en sus sistemas además de gestionar la demanda, con el fin de lograr niveles de desempeño óptimos. Al proporcionar información casi en tiempo real a los usuarios, el sistema propiciará un cambio en el modelo tradicional de consumo de energía, bien en respuesta a variaciones instantáneas en el precio (por una sobreproducción no prevista de energía renovable, por ejemplo), bien debido a incentivos diseñados para promover un menor consumo en horas punta o bien a causa de problemas de fiabilidad transitorios de la red. Los datos llegarán hasta los medidores, termostatos y demás electrodomésticos (lavadoras, neveras, sistemas de calefacción, entre otros) responsables de la mayor parte del consumo de energía en una residencia, que adaptarán automáticamente su patrón de funcionamiento en función de una planificación previamente diseñada por el usuario o por el propia OR. Todo esto no debería suponer un problema para los usuarios, puesto que ya están familiarizados con las tarifas horarias en otros sectores como el de las telecomunicaciones o el transporte aéreo [42].

1.5. Aspectos Regulatorios

En la actualidad todas las partes interesadas en REI concuerdan que, existe la gran urgencia de establecer estándares y protocolos que faciliten la interoperabilidad de los sistemas, ya que si no se toman las decisiones adecuadas acerca de este tema existe la posibilidad de que las tecnologías desplegadas hasta la actualidad incluyendo varios sistemas y otros dispositivos

de red, queden obsoletos antes de tiempo o funcionen sin las medidas de seguridad necesarias, esto representaría grandes pérdidas económicas debido a las fuertes inversiones realizadas tanto del sector público como privado.

Es importante que el marco de interoperabilidad sea flexible, uniforme e independiente de la tecnología, es decir que facilite la compatibilidad con nuevos e innovadores sistemas, equipos y dispositivos de la REI [32].

1.5.1. Normas Internacionales

La IEC (*International Electrotechnical Commission*) es una organización líder en el mundo en la publicación de estándares internacionales para tecnologías relacionadas con electricidad y electrónica, que cuenta con más de 65 países miembros, entre los que se encuentra Colombia. La importancia de los estándares IEC para Colombia se ve reflejada en el hecho de que muchas normas NTC (Norma Técnica Colombiana)²⁸ son adopciones idénticas de los estándares IEC.

La IEC cuenta con dos comités de normalización especializados en redes inteligentes: el TA 12, que se ocupa de los temas de eficiencia energética y redes inteligentes; y el PC 118, que se ocupa de las interfaces de usuario para redes inteligentes. Pese a que estos comités no ha publicado hasta la fecha ningún documento específico, la IEC ha identificado alrededor de cien (100) estándares relevantes para redes inteligentes, publicados por otros comités. También IEEE, desarrollo unos estándares los cuales tratan temas acerca de generación distribuida, sistemas de control, dispositivos electrónicos inteligentes y sistemas de comunicación.

En la tabla 1.1 se muestran las normas IEC para REI, en donde las primeras normas son para AMI donde se encuentra encaminado el sistema de telegestión al cual hace referencia este proyecto [43].

Tabla 1.1. Normas IEC para AMI y en general REI

Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)	IEC 61850	Redes y Sistemas de comunicación en subestaciones
	IEC 61968	Integración de aplicaciones para prestadores del servicio - interfaces del sistema para administración de la distribución
	IEC 61334	Automatización de la distribución usando sistemas de línea de distribución portadora.
	IEC 62056	Medición de electricidad - intercambio de datos para lectura de medidas, tarifa y control de carga

²⁸ Es un documento normativo de aplicación voluntaria, establecido por consenso, el cual toma en consideración las disposiciones establecidas en el código de buena conducta para la elaboración, adopción y aplicación de normas de la Organización Mundial del Comercio (OMC) aprobado por el ICONTEC, que suministra, reglas, directrices y características

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

	IEC 62058	Equipo de medición de electricidad
Comunicaciones	IEC 62325	Marco para las comunicaciones del mercado energético
	IEC 61085	Consideraciones generales para servicios de telecomunicaciones para sistemas de potencia
HVDC	IEC 60633	Terminología para transmisión en líneas de alta tensión en DC (HVDC)
	IEC 60834-1	Equipos de teleprotección para sistemas de potencia - desempeño y pruebas.
	IEC 61954	Electrónica de potencia para sistemas de transmisión y distribución eléctrica.
Vehículos eléctricos	IEC 61851	Sistemas de recarga capacitivos para vehículos eléctricos
	IEC 61980	Sistemas de recarga inductivos para vehículos eléctricos.
	IEC 60309-1	Enchufes, tomacorrientes y acoples para propósitos industriales.
	IEC 61140	Protección contra choque eléctrico.
	IEC 61982	Baterías secundarias para propulsión de vehículos eléctricos.
Generación distribuida	IEC 61400	Turbinas eólicas
	IEC 61508	Seguridad funcional de sistemas eléctricos/electrónicos/programables relacionados con la seguridad.
	IEC 62282	Tecnología de celda de combustible.
	IEC 62600	Energía mareomotriz
	IEC 60904	Dispositivos fotovoltaicos
	IEC/TS 62257	Recomendaciones para pequeños sistemas de energía renovable e híbridos para electrificación rural.
Hogares inteligentes	ISO/IEC 14543	Tecnología de la información - arquitectura de sistemas de hogares electrónicos (Home Electronic Systems - HES)
	IEC 60364	Instalaciones eléctricas de bajo voltaje

Fuente. Propia, Mayo 2013

1.5.2. Normatividad en Colombia

En 1991 Colombia adoptó una nueva Constitución. En ella se incluyó todo un capítulo sobre servicios públicos domiciliarios. Se dispuso, entre otras cosas, que dichos servicios podían ser prestados por el estado o los particulares y que las tarifas debían fijarse con criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica y solidaridad. Años más tarde, en 1994, se expidieron las leyes 142, de servicios públicos domiciliarios, y 143 o ley eléctrica, esto creó las bases para un mercado de libre competencia guardando los índices de calidad que debe tener todo sistema.

La ley eléctrica (Ley 143) dio las bases para la creación del ente regulador CREG, el cual es el encargado de regular la parte operativa del mercado por medio de resoluciones y mantener el mercado actualizado bajo los principios que dicta la Ley eléctrica o leyes que la modifiquen. Además del ente regulador, se creó el ente encargado de la planeación del sector, UPME (Unidad de Planeamiento Minero Energético), el cual se encarga de la

planeación del SIN, consolida los planes de expansión de generación y realiza las convocatorias a las futuras instalaciones de transmisión del sistema [32].

Aunque han sufrido modificaciones menores, las normas mencionadas contienen el fundamento legal de la regulación actual del sector eléctrico. Los aspectos más destacados pueden resumirse en los siguientes puntos [13]:

- Un régimen legal y regulatorio unificado para todos los operados de red.
- Un régimen tarifario regido por principios de eficiencia económica, suficiencia financiera y solidaridad social.
- Un sistema único de subsidios aplicables a los usuarios de todos los operadores de red. Los usuarios industriales, comerciales y residenciales de altos ingresos pagan una contribución del 20% sobre el valor de sus consumos; los usuarios residenciales reciben un subsidio nacional.
- Desintegración vertical de las actividades de la cadena eléctrica y especialización empresarial o en su defecto, separación contable.
- Separación de las actividades reguladas, transmisión y distribución y actividades en competencia, generación y comercialización.
- Supresión de los monopolios legales, libertad de entrada y libre acceso a las redes de transmisión y distribución.
- Separación en entidades especializadas de las funciones estatales de regulación, vigilancia y control y política sectorial.
- Libertad de contratación para los consumidores que alcancen umbrales de consumo definidos por el regulador.
- Planeación indicativa de la generación y libertad de inversión en activos de generación.
- Creación de un mercado mayorista de electricidad de corto y largo plazo con la participación de generadores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad.

Sin embargo en Colombia no existen normas que se refieran al concepto de las REI, ni a conceptos relacionados, no obstante, como parte del programa Colombia Inteligente²⁹, algunas normas ya vigentes se encuentran en revisión por parte de los respectivos comités de normalización, con el fin de adaptarlas con miras a la implementación de las REI en Colombia. En la tabla 1.2 se describen las normas que actualmente están en revisión, la mayor parte de estas normas se refieren a medidores de energía y a protocolos de seguridad y comunicación .

²⁹ Colombia Inteligente es una iniciativa de desarrollo hacia las nuevas tecnologías y tendencias mundiales, trabajada de manera intersectorial, su objetivo general que Colombia cuente con mejores prácticas relacionadas a eficiencia energética y tecnológica, en actividades relacionadas con el sector eléctrico y el consumidor [44].

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

Tabla 1.2. Normas en revisión en comités de normalización colombianos

NORMA	REVISADA	DESCRIPCIÓN
NTC-ISO/IEC 27001 Tecnología de la información. Técnicas de seguridad. Sistemas de Gestión de la seguridad de la información (SGSI).Requisitos (22/03/2006)	Esta norma es una adopción idéntica por traducción de la norma ISO/IEC 27001 y actualmente se encuentra bajo revisión del comité de normalización 181 del ICONTEC (Gestión de la tecnología de la información)	Propone una metodología basada en procesos y en el modelo PHVA, está alineada con las normas ISO 9001 e ISO 14001. La norma presenta las definiciones y los lineamientos generales para implementar y gestionar el SGSI.
NTC IEC 61000-4-30 Compatibilidad Electromagnética (CEM) parte 4-30: Técnicas de ensayo y de medida. Métodos de medida de la calidad de suministro.	Esta norma es una adopción idéntica por traducción de la norma IEC 61000-4-30 y actualmente se encuentra bajo revisión del comité de normalización 181 del ICONTEC	Propone como deben ser las mediciones especificando las respectivas incertidumbres además contiene información de cómo debe ser la Evaluación de la frecuencia, la magnitud de la tensión, los desbalances de tensión, las medidas de la desviación de la magnitud y tensión.
NTC 4440 Equipos de medición de energía eléctrica. Intercambio de datos para la lectura de medidores, tarifa y control de carga. Intercambio de datos locales directos (26/10/2005)	Constituye una adopción idéntica por traducción de la norma IEC 62056-21 y se encuentra en revisión por parte del comité 144 (Medidores de energía eléctrica)	Contiene las especificaciones de hardware y de protocolo para el intercambio local de datos de los medidores, usando una unidad portátil HHU. Presenta diagramas de especificaciones de las interfaces y sus componentes así como las especificaciones referentes a la transmisión de datos y una completa descripción del protocolo de transmisión de datos.
NTC 5648 Medición da energía eléctrica. Sistemas de pago. Requisitos particulares. Medidores de pago estáticos para energía activa (clase 1 y 2) (26/11/2008)	Es una adopción idéntica por traducción de la norma IEC 62055-31 y se encuentra bajo revisión del comité 144, que normaliza sobre medidores de energía eléctrica.	Esta norma contiene información sobre medidores estáticos de energía eléctrica con exactitudes clase 1 y 2. Contiene una amplia sección referente a la medición de pago, códigos, portadores de código, interrupciones de carga y mantenimiento.
NTC 5753 Medida de la energía eléctrica. Glosario de términos (21/04/2010)	Actualmente se encuentra en proceso de actualización por parte del comité técnico 144 del ICONTEC.	Esta norma proporciona definiciones de términos específicos que pueden ser usados en las normas sobre medida eléctrica, tarificación y control de cargas y sistemas de intercambio de información cliente empresa. Actualmente se encuentra en proceso de actualización por parte del comité técnico 144 del ICONTEC.
NTC 5907 Medidores de electricidad. Sistemas de pago. Especificación de transferencia estándar (STS). Protocolo de la capa de aplicación para sistemas portadores de códigos en una sola dirección (21/03/2012)	En revisión por parte del comité técnico 144 del ICONTEC.	
NTC 5908 Medidores de electricidad. Sistemas de pago. Especificación de transferencia estándar STS). Protocolo de nivel físico para portadores de código de tarjeta magnética (21/03/2012).	En revisión por parte del comité técnico 144 del ICONTEC.	

Fuente. Propia, Mayo 2013

1.6. Proyectos pilotos área Telegestión AMI

Desde el 2010, la industria de servicios públicos ha sido testigo de los avances en dos frentes: el reconocimiento de los gobiernos de la importancia de los estímulos fiscales en poner en marcha la transición hacia una economía baja en carbono, y la centralidad de las redes inteligentes como motor de un conjunto de tecnologías y soluciones que ayudan a reducir la huella del Carbono. Como resultado, se ha dado un aumento sustancial en el número de proyectos piloto en cuanto a las redes inteligentes, los cuales ya se encuentran en ejecución en el territorio colombiano [43].

1.6.1. Generalidades

Los proyectos piloto son aquellas prácticas de investigación en donde se prueba la metodología, la muestra, la funcionalidad de los instrumentos, el análisis de los datos y la viabilidad del proyecto investigativo [45]. Se pueden utilizar para diferentes campos donde lo que se quiere es demostrar como un determinado proyecto funcionaría a escalas mucho mayores; su tiempo de duración se acuerda conjuntamente con la empresa o las partes interesadas, durante la misma se comprueba lo que se va a estudiar en un entorno controlado, tiempo durante el cual los usuarios realizan sus tareas normales utilizando las nuevas características.

Antes de realizar el proyecto piloto, el administrador y los diseñadores del sistema deben planear en qué lugar y de qué manera son llevados a cabo. El objetivo principal del proyecto piloto es demostrar que su diseño funciona de la manera deseada en el entorno especificado y que cumple con los requerimientos de la organización de él o los interesados [46].

1.6.2. Caso Cedenar

Centrales Eléctricas de Nariño S.A E.S.P, es una empresa prestadora de servicios públicos domiciliarios constituida como Sociedad Anónima Mixta, que se rige por la Ley 142 y 143 de 1994, además de las reglas del Código del Comercio sobre Sociedades Anónimas; Cedenar S.A E.S.P, desea realizar un proyecto piloto en el área de Telegestión donde el objetivo principal del proyecto es montar un sistema

de Medida Centralizada³⁰ de operación remota, con las funciones de medición, suspensión, reconexión, monitoreo, control y macromedición.

Este proyecto estaría ubicado en la zona costera del departamento de Nariño en el municipio de Tumaco en las zonas: viciosa, comuna 5, el morro y la avenida; esta zona puede presentar un clima tropical húmedo con una temperatura media mensual de 26⁰C y con variación anual no superior de 2⁰C; durante épocas de precipitación se puede presentar una estación seca y una estación húmeda.

Cedesar S.A E.S.P lo que pretende es que las lecturas sean recogidas remotamente y minimizar pérdidas, debido a que en este lugar la empresa presenta niveles altos de pérdidas tanto técnicas como no técnicas, dado que es una zona de difícil acceso, en muchos casos en esta parte de la población, se dificulta o no se permite el ingreso a las cuadrillas de trabajo que toman las lecturas de medidores o realizan las conexiones y reconexiones, de manera que dichas tareas de la empresa son suspendidas.

El 15 de junio de 2011 con base a la información obtenida por la UPME sobre proyectos viabilizados, aprobó la asignación de recursos del PRONE (Programa de Normalización de Redes Eléctricas)³¹, en donde CEDENAR asignó como estrategia la adquisición de medida centralizada para los usuarios en esta población y en específico en las zonas mencionadas anteriormente bajo el convenio PRONE-CEDENAR S.A E.S.P GSA-105-2011.

El proyecto está planeado para equipos de macromedida, de conexión semidirecta equipados con telemedida y perfiles de carga directa, con capacidad de corte y reconexión de forma remota, estos medidores deben cumplir normas internacionales y poseer niveles de protección para evitar que sea manipulado por personal no autorizado, además deben ir sincronizados con software para la gestión de los datos recogidos por el mismo y la red de comunicaciones debe ser apta para el sector donde se ubicarán dichos medidores.

³⁰ Es un sistema de medición de energía eléctrica agrupado en cajas de medida, integrado por medidores, (tarjetas electrónicas de medida o medidores individuales), transformadores de medida (cuando aplique) y equipos de comunicación, que cuenten con operación remota, para realizar lectura, suspensión, reconexión, etc.

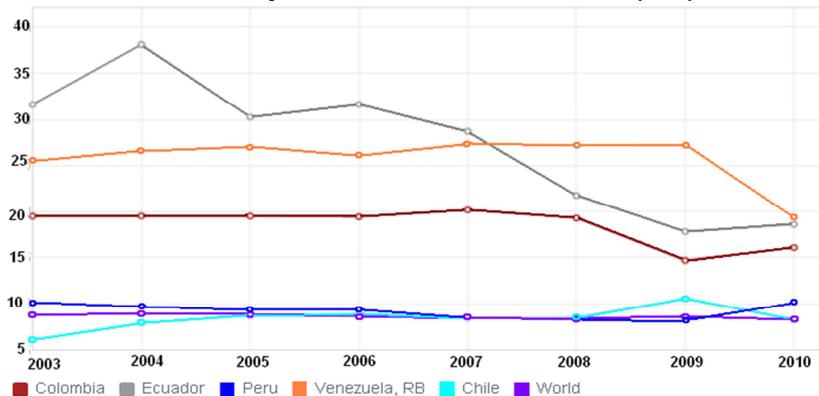
³¹ PRONE, Programa de Normalización de Redes Eléctricas, creado por la Ley 812 de 2003 Artículos 63 y 64, a este programa ingresa el valor de la contribución por cada kilovatio/hora despachado en la bolsa de energía mayorista.

2. DEFINICION DE REQUISITOS Y CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DISEÑO DE UNA PRUEBA PILOTO AMI

En Colombia actualmente todo OR se rige por la Resolución CREG 072 de 2002 cumpliendo con criterios, metodologías, indicadores, parámetros y modelos de carácter obligatorio que evalúan su gestión y resultados. Igualmente la Ley 143 de 1994, Artículo 6 exige al OR aplicar el principio de adaptabilidad que conduce a incorporar avances en ciencia y tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio eléctrico al menor costo. Bajo este contexto se crea el fondo PRONE, con el programa de normalización de redes eléctricas en donde los OR presentan planes, programas y/o proyectos de normalización en áreas de su influencia para instalar o adecuar redes de distribución, acometidas de usuario e instalación de dispositivos de medida [47].

Según los indicadores del Banco Mundial³² para el año 2010 Colombia registraba pérdidas (técnicas y no técnicas) en los sistemas de transmisión y distribución de energía del 16.1%, ver figura 2.1, muy por encima del promedio mundial 8,3%, inclusive con países de la región como Perú con 10.1% y Chile 8.2%, y debajo de países como Venezuela 19.3% y Ecuador 18.6% [48].

Figura 2.1. Perdidas transmisión y distribución de electricidad por país



Fuente. Tomado de [48]

Las pérdidas de energía ya sean técnicas o no técnicas, generan sobrecostos millonarios en los OR, representando reducción en sus ingresos por los consumos no facturados, incremento de gastos en compra de energía, reducción de la disponibilidad de la capacidad instalada y reducción del periodo de vida útil de sus

³² Banco Mundial, Organismo Especializado de las Naciones Unidas

equipos. Este incremento general en los costos de los OR, es trasladado a los usuarios, reflejándose en elevados precios de las tarifas eléctricas.

El problema básico radica inicialmente en los sistemas de medición obsoletos o no estandarizados y sin control alguno, falta de inversión, la falta de compromisos corporativos, desorden administrativo, cultura hacia el robo de energía, todos estos derivados del caos de los diferentes niveles de gestión involucrados [49].

Una estrategia llevada a cabo por los OR es la normalización de los usuarios, pero ejecutar esta tarea no es fácil, debido a que las pérdidas no técnicas más comunes se dan en barrios subnormales donde la población es de estratos bajos y el costo para normalizar una acometida eléctrica es elevado para este sector de la población, por esto los OR presentan proyectos al fondo PRONE. Esto con el fin de realizar proyectos de normalización donde el objetivo primordial es minimizar las pérdidas, pero también evitar que la población se exponga a riesgos manipulando acometidas, haciendo conexiones fraudulentas, y en general evitando que los usuarios atenten contra las redes eléctricas. Esto permite en un siguiente paso que el OR implemente pilotos de medida concentrada, donde agrupa los medidores en lugares inaccesibles para personal no autorizado [50].

La normalización y automatización de la medida en las redes eléctricas impulsa la eficiencia energética y es una estrategia que estimula el mejoramiento de las mismas, ya que la innovación e implementación de dispositivos electrónicos mejoran la calidad del servicio eléctrico y el suministro a los usuarios. La creación de proyectos pilotos en esta área es un avance importante para los OR, ya que con ello pueden obtener datos precisos sobre las pérdidas en las zonas donde se ubican, pero en la etapa inicial de un proyecto piloto es necesario una serie de criterios puntuales para cada uno de ellos, donde puedan eliminar incertidumbres y acelerar el proceso de ejecución.

2.1. Generalidades del diseño de una prueba piloto AMI

El presente trabajo de pregrado propone una definición de las consideraciones del OR, desde un punto de vista normativo y de políticas, los cuales están involucrados en los planes estratégicos de la empresa, conformado por un plan de acción y sus respectivos análisis técnicos; a partir de esta definición propuesta se listan las consideraciones que tiene el OR.

Los criterios o lineamientos, en el presente trabajo de pregrado, son relaciones entre las consideraciones *in situ* y las consideraciones del OR que delinear o señalan dentro de un listado de requisitos técnicos genéricos AMI, cuales son los que se deben tener en cuenta, finalmente esos requisitos genéricos señalados por los criterios forman un listado de características técnicas a tener en cuenta en la PPAMI.

Para el diseño de la PPAMI en el presente trabajo de pregrado se proponen cuatro (4) etapas las cuales se presentan en la figura 2.2.

Figura 2.2. Etapas propuestas para el diseño de la PPAMI



Fuente. Propia, Julio de 2013.

La primera etapa llamada “Listado” es el soporte o base conceptual para el diseño de la prueba piloto AMI. Se divide en tres (3) áreas: In situ, OR y tecnología AMI. En la primera área se definen y listan las consideraciones sociales, culturales y geográficas in situ o del sitio de pruebas. En la segunda área se definen y listan las consideraciones normativas y políticas del OR y en la tercera área se definen y listan todos los requisitos técnicos genéricos de una tecnología AMI.

La segunda etapa es la selección de criterios, los cuales son escogidos por medio de una serie de relaciones entre las consideraciones del OR y las consideraciones in situ, estas se organizan en una matriz donde las filas recogen “consideraciones

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

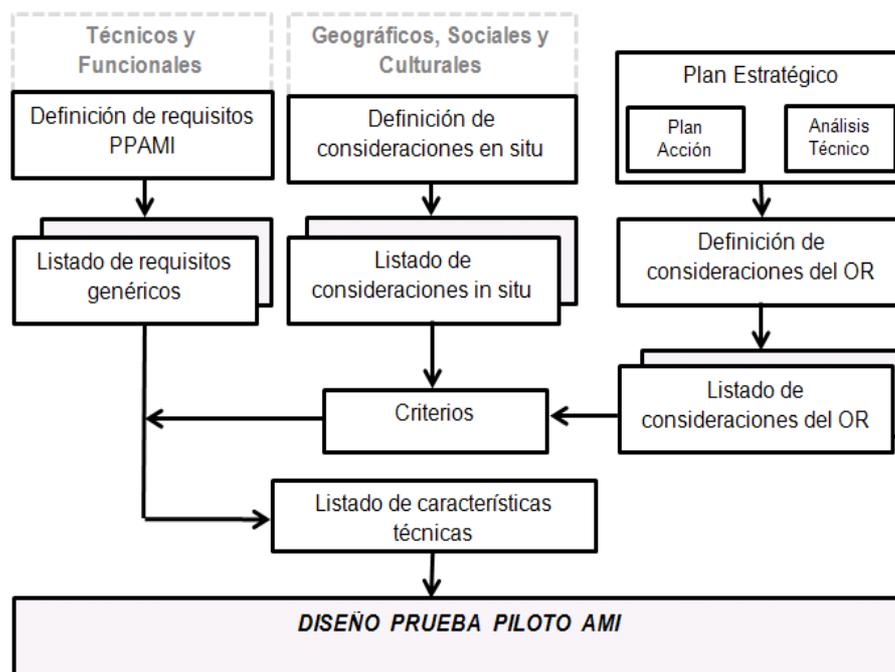
in situ”, las columnas son “consideraciones del OR” y las casillas los “requisitos técnicos genéricos AMI”.

La tercera etapa es el listado particular de características técnicas AMI, donde una característica representa un grupo particular de requisitos o simplemente es un requisito técnico, que posteriormente son usados como insumo para el diseño de la PPAMI.

La cuarta etapa, finalmente, presenta el resultado del proceso de aplicación de los criterios en los pliegos de petición, plan de ejecución y plan de seguimiento, denominado Diseño Prueba Piloto.

El desarrollo de las cuatro (4) etapas describe el proceso para el diseño de la PPAMI. La figura 2.3 muestra la estructura general propuesta para la obtención de este diseño.

Figura 2.3. Estructura general para la obtención del diseño PPAMI



Fuente. Propia, Julio 2013

En este diagrama se desarrollan las etapas descritas anteriormente, donde inicialmente se definen requisitos de la tecnología AMI y se hace un listado de requisitos genéricos que está conformado por componentes de los sistemas AMI.

Se definen las consideraciones in situ, lo cual consiste en listar características geográficas, sociales y culturales de la zona donde se desarrolla la prueba piloto y se saca un listado general descrito como “consideraciones in situ”.

Las consideraciones del OR, se definen a partir del plan estratégico, una normatividad de estricto cumplimiento para los sistemas eléctricos y políticas que están compuestas por un marco regulatorio, estas consideraciones se agrupan en componentes de los sistemas AMI y luego se hace un listado llamado “consideraciones del OR”.

Los criterios, basados en los componentes del sistema AMI, son utilizados para seleccionar los requisitos técnicos a partir de las consideraciones in situ y las consideraciones del OR y permiten definir las características técnicas para el diseño de la PPAMI, dichas características son seleccionadas por medio de una matriz de relaciones entre las consideraciones in situ y las del OR.

2.2. Definición y listado de requisitos genéricos para PPAMI

Con la definición de aspectos técnicos de la infraestructura de medición avanzada detallada por componentes, se obtiene la información usada como referencia respecto al funcionamiento, requisitos y beneficios técnicos tanto para los OR como para los usuarios al utilizar AMI. Con la información recopilada por los medidores inteligentes y administrada por el MDMS se obtiene información útil para todas las áreas del OR y en especial la encargada de realizar el control de la demanda de energía eléctrica. El anexo 1 organiza el listado de estos requisitos genéricos por cada uno de los componentes del sistema AMI.

2.2.1. Aspectos técnicos de la PPAMI.

La poca madurez tecnológica y el riesgo del “firstmover”³³ aumentan los riesgos técnicos y económicos en el desarrollo de pruebas piloto AMI [51]. Actualmente se realizan Estudios Piloto³⁴ donde los expertos recogen información que permite describir la funcionalidad y los requisitos técnicos de una tecnología para analizar

³³First mover; en el sentido de ser el primer OR, suponer ser el primero, o actuar en sector de pioneros.

³⁴ Estudio Piloto; investigación preparatoria, no diseñada para probar la hipótesis de investigación directamente, su propósito es evaluar la metodología, procedimientos y organización de un proyecto.

las carencias o faltas de la misma [52], y así seleccionar la más adecuada según sea el caso.

Es claro que toda inversión sea privada o pública necesita de los análisis técnicos previos para la verificación de la viabilidad técnica o económica, como parte de esos análisis se encuentran los requisitos igualmente de carácter técnicos o económicos, del cumplimiento de los mismos depende concretar si el proyecto piloto debe ejecutarse o no, por este motivo plantear requisitos es cada vez más importantes para los OR y los contratistas.

El análisis técnico hace referencia a los insumos que se requieren en el proyecto piloto así como a la producción de bienes y servicios. Es importante definirlo con claridad suficiente para alcanzar mayor precisión, teniendo en cuenta que de este análisis se derivan los resultados de los demás aspectos del proyecto piloto. En el análisis técnico, se examinan los equipos de campo, tipos de tecnología, redes de comunicación y en general suministro de insumos. Además con este se facilita la obtención de información contractual inseparable del área técnica respecto a precios, gastos en insumos y salarios.

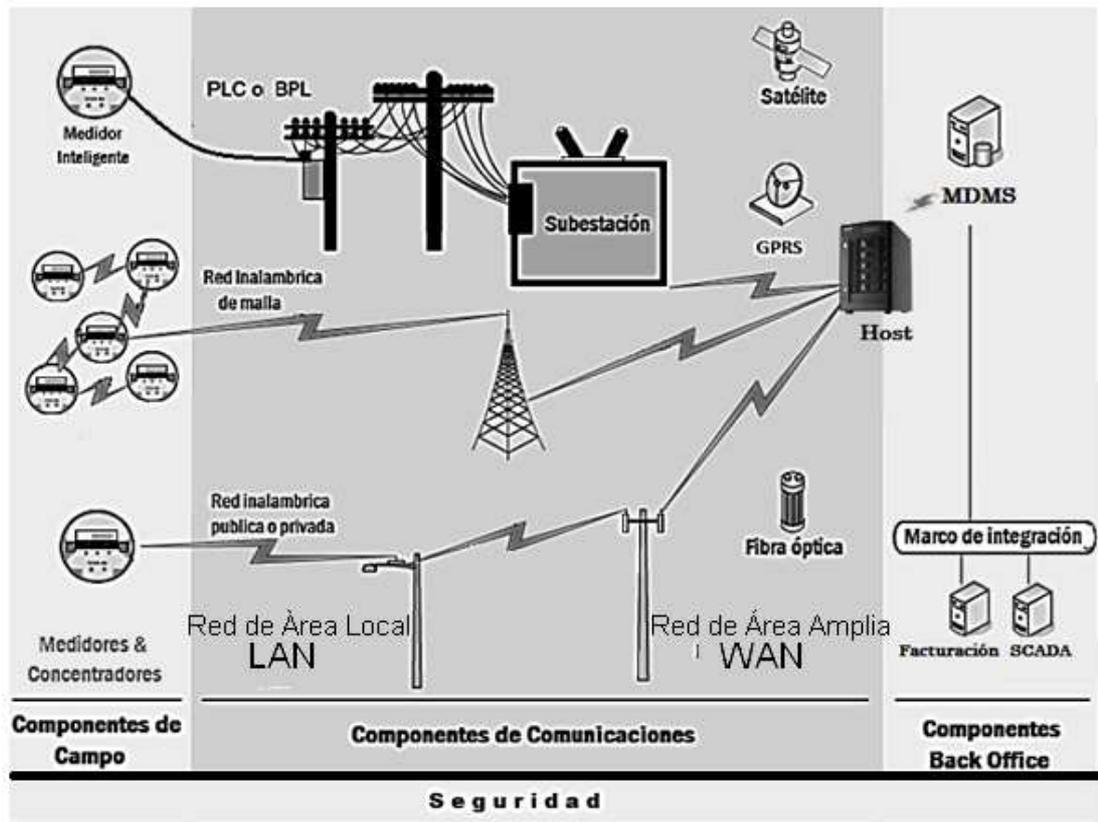
Los aspectos económicos están estrechamente vinculados con los desarrollos tecnológicos, son fundamentales en caso de presentarse la necesidad de hacer una selección de tecnologías aparentemente similares ya que entonces es el nivel de costos el que marca la diferencia.

2.2.2. Detalle de componentes requeridos para la PPAMI

De los componentes de un sistema AMI se identifican características y funcionalidades generales que deben cumplir las tecnologías AMI. La figura 2.4 ilustra la estructura principal de un sistema AMI organizado en cuatro (4) componentes:

- De campo.
- Back Office.
- De comunicaciones.
- Seguridad

Figura 2.4. Componentes detallados de un sistema AMI



Fuente. Modificado de [53].

La figura 2.4 muestra en el área de componentes de campo dos potenciales situaciones: 1) medida individualizada y 2) medida concentrada. La primera implica usar medidores inteligentes independientes instalados en los usuarios, la segunda implica ubicar un grupo de medidores en un armario concentrador. En ambos se presentan tres (3) casos de comunicación; Los tres casos requieren un tipo de TC (Tecnologías de comunicación) diferente tanto para LAN (Local Área Network) como WAN (Wide Área Network), los datos de los medidores y concentradores son transportados a través de redes inalámbricas o cableadas, públicas y/o privadas. Estos datos llegan a ser almacenados en un host de datos y finalmente son procesados por sistemas MDMS los cuales se encargan de distribuir la información a la división de facturación y al sistema SCADA del OR. Todo el sistema AMI es abarcado por un componente transversal de seguridad de fundamental importancia para evitar fraudes y en general ataques físicos e informáticos.

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

Por favor remitirse al anexo 1 “AMI”, donde se desarrolla en detalle las diferentes características de los componentes de la tecnología AMI.

2.2.3. Listado de requisitos genéricos AMI

El estudio y análisis de los componentes de la tecnología AMI, descritos en el anexo 1, permite en el presente trabajo de pregrado proponer el listado de la tabla 2.1 que recoge los requisitos técnicos genéricos de una tecnología AMI organizada por componentes. Estos deberán ser implementados según las necesidades de cada OR, para ello deberá hacer uso de criterios de selección con el fin de obtener un óptimo diseño y desempeño en la PPAMI.

Tabla 2.1. Propuesta de requisitos técnicos genéricos AMI organizados por componentes

Requisitos			
Componentes de campo	Comunicaciones	Back office	Seguridad
Concentrador de datos	Planes de datos para enlaces GPRS y enlaces internet.	Paquete de actualización del software MDMS o adquisición del mismo.	Sensores de control, robo y vandalismo (nivel, presencia y proximidad).
Dispositivo de corte y reconexión remoto.	Transporte de datos por red pública.	Servidores (Host) para la instalación y administración del software MDMS propiedad del OR.	Sistema de respaldo de energía.
Concentradores de datos con expansibilidad de memoria (SD card) para manejo de backup por largos periodos.	Trasporte de datos por red privada.	Servidores (Host) para la instalación y administración del software MDMS propiedad del contratista.	Almacenamiento de respaldo de la información.
Equipos de visualización.	Soporte de amplia gama de puertos de comunicación	Acceso a lectura de formas remota de todos los registros del medidor inteligente.	Monitoreo de eventos de manipulación no autorizada de los componentes de campo usando mecanismos de alarma.
Medidor inteligente bicuerpo.	Disponibilidad del servicio contratado para enlaces de comunicación mayor al 99%.	Validación de usuario de sistema mediante contraseñas renovables, periódicas y automáticas.	Detección remota de apertura en las cajas o armarios de medidores inteligentes, tanto para medida individualizada como centralizada.
Medidor inteligente monocuerpo.	Reportes de; uso de la velocidad de acceso y latencia, estadística de uso, determinación de errores de transmisión y fallas de transmisión.	Almacena históricos de perfiles en bases de datos relacionales para el posterior análisis.	Corte del suministro eléctrico ante apertura o manipulación no autorizada.
Concentradores de datos en configuración esclavo.	Conexión directa del medidor inteligente al MDMS (generalmente usado para macromedida).	Cambios remotos de los parámetros contractuales, tanto a petición como siguiendo una programación predefinida (Tarificación horaria).	TC con capacidad de encriptación y autenticación de los datos garantizando 100% la privacidad e integridad de la información.

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

Modulo digital para integración de sensores.	Transporte de datos sobre las líneas eléctricas de BT mediante PLC. o BPL (Infraestructura eléctrica existente; postes, redes y transformadores habilitada para esta tecnología).	Registra patrones de consumo para creación de grupos de usuarios y facilitar decisiones eficientes de compra de energía.	Monitoreo de calidad, detección y prevención del fraude sobre el suministro de energía eléctrica.
El medidor inteligente con un sistema de auto diagnóstico que indicará las condiciones anormales de operación, ya sea por daño del equipo o programación.	Protocolos de comunicación abiertos (no propietarios) para la integración de diferentes medidores inteligentes y concentradores de datos.	Adaptación automática del control y funciones de los componentes de campo y cambios en general del sistema AMI.	Actualización remota de Firewalls para redes WAN y componentes de campo.
Incorporación de GPS para posicionamiento global sobre el concentrador de datos.	Transferencia de datos por enlace satelital.	Disponibilidad para uso del usuario de información sobre el consumo de energía a través de portal WEB o Home Display.	Antivirus para protección de malware, virus o troyanos.
Concentrador de datos esclavo con modem para radio comunicación funcionando en bandas de frecuencia libre.	Sistemas híbridos que involucran diferentes medios de comunicación.	Gestión de la curva de carga y balances de energía (comparativa entre la energía suministrada por cada transformador MT/BT y la energía total suministrada a los usuarios).para un control de pérdidas.	Seguridad en el transporte de datos usando redes virtuales privadas (VPNS) con algoritmos de cifrado.
Concentrador de datos capaz de suministrarle comunicación completa y funcional a un numero de determinado de medidores inteligentes.	Arquitectura de comunicaciones WAN y LAN soportada por componentes de campo existentes en el OR.	Identifica y analiza tendencias de gastos respecto al mapa de tiempos de consumo. (Anual, mensual, diaria) o por segmentos de usuarios, de mercados.	Chequeos de redundancia cíclica (CRC) para detectar cambios accidentales en los datos originales de los componentes de comunicación (PLC, BPL, IP, Redes digitales)
Circuito de protección eléctrica del concentrador de datos.	Tecnologías de la información y las comunicaciones integradas a las redes activas de distribución en BT.	Software para MDMS soporta diferentes protocolos de comunicación bidireccional para la integración de diferentes medidores inteligentes ya existentes en el OR y/o los suministrados durante el proyecto.	Equipos redundantes en áreas clave del sistema AMI, especialmente en el hardware suministrado para el MDMS, garantizando alta continuidad en operaciones.
Concentrador de datos con funcionamiento autónomo de su comunicación con el OR.	Transferencia de datos por tecnología de comunicación BPL	Monitorea medidores inteligentes defectuosos, sin valores medidos para garantizar reparación y eficiencia de facturación.	MDMS con privilegios para crear usuarios (públicos, solo lectura, lectura y escritura, administradores) y dar permisos de acceso a cada uno para ingresar o modificar la base de datos.
Concentrador de datos maestro con modem GPRS.	Tecnología Bus RS485 entre componentes de campo.	Software para MDMS dispone de módulos de análisis (Inteligencia de Negocios) para que los OR exploten la información almacenada.	Chequeos de redundancia cíclica (CRC) en dispositivos de almacenamiento.
Detección de manipulación de fraude.	Tecnología RF entre componentes de campo.	Operación y control de la disponibilidad de medidores inteligentes automatizada. (Detección de nuevos medidores inteligentes).	Manipulación Segura en recolección y administración de datos a través de administradores autorizados.
Armario de medidores.		La Interfaz con el usuario genera respuesta de la demanda.	Plataforma del sistema operativo con seguridad Linux o superior
Compartimiento de		Empaqueta y almacena datos	Certificados digitales entre

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

medidores		en formato genérico (Excel, Acces, SQL, Txt, etc.).	equipos para la autenticación del emisor y receptor.
Compartimiento de interruptores automático.		Soporta la importación de datos por formato genérico.	Reanudación automática del proceso en el sistema ante una caída del mismo.
		Módulo de reportes parametrizado por diferentes casos de uso (eventos, fechas, usuarios, medidores, Etc.).	
		Desconexión y "autorización" del interruptor local para la reconexión por el usuario (por motivos de seguridad).	
		Interfaz gráfica para la administración y operación del sistema.	
		Gestión de alarmas, sincronización horaria y actualización de los componentes del sistema AMI de forma remota.	
Facilidad de operación de la tecnología.			
Facilidad de mantenimiento de la tecnología.			
Instalación de la tecnología por medio de brigadas especializadas al interior del OR.			
Instalación de la tecnología por medio personal del proveedor.			

Fuente: Propia, Julio 2013

2.3. Definición de consideraciones geográficas, sociales y culturales

Identificado el sector problemático, se debe determinar el lugar donde el proyecto piloto se llevará a cabo, estudiando las posibles ubicaciones utilizando información de la población, de esta forma se reduce tiempo, costos y mejora el proceso de instalación.

2.3.1. Consideraciones geográficas

La selección del sitio del proyecto piloto requiere de consideraciones meteorológicas (humedad, temperatura, salinidad, etc.) que influyen directamente en el tipo de tecnologías de la PPAMI. Además es necesario que se tenga en cuenta tipo de zona, si es rural o urbana, y posteriormente tipo de área: residencial, abierta o cerrada, comercial o industrial, etc.

El análisis de ubicación del sitio determina si el proyecto piloto tiene usuarios concentrados o dispersos, evalúa la accesibilidad al mismo, realiza un estudio a sus redes eléctricas para determinar si son aptas o por el contrario deben ser reestructuradas o acondicionadas. El sitio objetivo será seleccionado por el OR

según sus intereses, principalmente por reducción de pérdidas, normalización de usuarios o prestación del servicio en zonas de difícil acceso [54].

2.3.2. Consideraciones culturales

Al introducir un sistema nuevo dentro de una comunidad este crea un impacto importante, por esto la necesidad de tener en cuenta consideraciones donde se determine qué aspectos pueden afectar o no a la misma. Para el desarrollo del proyecto piloto se tiene en cuenta la idiosincrasia cultural del lugar y, fundamentalmente, considerar la disponibilidad de los usuarios involucrados.

Los OR por medio de su División Social realizan campañas informativas en la comunidad, con el fin de dar a conocer los beneficios que trae la implementación de esta tecnología. Los datos proporcionados a los usuarios respecto al desarrollo del proyecto piloto son pocos y sin gran detalle, debido a que durante la etapa de instalación y hasta obtener los resultados de la evaluación técnica de la PPAMI, el medidor de la vivienda no será remplazado por un equipo de medida inteligente, por este motivo las mediciones y la facturación continúan sin afectaciones.

Se espera que este tipo de campañas informativas por parte del OR mitiguen la cultura de no pago, adviertan sobre la detección y medidas sancionatorias por fraude en acometidas o medidores [54].

2.3.3. Consideraciones sociales

Socialmente este tipo de proyectos genera impactos positivos, tanto para los usuarios participantes como para el OR, sin embargo siempre se parte de nociones negativas de algunos sectores sociales, donde consideran que el cambio de medidor electromecánico por un medidor inteligente, conduce a un cobro adicional en sus facturas.

Es necesario que los actores involucrados en un proyecto piloto adquieran confianza en él y así generen un compromiso que permita al OR alcanzar los objetivos propuestos, entre los actores principales se incluye el gobierno central, regional y local, ingenieros, proveedores o contratistas, centros de investigación, usuarios, comerciantes y fuerza laboral, es importante que todos estos participantes comprendan la naturaleza del proyecto piloto y la función que desempeñan dentro de él.

Se debe aclarar que si la tecnología de una PPAMI es seleccionada de forma permanente para ser masificada, la información brindada al usuario será completa y detallada debido a que en este caso el equipo de medida instalado en la vivienda será desmontado y remplazado por el medidor inteligente, a través del cual se realiza la gestión del servicio como la medición, facturación, corte y reconexión.

Para evitar que el medidor inteligente sea rechazado por la comunidad, es necesario informar a los usuarios sobre el hallazgo de irregularidades en la acometida, especialmente si se trata de una línea directa, esto con el fin de advertir el incremento en la facturación y sanciones; por ejemplo, algunos equipos de medida electromecánicos debido a su naturaleza podrían marcar mediciones erróneas que disminuiría en el nuevo valor de facturación [54].

2.3.4. Listado de Consideraciones in situ

El listado propuesto en el presente trabajo de pregrado, ver anexo 2, se divide en dos (2) grandes sectores urbano y rural. El urbano se organiza según los sitios definidos por el MME como Áreas Especiales para la prestación del servicio de energía eléctrica, estos son Barrios Subnormales y Comunidades de Difícil Gestión [55]. Sin embargo se prevé que el potencial desarrollo de las PPAMI se extiende a otros seis (6) sitios como Plazas de Mercado, Áreas Industriales, Zonas Comerciales, Alumbrado público y Zonas residenciales de baja y alta densidad de usuarios.

Al hacer una clasificación de sitios donde se lleva a cabo una PPAMI se toma en cuenta la anterior división, y se seleccionan potenciales sitios para las consideraciones geográficas, de donde se derivan consideraciones sociales y culturales, ya que estas se presentan en relación con la población y varían entorno a su ubicación, de acuerdo a esto se permitió en el presente trabajo de pregrado proponer el listado genérico consignado en el Anexo 2 “Listado de consideraciones in situ”.

2.4. Definición de consideraciones del OR, normatividad y políticas

Cada OR interesado en el desarrollo de un proyecto AMI deberá según su reglamento hacer cumplir la normatividad vigente tanto interna como la exigida a nivel nacional, en las respectivas áreas que demandan cambios para la implementación de AMI, como lo es el cambio de medidores tradicionales por

instrumentos de medida más precisos, según lo permita el desarrollo tecnológico, estipulado en la Ley 142 de 1994, Artículo 144.

En Colombia los conceptos de interoperabilidad e integración del sistema AMI, demandan un cambio en la constitución actual entre los procedimientos de la distribución y comercialización de energía de los OR, estos necesitan de proyectos que faciliten el intercambio de información entre los componentes de campo y el sistema de gestión y operación, que permitan obtener parámetros eléctricos y técnicos de los medidores de energía; adicionalmente se debe plantear la interoperabilidad de los sistemas con una visión que priorice en la reducción de pérdidas no técnicas y en una futura integración a una red eléctrica inteligente.

Por lo indicado de forma preliminar, los OR necesitan contar con servicios de telegestión que comprenden principalmente acciones de lectura, corte y reconexión remota para un sector delimitado. En demanda de estas futuras exigencias los OR deberán considerar que la PPAMI cumpla con los requisitos genéricos AMI listados en la sección 2.2.2.

2.4.1. Listado de consideraciones del OR

El listado propuesto en el presente trabajo de pregrado, ver anexo 3, organiza en dos áreas las consideraciones de todo operador de red: la primera consigna normas internacionales (IEC, ANSI, ISO) y nacionales (NTC) que actualmente en Colombia no son un marco normativo establecido para la tecnología AMI, pero que son básicas para el desarrollo de proyectos en telegestión, la segunda se centra en un marco de regulación compuesto por leyes, resoluciones y/o decretos de obligatorio cumplimiento para un sistema AMI [56].

Igualmente las dos áreas están organizadas de manera que cada una, normas o políticas, se clasifican en uno (1) o varios de los componentes AMI: Componentes de campo, Comunicaciones, Back office y Seguridad. Lo anterior se debe a la existencia y cumplimiento tanto de normas como de políticas en los componentes de los sistemas AMI.

La clasificación de las normas, en componentes AMI, se realiza de tal manera que cada una asocia una característica específica y un marco de aplicación, lo que permite una clasificación normativa por componentes AMI. El marco regulatorio existente se clasifica de tal manera que al hacer una selección de leyes,

resoluciones y/o decretos permiten ser organizados por componentes de sistemas AMI.

El estudio y análisis de las normas internacionales (IEC, ANSI, ISO) y nacionales (NTC) relacionadas con la tecnología AMI y del marco de regulación (leyes, resoluciones y/o decretos) básicas y/o de obligatorio cumplimiento para el desarrollo de este tipo de proyectos permitió en el presente trabajo de pregrado proponer el listado consignado en el Anexo 3 “Listado de Consideraciones, normativas y políticas del OR”.

2.5. Selección de criterios para el diseño de la prueba piloto AMI

La definición RAE de criterio establece, “Son reglas o normas conforme a la cual se establece un juicio o se toma una determinación”, en el diseño de la PPAMI, los criterios son seleccionados a partir de los requisitos genéricos de los componentes AMI.

2.5.1. Procedimiento para la selección de criterios para la PPAMI

Para la selección de criterios de la PPAMI se establecieron relaciones entre las consideraciones in situ y las consideraciones del OR señalando requisitos técnicos AMI, para seleccionar los criterios se realizan tres (3) pasos:

- Organizar las consideraciones in situ en grupos
- Organizar las consideraciones del OR en grupos
- Llenar la matriz de relaciones consideraciones in situ y consideraciones del OR que da lugar a los requisitos técnicos AMI.

2.5.1.1. Clasificación de las consideraciones in situ

Para las consideraciones sociales y culturales del Anexo 2 “Listado de consideraciones in situ”, se propone una clasificación la cual consiste en cinco (5) grupos, ver tabla 2.2, de tal manera que cada uno (1) de estos grupos es identificado con características similares y específicas de los potenciales sitios donde se desarrolla el proyecto piloto AMI.

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

Tabla 2.2. Grupos de consideraciones in situ

Consideración Social y Cultural	
Grupos	Características
Ingresos económicos	Bajos recursos. Cultura no pago. Economía inestable. Niveles de desempleo y empleo informal. Bajos salarios. Trabajo infantil. Periodos de desocupación. Recursos económicos limitados. Capacidad de no pago. Apoyo financiero limitado.
Vandalismo y delincuencia	Irrespeto a la propiedad privada. Actividades delictivas. Altos niveles de criminalidad. Hurto de energía. Cultura encaminada hacia la delincuencia. Cultura de ilegalidad de los servicios públicos. Problemas de orden público.
Planificación Urbana	Habitado por personas desplazadas. Carencia de planificación y diseño urbano. Localizado regularmente en zonas de riesgo. Alta dispersión geográfica. Viviendas sin terminar en algunos casos. Calidad de vivienda es baja.
Bienestar Social	Servicios públicos escasos o inexistentes. Acceso a la salud reducido. Estratos sociales bajos. Inseguridad. Índice de pobreza definido. Costo elevado para introducción de redes eléctricas. Niveles de educación bajos.
Incentivos	Tarifas especiales. Subsidio en los servicios públicos. Medida comunitaria.

Fuente. Propia, Agosto 2013

Las consideraciones in situ representan ventajas y problemáticas que el OR debe afrontar y, convenientemente, seleccionar la tecnología AMI apropiada. Cada grupo presenta características propias de uno (1) o de varios sitios donde se realice la PPAMI, estas características son resultado del Anexo 2 “Listado de consideraciones in situ”.

2.5.1.2. Clasificación de las consideraciones del OR

Para el listado de consideraciones del OR, ver anexo 3, se propone una clasificación en cuatro (4) grupos (ver sección 2.4.1), cada uno de estos es

identificado con una o varias de las normas y/o políticas referentes a los componentes de la tecnología AMI.

- **Componentes de campo:** en este grupo se recogen las políticas y normatividad que atañen a los medidores de energía eléctrica.
- **Comunicaciones:** para este grupo no se encuentra ninguna política actualmente vigente. La normatividad que se especifica es referente a los protocolos de comunicación en las diferentes TC.
- **Back office:** las políticas para este grupo son principalmente de regulación para el proceso de registro y facturación de los consumos de energía eléctrica domiciliaria. La normatividad está orientada al modelado de datos, principalmente a modelos de comunicación para los sistemas MDMS.
- **Seguridad:** las políticas del marco regulatorio en seguridad se refiere a la calidad y confiabilidad (ITAD) del servicio de energía suministrado por el OR y a la integridad de los usuarios. La normatividad se refiere al manejo protegido de la información, principalmente en el transporte y almacenamiento de datos.

2.5.1.3. *Matriz de relaciones*

La tabla 2.3 presenta la matriz de relaciones propuesta en el presente trabajo de pregrado, en ella se describen dos (2) tipos de antecedentes: el primero son las consideraciones in situ con los cinco (5) grupos: Ingresos económicos, Vandalismo y delincuencia, Planificación urbana, Bienestar social e Incentivos, ver sección 2.5.1.1, el segundo son las consideraciones del OR con la normatividad y políticas agrupadas en cuatro (4) componentes generales de un sistema AMI: Campo, Comunicaciones, Back office y Seguridad, ver sección 2.5.1.2. Esto permite identificar un total de veinte (20) relaciones. Cada relación es establecida de manera que si una norma o política en cada uno de los cuatro componentes de AMI, es afectada o alude a una característica social y/o cultural, se debe ubicar la potencial y respectiva consecuencia técnica AMI.

Tabla 2.3. Matriz de relaciones entre consideraciones in situ y del OR

		Consideraciones del Operador de Red			
		Normativas y Políticas			
		Componente de campo	Comunicaciones	Back Office	Seguridad
Consideraciones in situ	Ingresos económicos	1	2	3	4
	Vandalismo y delincuencia	5	6	7	8
	Planificación Urbana	9	10	11	12
	Bienestar social	13	14	15	16
	Incentivos	17	18	19	20

Fuente. Propia, Agosto 2013

Las relaciones se establecen de la siguiente manera:

- Antecedente uno (1): consideración in situ, social y/o cultural.
- Antecedente dos (2): consideración del OR, normatividad y/o política.
- Si el Antecedente (1) se relaciona con el Antecedente (2), entonces forman un Consecuente.

El consecuente es simplemente un requisito técnico AMI, que sería la mejor opción tecnológica para esa particular relación entre consideraciones in situ y del OR.

Las relaciones se forman como se describen en los cuatro (4) ejemplos siguientes:

Relación 2.

- Antecedente uno (1), ingresos económicos: se presentan las consideraciones sociales y culturales principalmente referentes a las problemáticas de la economía y dificultades de los usuarios en el pago del servicio suministrado por el OR.
- Antecedente dos (2), Comunicaciones: referente a las diferentes tecnologías de comunicación para el sistema AMI.
- Consecuente: de las diez (10) características sociales y culturales para el grupo ingresos económicos y las cinco (5) normas para el componente AMI-Comunicaciones identificadas en el listado de consideraciones, normatividad y políticas del OR, se encontró que no existe una relación directa entre lo contenido en la NTC 4440 "equipos de medición de energía

eléctrica e intercambio de datos para lecturas de medidores” ó ANSI C12.22 “Especificación de protocolo para la interconexión a las redes”, entre otras, que afecten, sean afectadas o aludan a usuarios del OR seleccionados para la implementación de la PPAMI pertenecientes a sectores económicos de baja capacidad de pago o cultura de no pago del servicio domiciliario de energía eléctrica. Se concluye que para las PPAMI no es necesario establecer una relación entre el grupo ingresos económicos y el grupo comunicaciones ya que entre estos no se presenta afectación de ningún tipo.

Relación 9.

- *Antecedente uno (1)*, Planificación Urbana: en algunos casos los OR presentan problemas de lecturas en los medidores de energía debido a la mala ubicación de los mismos.
- *Antecedente dos (2)*, Componentes de campo: la resolución 070/98 en el capítulo 7.4 determina que tanto los usuarios como el OR tienen derecho a acceder a la información del medidor, por lo tanto es indispensable que el usuario disponga de un dispositivo de visualización para dicho proceso.
- *Consecuente*: se encuentra que en el grupo planificación urbana se tiene características como la carencia de planificación de diseño urbano o las viviendas sin terminar en el sitio seleccionado para la PPAMI, si el OR implementa medida concentrada en estos sitios debe tener en cuenta que los medidores inteligentes serán de tipo bicuerpo para no afectar el acceso a la lectura del medidor por parte del usuario, esta situación muestra la afectación que existe entre la planificación urbana del sitio donde se lleve a cabo la PPAMI y lo considerado en el grupo componentes de campo donde se busca solventar esta situación implementando o entregando display de visualización para las lecturas de los consumos en los medidores a cada usuario.

Relación 11.

- *Antecedente uno (1)*, Planificación Urbana: Los usuarios que estén conectado a un STR o a un SDL deben facilitar acceso la información de sus consumos por el o los OR para efectos de facturación,

independientemente de cómo este organizado la infraestructura o el predio donde se lleve a cabo la lectura de los consumos energéticos.

- *Antecedente dos (2)*, Back Office: La resolución CREG 108 de 1997, artículos 31 al 34, determinan que el consumo de energía se debe facturar teniendo en cuenta algunas reglas establecidas en estos artículos y el Contrato de Condiciones Uniformes (CCU).
- *Consecuente*: se encuentra que en el grupo planificación urbana se tiene características como la carencia de planificación de diseño urbano o las viviendas sin terminar en el sitio seleccionado para la PPAMI, esto afecta el acceso a la lectura de medidores por parte de las cuadrillas del OR encargadas de la toma de lecturas en los predios de los usuarios, esta situación muestra la afectación que existe entre la planificación urbana del sitio donde se lleve a cabo la PPAMI y lo considerado en el grupo Back Office donde se busca solventar esta situación implementando la medida de forma remota, el monitoreo de medidores inteligentes de manera autónoma, y el cambios remotos de los parámetros contractuales de los medidores.

Relación 15.

- *Antecedente uno (1)*, Bienestar social: sin importar el estrato de la población donde se ofrece el servicio de energía eléctrica, es indispensable un buen registro y lectura para no incurrir en errores que se generen en sobrecostos de facturación al usuario.
- *Antecedente dos (2)*, Back office: la resolución CREG 108 de 1997 capítulo V, determina que todo consumo es facturable y además medir el servicio, es un derecho tanto para los usuarios como para el OR; la Ley 142 de 1994 en los artículos 147 al 151 y la resolución CREG 108 de 1997 artículos 35 al 48 se refieren a la facturación, los requisitos, consideraciones y obligaciones del OR y el usuario.
- *Consecuente*, en el grupo bienestar social se entra la característica referente al estrato socio económico del sitio donde se desarrolle la PPAMI, el marco regulatorio referente al grupo Back Office indica que la calidad del servicio prestado por el OR indistinto del sitio debe cumplir con unos índices de calidad esto permite establecer un relación referente a la buena gestión de la información de los usuarios seleccionados para la PPAMI, el componente AMI Back Office permite identificar y analizar tendencias de

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

consumos de usuarios de forma detallada, gestionar curvas de carga y balances de energía, registra patrones de consumos de usuarios, entre otras características técnicas indispensables para mejorar índices de calidad a través de la tecnología AMI.

De las veinte (20) relaciones de la tabla 2.3 se observa, por los cuatro ejemplos, que el consecuente está asociado a uno o a un grupo de requisitos técnicos AMI, por lo tanto se propone una agrupación de los requisitos técnicos de manera que cada grupo esté compuesto por una etiqueta que los represente. Esta agrupación se presenta en la tabla 2.4, donde se identificaron un total de trece (13) grupos de requisitos.

Tabla 2.4. Etiquetas propuestas para grupos de requisitos técnicos AMI en consecuentes.

No	Etiquetas	Descripción
1	Medida Concentrada	Tipo de medida seleccionada
2	Medida Individualizada	Tipo de medida seleccionada
3	Medidor Inteligente	Funcionalidades y características técnicas de los equipos de medida
4	Concentrador de Datos	Funcionalidades y características técnicas de los equipos recolectores de la información
5	Comunicación LAN	Uso de medios de transmisión; PLC, BPL o RF
6	Comunicación WAN	Uso de medios de transmisión; Fibra Óptica, o Satelital
7	Administración	Actividades del administrador de datos y seguridad informática
8	Control	Manipulación local y remota de los medidores y concentradores
9	Reportes	Referente a los históricos, curvas, eventos y alarmas
10	Confidencialidad	Acceso no autorizado a la información
11	Integridad	Modificaciones del sistema no autorizadas, hurto de información o de energía eléctrica
12	Disponibilidad	Indicadores de prestación del servicio, robustez del sistema, denegación o autorización de conexiones
13	Responsabilidad	Atención de reclamos, denegación de acciones a llevar a cabo

Fuente. Propia, Agosto 2013

En el Anexo 4 “Detalle de criterios seleccionados según matriz de relaciones”, se presentan las veinte (20) relaciones posibles, donde se explica que a once (11) relaciones se les asocio el respectivo consecuente dentro de los requisitos técnicos AMI, a las otras nueve (9) relaciones no es posible establecer consecuentes debido a que las normas y/o políticas existentes no hacen alusión o no se relacionan con alguna consideración social o cultural del grupo de consideraciones in situ.

De las veinte (20) relaciones posibles a once (11) se les identifica el respectivo consecuente dentro de los requisitos técnicos AMI, mientras que a las restantes nueve (9) no son posible establecer relaciones debido a que las normas y/o

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

políticas existentes no tienen ninguna relación con alguna consideración social o cultural de grupo de consideraciones in situ.

En la tabla 2.5 presenta los once (11) criterios con el respectivo consecuente el cual es etiquetado según la Tabla 2.4 y descrito en el Anexo 4.

Tabla 2.5. Matriz de criterios de la PPAMI

		Consideraciones del Operador de Red			
		Normativas y Políticas			
		Componentes de campo	Comunicaciones	Back Office	Seguridad
Consideraciones in situ	Ingresos económicos			Control	Responsabilidad
	Vandalismo y delincuencia		Comunicación LAN	Control Administración	Confidencialidad
	Planificación Urbana	Medidor Inteligente		Control	
	Bienestar social			Reportes	Responsabilidad
	Incentivos				Disponibilidad

Fuente. Propia, Agosto 2013

2.5.2. Características técnicas para la PPAMI

Seleccionados los criterios resta identificar las características técnicas para la PPAMI. Como cada criterio arroja uno o varios requisitos técnicos AMI, usando la figura 5 del anexo 4, el usuario decide si la etiqueta-consecuente asociado al criterio en cuestión, se convierte directamente en la característica AMI, por ejemplo Control, Comunicación LAN, Reportes, etc., o si selecciona un requisito técnico particular dentro del agrupamiento asociado a la misma como característica.

2.6. Diseño de la prueba piloto AMI

La prueba piloto AMI tiene tres (3) componentes, el primero de ellos es el proceso licitatorio, donde se crean pliegos de condiciones y se especifica requerimientos

para la PPAMI. El segundo componente es el plan de ejecución, donde se describe cuáles son los pasos a seguir después de obtener las diferentes tecnologías en el proceso de licitación. El tercer y último componente es el plan de seguimiento, en el cual se hace un acompañamiento a los contratistas, proyectos y trabajos que se llevan a cabo para la culminación de la PPAMI.

Estos tres (3) componentes conforman el diseño de la PPAMI, a continuación se describe cada uno de ellos.

2.6.1. Proceso licitatorio

El proceso licitatorio para la PPAMI está centrado en la selección de tecnologías AMI. En este proceso formal, el OR invita de forma pública o privada a los interesados por medio de un pliego de peticiones. Se esperan diferentes propuestas, las cuales se seleccionan y aceptan (adjudicación) las que cumplan con los requerimientos exigidos por el OR. Durante este proceso de licitación se siguen determinados requisitos legales para asegurar la mayor transparencia y legitimidad del mismo, asegurando la más libre concurrencia e igualdad entre los oferentes [57], [58].

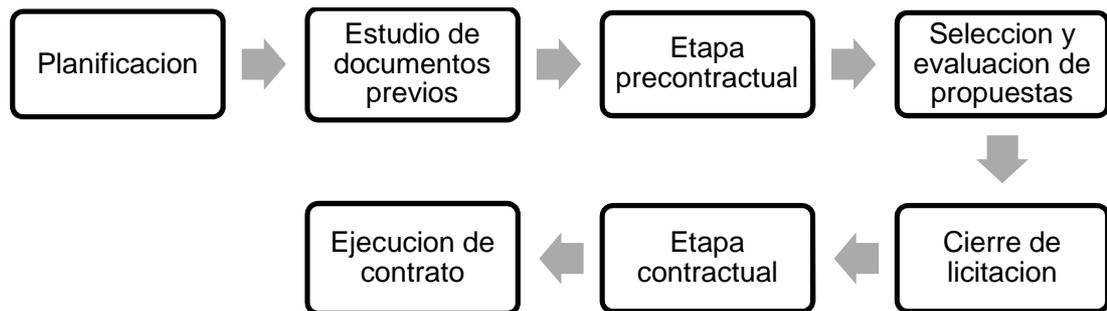
Las etapas a seguir para realizar un proceso licitatorio para la PPAMI [59], [60], se observan en la figura 2.6 y se desarrollan a continuación:

Planificación: Se elaboran los estudios, diseños y proyectos que se requieren para la PPAMI (como normalización de redes si es el caso); se hace un borrador de los pliegos de condiciones con la debida antelación a la apertura del procedimiento de selección. Cuando existan las respectivas partidas o disponibilidades presupuestales, se analiza la conveniencia e impartirán las autorizaciones para iniciar el proceso de selección de las propuestas.

Estudio de documentos previos: Está conformado por documentos que sirven de soporte para elaborar el pliego de condiciones para la PPAMI, su finalidad es consignar el alcance requerido del proyecto piloto como; porcentaje de reducción de pérdidas, cantidad de usuarios involucrados, centros o puntos de medida implementados, cantidad de equipos de medida inteligente instalados y costo por punto instalado esto depende del presupuesto de inversión en la PPAMI y generalmente varía entre 120 y 400 puntos o centros de medida inteligentes.

Además se tiene en cuenta la distribución de riesgos que el OR propone para la realización de la PPAMI.

Figura 2.5. Etapas para el proceso de licitación



Fuente. Propia, Septiembre 2013.

Los documentos previos tienen un contenido mínimo resumidos en:

- **La descripción de necesidades que el OR pretende satisfacer con la contratación para el proyecto piloto AMI:** aquí se describe con exactitud lo que el OR de red pretende con la contratación, principalmente establece la cantidad de usuarios involucrados, cantidad de puntos a instalar, costo por punto instalado
- **Descripción del objeto a contratar, con especificaciones e identificación del contrato a celebrar:** es necesario la especificación e identificación y alcance de lo que se va a contratar para la PPAMI, esto es relevante para determinar el tipo de contrato y la modalidad de selección.
- **Los fundamentos jurídicos que soportan la modalidad de selección:** esto va conforme a la normatividad legal vigente.
- **Análisis que soporta el valor estimado del contrato:** se tiene en cuenta el valor estimado para la realización de la PPAMI, se identifican las variables para calcular el presupuesto de la contratación y los rubros que componen la prueba piloto.
- **Soporte que permita la estimación, tipificación y asignación del riesgo previsible:** que puedan afectar el equilibrio económico del contrato para la PPAMI. La tipificación y estimación hace referencia al incremento del costo de los insumos básicos, riesgos cambiarios, normativos etc.

- **Análisis que sustenta la exigencia de las garantías destinadas a amparar los prejuicios de naturaleza contractual para la PPAMI:** derivados del incumplimiento del ofrecimiento o del contrato según el caso.

Etapas precontractual: se realizan los avisos de apertura de licitación, publicación del pliego de condiciones para la PPAMI, en caso de ser una licitación privada las invitaciones se hacen de forma expresa y no por anuncio público. Esto conlleva:

- Seleccionar las ofertas más adecuadas para la implementación de la tecnología AMI.
- Para la selección se hacen estudios correspondientes y análisis comparativo de las diferentes propuestas presentadas, para adjudicar el concurso al oferente cuya propuesta sea favorable y se ajusten a los parámetros y condiciones exigidas.
- Se especifica el lugar físico o electrónico de consulta del pliego de condiciones y documentos previos.
- El presupuesto oficial para la PPAMI se determina con precios reales del mercado, los cuales deben ser evaluados y determinados por el OR, esto con el fin de asegurar que las adquisiciones que se realicen se encuentren en un nivel de racionalidad con determinados precios de referencia.
- El OR publica la apertura de la licitación de ofertas, con plazos y requisitos para la PPAMI.
- El pliego de condiciones es publicado con diez (10) días hábiles de anterioridad a la fecha de apertura para la licitación de la PPAMI.
- Se adicionan algunas observaciones si existen al pliego de condiciones para la PPAMI, estas pueden ser establecidas por empresas que hacen parte de la licitación o por el OR.
- Se dictan todos los causales de suspensión del proceso licitatorio si existiese, y se publica el pliego de condiciones definitivo para la PPAMI.

El contenido mínimo del pliego de condiciones:

- Descripción técnica de la tecnología AMI seleccionada.
- Las causas que generen el rechazo de las propuestas o la declaratoria del desierto del proceso para la PPAMI.
- Las condiciones de celebración del contrato, presupuestos, formas de pago, garantías y demás asuntos relativos a la PPAMI.

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

- Tipificación, estimación y asignación de riesgos previsible. En la tipificación se diligencia el tipo de riesgo identificado: riesgo económico, social o político, financiero, regulatorio, ambiental, tecnológico, entre otros. Para estimar el riesgo se valora la probabilidad de que este ocurra y se determina el nivel de impacto de los riesgos que han sido tipificados.
- Los fundamentos del proceso de selección, su modalidad, términos y procedimientos, y las demás reglas objetivas que gobiernan la presentación de las ofertas así como la evaluación y ponderación de las mismas y la adjudicación del contrato.

En la tabla 2.6 se presenta un formato para la verificación del cumplimiento de factores contractuales genéricos, que se propone en el presente trabajo de pregrado, para el desarrollo del proyecto piloto AMI donde se verifican ciertos factores exigidos por el OR y que el oferente debe cumplir.

Tabla 2.6. Factores contractuales de verificación para el proyecto piloto AMI

Factores exigidos	Proponente	
	Presenta	Cumple
Índice de contenido de la propuesta		
Carta de presentación de propuesta		
Oferta económica de acuerdo a lo estipulado por el OR		
Experiencia certificada en desarrollo de pilotos relacionados		
Cálculo medio de los costos por usuario		
Inscripción del proponente en oficina jurídica del OR		
Constancia de visita al sitio de la prueba piloto		
Cámara de comercio del proponente (unión temporal, consorcio, etc.)		
Póliza de garantía de seriedad de la oferta a favor del OR		
Certificaciones internacionales de los fabricantes de equipos		
Descripción detallada de la tecnología AMI seleccionada		

Fuente. Propia, Octubre 2013

Selección y evaluación de propuestas: en esta etapa después de la verificación del cumplimiento de los factores contractuales exigidos por el OR (ver Tabla 2.6), se procede a evaluar y ponderar las propuestas presentadas para la implementación de la PPAMI, para esto se tienen en cuenta los siguientes tres (3) puntos:

- Factores de calificación, se le asignan puntajes a cada uno de los parámetros a evaluar con el fin de emitir un concepto técnico y económico de cada una de las propuestas para la PPAMI. Los puntajes están relacionados a costos, tecnología (innovación) y experiencia. Además se

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

realiza la revisión jurídica de la documentación presentada por los proponentes.

- Audiencia de aclaraciones, el objetivo es precisar el contenido y alcance de los pliegos y oír a los interesados.
- Modificación de pliego de condiciones, estas se harán por medio de adendas.

Además en esta etapa se deben calificar diferentes factores genéricos de evaluación, como los propuestos en el presente trabajo de pregrado, en la tabla 2.7.

Tabla 2.7. Evaluación de proyectos AMI por asignación de puntajes

Factores de evaluación	Proponente	
	Valor	Puntaje
Valor total de la propuesta		
Factor técnico		
Innovación tecnológica		
Versatilidad en reposición de componentes		
Costo en componentes AMI de campo		
Costo en componentes AMI de comunicación		
Costo en componentes AMI de Back Office		
Costo en componentes AMI de seguridad		
Plan de contingencia sin comunicación		

Fuente. Propia, Octubre 2013

Cierre de licitación para la PPAMI: en la fecha y hora señalada en el pliego de condiciones para el cierre del proceso de selección deberá entregarse las propuestas para participar en el mismo. Es de aclarar que las propuestas deberán sugerirse y sujetarse a todos y cada uno de los puntos contenidos en los pliegos de condiciones.

Etapa contractual: Durante el cual se desarrolla el objeto contractual, por parte del contratista y las contraprestaciones por parte del OR; en las condiciones y plazos pactados.

Ejecución del contrato: es donde se ejecuta el contrato de acuerdo a los requerimientos técnicos y procesos contractuales, se firma el acta de inicio de la PPAMI y se realiza el pago de anticipos.

Etapa post-contractual: son aquellas actuaciones posteriores al vencimiento del término establecido para la PPAMI o en caso de terminación anticipada, generalmente tratan sobre temas accesorios de la contratación misma.

2.6.2. Plan de ejecución

El plan de ejecución se lleva a cabo entre el contratista y el OR; durante la realización de la PPAMI se debe tener énfasis en la comunicación entre las partes, para tomar decisiones en caso de que surjan inconvenientes que puedan atrasar las actividades asignadas para las brigadas de trabajo.

De acuerdo a cada contratista, el OR les asigna un sitio donde realizar la instalación de la tecnología AMI, se les provee la información: cantidad de transformadores, cantidad de puntos por transformador, potencia de los transformadores, cantidad de usuarios, usuarios por estrato, tipo de medidor de los usuarios (monofásicos, bifásicos, trifásicos), consumo promedio de energía de los usuarios, porcentaje de pérdidas en transformador por usuario, cantidad de apoyos³⁵, cantidad de usuarios por apoyo, entre otros.

El plan de ejecución presenta las siguientes actividades [58], [61]:

- **Cronograma de instalación y puesta en marcha:** en este diagrama se presentan las fechas de inicio, desarrollo y fin del proyecto, se especifican los trabajos a realizar, las metas a alcanzar y los objetivos a desarrollar por parte del contratista y del OR, con fechas programadas de tal manera que se cumpla con los plazos que la PPAMI establece. El tiempo establecido por el cronograma puede variar entre un (1) mes y cuatro (4) meses, todo esto depende de la logística y las brigadas asignadas a la instalación de equipos.
- **Planos del terreno:** antes de realizar trabajos en campo para la prueba piloto se elaboran diseños, los cuales contienen información de la verificación de amarres, georreferenciación y ubicación de equipos, esto se hace por medio de una firma especializada o se puede adjudicar al contratista en los pliegos de condiciones. Se aclara que no es conveniente que estos diseños los realice el mismo contratista de la PPAMI, ya que este podría entregar planos engañosos que se adapte a las necesidades de su

³⁵ Apoyo: son los postes donde se conecta la acometida del usuario

tecnología, en este caso el OR probablemente deberá acarrear con futuros errores en diferentes proyectos, por este motivo la importancia de contar con un tercero en la elaboración de planos.

- **Estrategia de labor social:** se establecen “estrategias de responsabilidad social”, las cuales son de tipo informativo, para hacer una labor que facilite la integración entre el usuario y el OR, esto con el fin de llegar a la población de una manera que se pueda interactuar con los usuarios. Los datos proporcionados a los usuarios respecto al desarrollo de la prueba pilotos son pocos y sin gran detalle, debido a que durante las etapas de instalación y hasta los resultados de la evaluación técnica y económica de la PPAMI el equipo de medida instalado en la vivienda no será remplazado, por tal motivo las mediciones y la facturación continua sin afectaciones.
- **Capacitaciones:** se capacita por parte del contratista a las brigadas del OR para la instalación y operación de la tecnología AMI permitiendo al OR conocer a fondo la tecnología seleccionada además de brindarle autonomía de manejo y alta capacidad de respuesta en caso de masificación de dicha tecnología. Generalmente estas capacitaciones se hacen paralelo a las actividades anteriores dado que no las afectan el desarrollo de las mismas.
- **Facturación real:** es la última actividad en el plan de ejecución, indica que a partir de la puesta en marcha de la prueba piloto, solo se permite facturar a través de la tecnología AMI cuando la totalidad de la infraestructura se encuentre instalada y el sistema esté listo para su funcionamiento, además de cumplir con pruebas de verificación de equipos de campo y lectura de medidores.

2.6.3. Plan de seguimiento

El plan de seguimiento para la PPAMI busca alcanzar los objetivos definidos en el plan de ejecución, permitiendo, si se requiere, ajustarlos a las nuevas condiciones que se presenten durante el desarrollo del proyecto piloto. Para ello se diseña un conjunto de acciones que permiten hacer un seguimiento paralelo al plan de ejecución, con tiempos de duración establecidos en un cronograma de instalación y puesta en marcha diseñado entre el OR y el contratista, se pretende monitorear y verificar el cumplimiento de fechas y actividades.

El plan de seguimiento se divide en las siguientes tres (3) fases [58], [61]:

Fase 1. Actualización de la información de base: es conveniente contar con información básica de cada actividad prevista para elaborar un plan adaptado a la realidad de la PPAMI, esto se logra por medio de formatos o fichas de seguimiento donde se consigna información como; nombre de actividad, descripción, objetivos, fecha de realización y contratista responsable de la actividad.

Estas fichas son actualizadas semanalmente facilitando la evaluación de los avances de las actividades, y en su caso, las causas de los retrasos acumulados. Además esta permanente actualización permite emitir un juicio válido sobre los aspectos de evaluación de la prueba piloto tales como pertinencia, eficacia, sostenibilidad, reducción de pérdidas, cantidad de puntos instalados, desempeño de la tecnología, etc.

Fase 2. Participación del seguimiento y evaluación: se pretende la constitución de un grupo de seguimiento y evaluación transversal a toda la PPAMI y abierto a todos los entes normativos y de regulación internos o externos al OR que desee participar, estos participantes deben guardar un grado de compromiso con el propósito que se desea alcanzar, así como una mínima capacidad de atender las actividades asociadas. Durante esta fase se establecen las orientaciones generales de actuación del grupo en relación con el seguimiento y evaluación de la prueba piloto.

Fase 3. Implementación del plan de seguimiento: esta última fase del plan de seguimiento permite elaborar un informe donde se tienen en cuenta los siguientes elementos:

- El plan de seguimiento inicia a partir de la firma del acta de evaluación por parte del contratista y se extiende hasta el plazo final del piloto estipulado en el pliego de condiciones de la PPAMI.
- Se indica la cantidad de periodos de facturación que se van a hacer con la PPAMI para evaluar su funcionamiento y su posible masificación.
- El contratista seleccionado para instalar el piloto suministra informes de seguimiento semanal al OR donde registra la evolución de las pérdidas, estado de las conexiones realizadas, estado de equipos instalados, evolución y condición de la PPAMI.
- Es responsabilidad del OR corroborar la información consignada en los informes de seguimiento y elaborar mensualmente un documento de consolidados que permiten ver la evolución de la PPAMI.

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

- El contratista proporciona soporte técnico al OR con respecto a, fallas en los equipos, inconsistencia de la información, estado de las comunicaciones, estado de los sistemas y en general el cumplimiento de todos los Indicadores establecidos en los pliegos de condiciones de la PPAMI.

3. DISEÑO DE LA PRUEBA PILOTO AMI CASO DE ESTUDIO

En este capítulo se hace una descripción de la empresa caso de estudio "CEDENAR S.A E.S.P", se habla de las pérdidas de energía eléctrica, de los indicadores de calidad en distribución energética, de la red de distribución general y donde actualmente la empresa lleva a cabo proyectos de normalización de usuarios y se describe el sitio donde el presente trabajo de pregrado propone el diseño de la PPAMI.

En un segundo apartado se desarrolla el procedimiento del capítulo dos (2) para el diseño de la PPAMI para la empresa CEDENAR, se describen las consideraciones in situ del barrio Exporcol y las consideraciones de CEDENAR en cuanto a la normatividad y política, posteriormente se desarrolla la selección de criterios y características técnicas AMI para finalmente diseñar la PPAMI.

3.1. Introducción

3.1.1. DESCRIPCION CEDENAR S.A. E.S.P

La Electrificadora de Nariño, CEDENAR S.A. E.S.P. (definido de ahora en adelante como CEDENAR), es una empresa de servicios públicos mixta del orden nacional, constituida como una sociedad anónima perteneciente al sistema interconectado nacional que suministra el servicio de energía eléctrica. El objeto exclusivo de la sociedad lo constituye la prestación del servicio público domiciliario y sus actividades complementarias de generación, distribución y comercialización en el departamento de Nariño.

3.1.1.1. Infraestructura

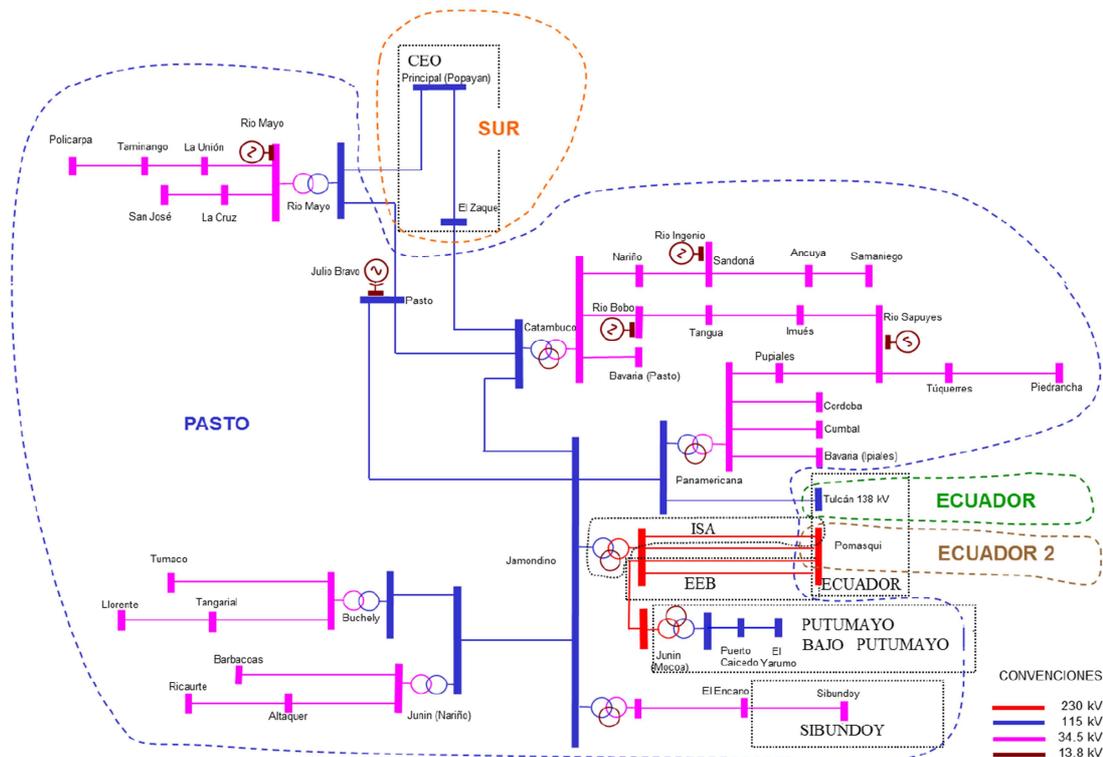
El departamento de Nariño es atendido por el OR en cinco (5) zonas; Centro, Sur, Norte, Pacífico y Occidente que se interconectan a través de líneas de 115 kV, 34.5 kV y 13.8 kV, hasta llegar al nivel de distribución secundaria de 208/120 voltios.

La figura 3.1 muestra el sistema de distribución de energía del OR donde el sistema a 115 kilovatios da estabilidad a la cobertura de la demanda energética, el cual está conformado por dos líneas: Popayán-Rio, Mayo-Pasto y el circuito Popayán-Zaque-Catambuco, este enlace tiene una extensión de 196 kilómetros

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

soportada en un doble circuito de 388 torres. Por este sistema se pueden transmitir 70 Mw en condiciones de estabilidad. De otra parte las subestaciones de Pasto, Catambuco y Jamondino están interconectadas en un anillo a 115 kilovoltios con una longitud de 26 kilómetros con 133 estructuras. La costa pacífica nariñense cubre su demanda energética con una línea a 230 kilovoltios energizada actualmente a 115 kilovoltios, cubriendo una extensión de 220 kilómetros soportados en 387 torres. La zona sur se interconecta entre las subestaciones Jamondino en Pasto con la subestación Panamericana en Ipiales con una línea a 115 kilovoltios en una extensión de 57 kilómetros con 150 torres.

Figura 3.1. Red de distribución del OR



Fuente: Tomado de [62]

Para cumplir con este negocio CEDENAR cuenta con más de 11.500 transformadores de distribución, cerca de 400 km de línea a 34.5 Kilovoltios, más 3.652 km de 13.8 Kilovoltios, 6.300 km de red en baja tensión y 38 subestaciones, para atender 335.719 usuarios.

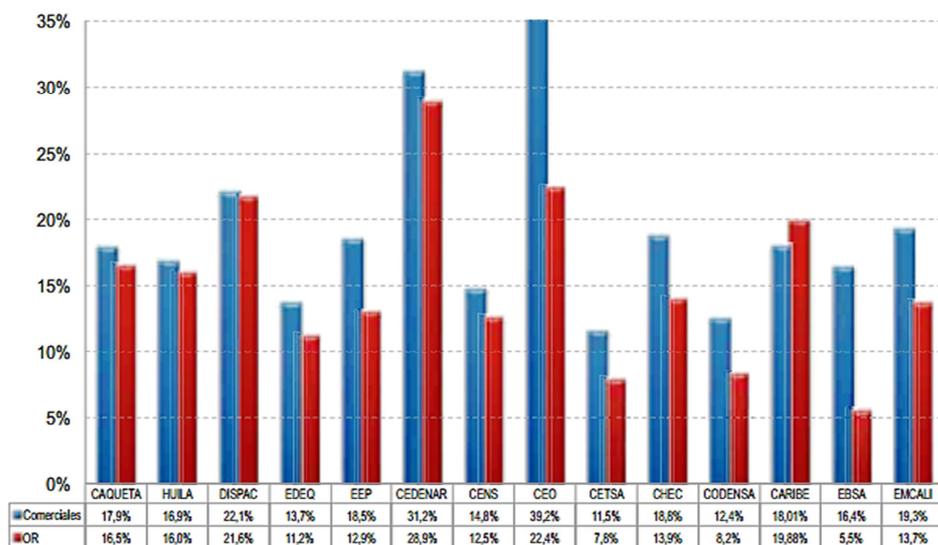
DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

A través del negocio distribuidor se atiende la demanda operativa que incluye la demanda propia de CEDENAR y otros comercializadores, departamento del Putumayo, exportaciones al Ecuador. Esta demanda es atendida a través del sistema interconectado nacional mediante una línea en doble circuito a 230 kilovoltios; Este sistema está anclado en 336 torres en una longitud de 193 km desde la subestación San Bernardino en el Cauca, hasta la subestación Jamondino en Nariño y a través del sistema de transmisión regional Cauca-Nariño a 115 Kilovoltios.

3.1.1.2. *Perdidas de energía e indicadores de calidad*

En el entorno nacional CEDENAR, para el año 2010, presento uno (1) de los índices más altos de pérdidas en el sistema de distribución de energía [63], como se indica en la figura 3.2.

Figura 3.2. Pérdidas comerciales y de distribución por empresa



Fuente. Tomado de [63]

CEDENAR en su plan estratégico, de 2010 a 2014, estima alcanzar en el 2014 un índice de pérdidas del 20%, siendo necesario disminuir más de nueve puntos en el periodo. A pesar de que la administración en el 2010 invirtió \$7.238,55 millones de los cuales \$5.681,57 millones fueron para programas de control de pérdidas y \$1.556,98 millones destinado a remodelación de redes con el propósito de disminuir pérdidas, éstas se incrementaron pasando de 29.89% en el 2009 al

31.17% en el 2010 incumpliendo la meta fijada de 29%; índice muy superior al promedio nacional 20%, esta situación se presentó por que las metas, de las principales acciones, propuestas para atacar las pérdidas no se cumplieron por la subgerencia de Gestión de Energía, División de Pérdidas y tampoco se efectuó la acción propuesta por la subgerencia de Generación y Distribución para la remodelaciones de redes [64].

La tabla 3.1 indica que para el año 2011 el valor aprobado para el desarrollo de los programas de reducción de pérdidas en el rubro de inversión es de \$8.325 millones.

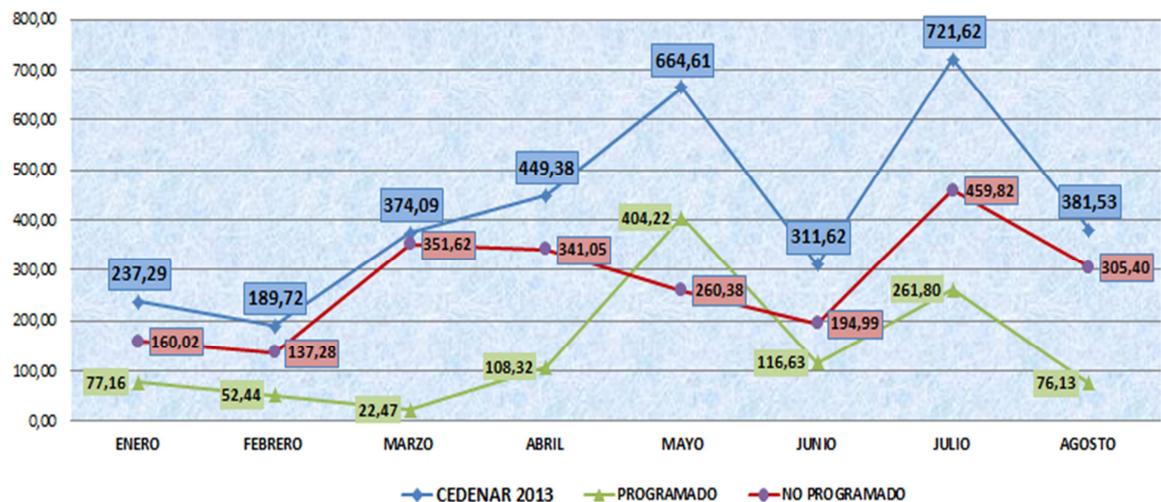
Tabla 3.1. Proyectos reducción de pérdidas CEDENAR

Nombre del Proyecto	\$ Monto
Inversiones Reducción de Pérdidas	
Socialización plan de perdidas	450.021.305
Seguimiento usuarios con potencial fraude	3.061.225.097
Instalación Macromedidores – Medidores	4.457.419.853
Laboratorio Acreditado	210.340.742
Acople Usuarios	3.392.564
Revisión control de gestión	143.535.357
Valor inversiones proyectos reducción de perdidas	8.325.934.918

Fuente. Informe anual CEDENAR 2012

CEDENAR consciente de sus altos niveles en pérdidas (Figura 3.2), cartera vencida (Tabla 3.3) y los desfavorables índices de calidad de prestación del servicio DES presentados en la figura 3.3, asigna como estrategia la adquisición de medida centralizada alrededor de un macro proyecto formalizado en el convenio para la asistencia técnica PRONE-CEDENAR S.A ESP nombrado por el grupo de servicios administrativos del MME como GSA-105 e iniciado a partir del 30 de septiembre de 2011 para la administración general y ejecución de unos recursos correspondientes al departamento de Nariño y asignados al PRONE por un valor de \$13.140.900.316 de pesos, esto con el objetivo de mejorar el recaudo y brindar mayor seguridad ya que se reduce el riesgo de incendios, electrocuciones, daño de electrodomésticos y el sistema eléctrico gana confiabilidad y estabilidad, además, se reducen las pérdidas de energía y se mejora el ITAD beneficiando al OR y al usuario final [65].

Figura 3.3. Indicador de calidad DES, CEDENAR



Fuente. Tomado de [66]

La subgerencia de Gestión Energética de CEDENAR administra la prestación del servicio a las llamadas Comunidades de Difícil Gestión, donde se presentan elevados índices de pérdidas de energía y carteras vencidas, por causas ajenas al manejo de la empresa tales como expulsores³⁶ por violencia o presencia de grupos insurgentes [67]. La tabla 3.2 muestra que Tumaco es uno de los municipios del departamento de Nariño con mayores pérdidas de energía con promedio de 39.1% durante el periodo noviembre de 2010 hasta octubre de 2011. Además cuenta con presencia de grupos insurgentes y expulsores por violencia que dificultan o impiden la ejecución de actividades propias del OR.

³⁶ Grupos de personas que haciendo uso de la violencia no permiten a las cuadrillas de trabajo del OR desarrollar las actividades programadas in situ, como la toma de lecturas o corte y reconexión del servicio.

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

Tabla 3.2. Pérdidas de energía por municipios en Nariño

Municipios	% Pérdidas (Nov./01/10 -Oct./31/11)	% Pérdidas (Octubre /01 al 31/2011)	Expulsores por Violencia	Presencia de Grupos Insurgentes
ALDANA	11.8%	8.1%		X
BUESACO		33.0%		X
CARLOSAMA	14.1%	13.1%	X	X
CHACHAGUI	10.5%	4.1%		X
CONTADERO		30.2%	X	
CORDOBA		37.6%		X
CUMBAL		37.2%		X
CONSACA	29.8%	25.2%	X	X
CUMBITARA	22.1%	20.2%	X	X
EL PEÑOL	39.2%	30.5%	X	X
EL TAMBO	35.2%	30.9%		X
FUNES	35.2%	36.6%		X
GUACHAVEZ	39.9%	37.6%		X
GUALMATAN	17.6%	10.8%		X
ILES	36.6%	38.8%		X
LA FLORIDA	23.9%	17.4%	X	X
LA LLANADA	14.2%	29.5%		X
LA UNION	24.9%	11.7%	X	X
LEIVA	21.3%	20.0%	X	X
MALLAMA	36.4%	37.3%		X
NARIÑO	19.1%	14.3%		X
OSPINA	32.6%	32.3%	X	
POLICARPA	6.2%	15.0%	X	
POTOSI	24.7%	21.0%	X	
PUERRES	34.1%	3.9%		X
PUPIALES	3.9%	10.0%		X
PROVIDENCIA	35.7%	31.9%		X
RICAUARTE	18.2%	17.3%	X	X
EL ROSARIO	34.8%	11.4%		X
SAMANIEGO	12.1%	11.0%	X	X
SAPUYES	13.0%	13.0%	X	X
TUMACO	39.1%	39.1%	X	X

Fuente. Modificado de Plan Visión Nariño 2030 CEDENAR, 2012

La información suministrada por CEDENAR permite establecer que el municipio de Tumaco se constituye como zona de difícil gestión por presentar durante el mes de octubre de 2011 una cartera vencida mayor a 90 días de los usuarios del área urbana de este municipio, además genera la mayor cartera vencida con un total de \$ 29.227 millones de pesos, donde todos los resultados de la gestión de recuperación han sido negativos o infructuosos por causas no imputables a la propia empresa como se indica en la tabla 3.3 [67].

Tabla 3.3. Cartera vencida por municipios CEDENAR

Periodo	Municipios zona Pacífico	Usuarios	>90 Días	%	Cartera
Octubre 1 al 31/ 2011	Barbacoas	1.869	548	29.32	1.390.486.624
Octubre 1 al 31 /2011	Tumaco	19.733	11.309	57.31	29.227.534.431
Octubre 1 al 31 /2011	Magui payan	1	1	100.0	928.130.410
Octubre 1 al 31 /2011	Roberto Payan	1	1	100.0	721.803.250
Octubre 1 al 31 /2011	Magui payan	567	250	44.09	90.107.510
Octubre 1 al 31 /2011	Roberto Payan	518	328	63.32	215.392.940

Fuente. Tomado de [67].

Ya identificada la ciudad de Tumaco como una zona de difícil gestión por sus características en pérdidas de energía y cartera vencida, esta se ubica en una de las cinco (5) zonas definidas por el OR como se indica en la tabla 3.4. En este caso la ciudad corresponde a la Zona del Pacífico donde el índice de calidad de servicio DES acumulado, en el periodo comprendido desde enero hasta agosto de 2013, es el más alto de todas las zonas del departamento, con un valor ponderado de 100.74 incumpliendo lo establecido por la resolución CREG 103 de 2004.

Tabla 3.4. Índice DES Acumulado por zonas en el departamento de Nariño

DES periodo enero / agosto, 2013				
Zona	# Circuitos	DES Acumulado	Ponderado	Cumple
NORTE	12	885,84	73,82	No
SUR	18	513,75	28,54	Si
OCCIDENTE	6	286,07	47,68	No
PACIFICO	12	1.208,82	100,74	No
CENTRO	25	425,12	17,00	Si
TOTAL CEDENAR	73	3.329,85	45,61	

Fuente. Tomado de [66]

3.1.1.3. *Proyectos base para la implementación de tecnologías AMI*

Desarrollar proyectos de normalización de usuarios en zonas subnormales en las ciudades del departamento de Nariño es una prioridad y obligación de CEDENAR después de resultar beneficiado en la convocatoria PRONE 001 de 2010 y crear el convenio interadministrativo PRONE-CEDENAR. En cumplimiento de esto se desarrollan diversos proyectos basados en la normalización de redes, fundamental para la aplicación de tecnología AMI donde se identifica un mayor impacto social, técnico y económico, para posteriormente radicarlos en la UPME encargada de coordinar el aprovechamiento de los recursos energéticos y entregar información a otras entidades sobre los proyectos viabilizados.

Para el año 2012 CEDENAR por medio de la solicitud pública de ofertas SDG-073-2012 implementa el proyecto; Normalización de redes de distribución eléctrica en los municipios de Tumaco y Barbacoas en el departamento de Nariño; zona viciosa en Tumaco (grupo I), zona comuna 5 en Tumaco (grupo II), El Morro en Tumaco (grupo III) y zona Barbacoas (grupo IV). Para ese mismo año abre la solicitud pública de ofertas SDG-052-2012 donde se solicitó un proyecto piloto de medida centralizada sobre 60 usuarios ubicados en el departamento de Nariño; en las poblaciones de Tumaco; Pasto y la Unión a razón de un costo de \$300.000/usuario sin incluir el IVA, con plazo de ejecución de treinta (30) días.

Para el año 2013 CEDENAR por medio de la Solicitud pública de ofertas SDG-CIA-062-2013 implementa el proyecto, Normalización de redes de distribución eléctrica en el municipio de Tumaco en el departamento de Nariño; localidades de Llorente, Guayacana, Candelillas, Imbili y Buchelli.

3.1.2. San Andrés de Tumaco

Tumaco es clasificado por CEDENAR como crítico para el desarrollo de sus actividades; este municipio está situado geográficamente al sur de la Costa Pacífica Colombiana, tiene frontera con la República del Ecuador, se conecta con el interior del departamento y el país a través de la troncal Tumaco-Pasto, es puerto marítimo con diferentes usos el cual sirve para prestar servicios de cabotaje regional e internacional, principalmente en la exportación de petróleo y aceite de palma, cuenta con un aeropuerto, tiene conectividad marítima y fluvial hacia diferentes veredas y municipios, cuenta con un clima cálido húmedo, la humedad relativa es de 83.86% con una precipitación anual de 2.531 m.m., con temperatura media de 28°C que en determinadas épocas oscila en 16 y 33 °C y se divide por barrios como se indica en la tabla 3.5.

El territorio urbano de Tumaco está dividido en comunas de acuerdo a las siguientes características:

- Comuna 1, Barrios extremos nororiental de la Isla de Tumaco y de la Isla del Morro.
- Comuna 2, Barrios de la Playa.
- Comuna 3, Sector central.
- Comuna 4, Barrios de la zona del mercado y de Panamá.
- Comuna 5, Barrios del extremo nororiental de Tumaco y del Continente hasta Iguapi del Carmen.

La tabla 3.5 muestra los 89 barrios del municipio de Tumaco organizados por comunas, estos barrios se conforman en terrenos planos o ligeramente ondulados, correspondientes a la llanura pacífica.

Estos barrios presentan características sociales y culturales similares, actualmente afrontan una crítica situación de violencia generada por el fenómeno del narcotráfico que ha impactado de manera intensa y negativa en todas las esferas de la vida social, productiva y cultural del territorio, en donde no solo las

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

consecuencias ambientales son preocupantes sino también el costo social con serios problemas de desplazamiento por violencia [68]. Las viviendas cuentan con servicio de energía eléctrica en un 77.4 % suministrado por CEDENAR, la figura 3.4 indica el bajo índice de cobertura en servicios públicos en la población [69].

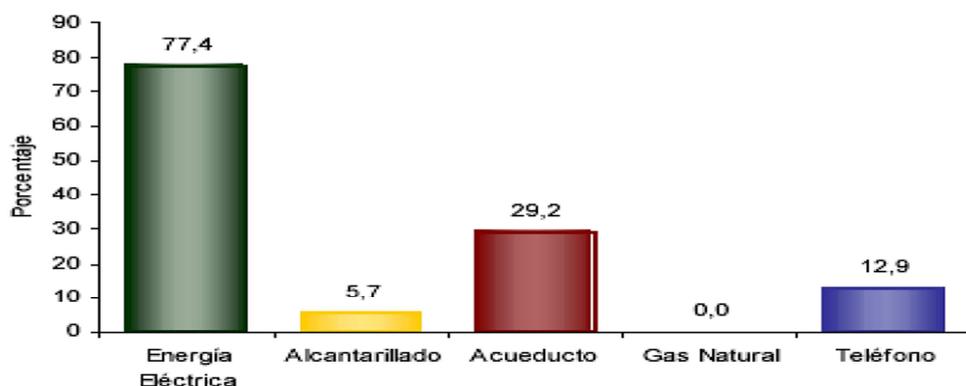
Tabla 3.5. Barrios urbanas municipio de Tumaco

Comuna 1	Comuna 2	Comuna 3	Comuna 4	Comuna 5
Avenida las palmas Etapa 1	Avenida las palmas N°1	Puente Venecia	Nueva Creación	11 de Noviembre
Avenida las Palmas Etapa 2	Luis Avelino Pérez	San Martin	Padilla	Buenos Aires
Luis Avelino Pérez	El Triunfo	Calle Antioquia	Panamá	El Carmelo
Calle Soublette y Páez	Puente del Medio	San Judas	Olaya Herrera	El porvenir
Florida	Anzoátegui	Puente Progreso	La Comba	Exportadora
Prado Amar	Villa Lola	Humberto Manzi	La Floresta	Iberia
Exporcol	Villa Lola Ramal	Babaría	Calle la Independencia	La Ciudadela
Cordialidad	7 de Agosto	Las Flores	Calle Ortiz	La Paz
Veinte de Julio	3 Cruces	Pedro Arizala	La Calavera	Nuevo Horizonte
El morrito	Diamante	Primavera	Herrera	Unión Victoria
Pantano de Vargas	Libertad N°1	Antonio Nariño	Nueva Floresta	Unión Victoria N°2
Avenida de los estudiantes Etapa 1	Libertad N°2	Calle Bolívar		Unión Victoria N°3
Avenida de los estudiantes Etapa 2	Avenida de las Américas	Márquez		Villa de las Lajas
Avenida de los estudiantes Etapa 3	Avenida la Playa	Parque Colon		Obrero
Urbanización Miramar	El chorro Avenida Férrea	San Judas Ramal N°5		Viento Libre N°2
Viaducto el Morro Modelo	Avenida las palmas N°2	Paseo Bolívar		Viento Libre N°3
Los libertadores				Obrero N°2
Puente Fátima Etapa 1				El Jardín
Brisas del Mar				El Esfuerzo
Brisas del Aeropuerto				California
Brisas del Mar Etapa 2				Nuevo Milenio
María Auxiliadora				Ciudad Dos Mil
				Brisas de los Ángeles

Fuente. Tomado de [6].

Para el año 2012 de acuerdo con las proyecciones del Departamento Encargado de las Estadísticas en Colombia (DANE) en los 3.778 kilómetros cuadrados del municipio habita una población de 187.084 personas, en la parte urbana se concentran 102.495 habitantes donde coexisten poblaciones de diferentes culturas. El 89% de la población residente se auto reconoce como raizal, o afrocolombiano, los cuales están organizadas en consejos comunitarios, comunidades mestizas y colonos.

Figura 3.4. Cobertura de servicios públicos en Tumaco



Fuente: Sisben 2011

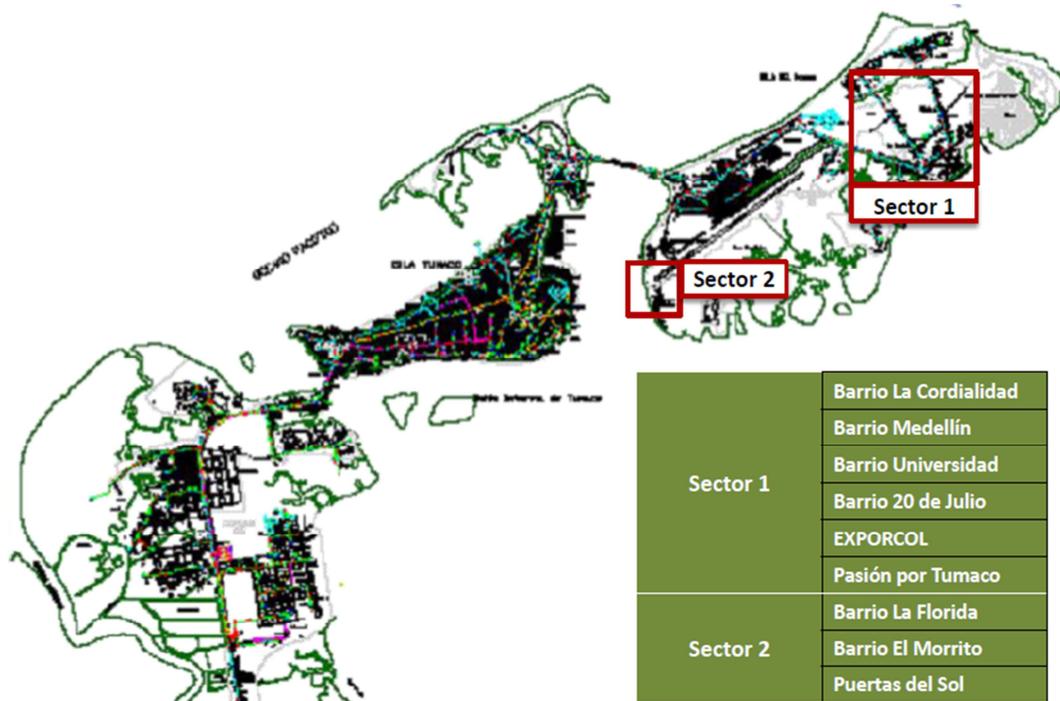
La población sin ningún nivel educativo asciende al 18,1% y solo ha alcanzado el nivel profesional el 2,6%, el DANE reporta que un porcentaje de 2,6% de los hogares ejercen alguna actividad económica en sus viviendas, existe gran influencia de actividades ilícitas y baja formalidad del empleo, que básicamente se concentra en el sector primario como: agroindustria, forestal y agrícola, además de: turismo, entidades públicas, entidades de servicios y comercio.

Para el año 2012 el índice de necesidades básicas insatisfechas del municipio es del 48% (en Nariño del 43,7%; en el país, del 27,8%). La pobreza afecta al 84,3% (en Nariño, al 70%; en el país, al 50,3%). La infraestructura vial está conformada por aproximadamente 82 Km. de longitud de vías entre secundarias, terciarias, caminos y puentes, en términos generales las vías no cumplen los estándares requeridos [69].

El Morro es la zona más importante para el turismo, es la isla con mayor extensión de red eléctrica alcanza los 14km, sin embargo existen grandes problemas de orden público, falta de incentivos o políticas que motiven la inversión y altos niveles de inseguridad en las vías, esto se concentra en el Sector 1 y Sector 2, ilustrados en la figura 3.5.

La carencia de recursos importantes dentro del Sector 1 se encuentra en el barrio Exporcol, existen pésimas condiciones viales, falta de señalización, inundaciones frecuentes, precarias instalaciones educativas, falta de obras complementarias y alto grado de inseguridad [71], [72].

Figura 3.5. Sectores en la isla El Morro



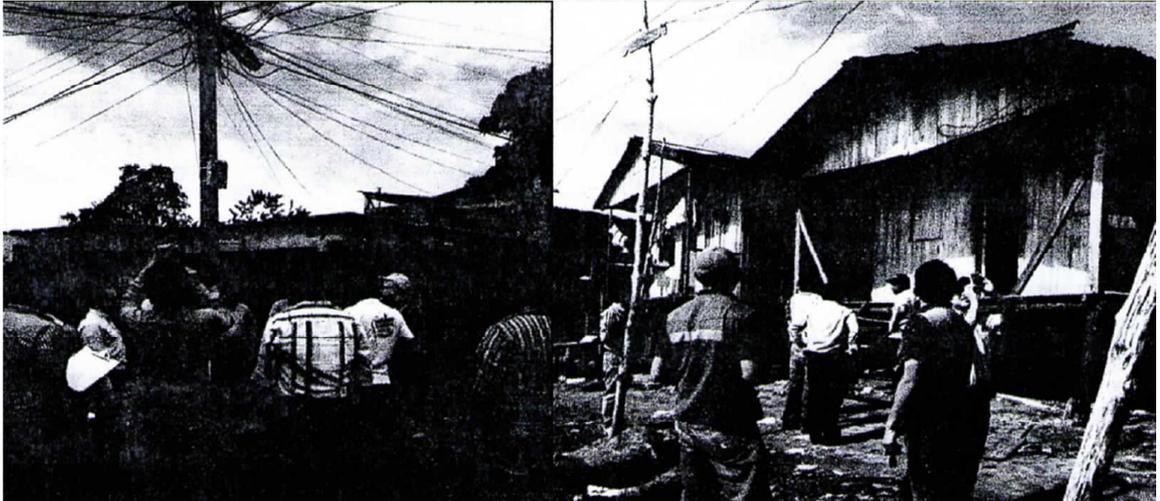
Fuente. Tomado de [70]

Este barrio es clasificado por el municipio de Tumaco como subnormal y considerado por CEDENAR como de difícil gestión, la Figura 3.6, muestra una problemática típica del barrio en la que existe poca o nula planeación en los sistemas de distribución eléctrico, el tipo de vivienda es palafítica³⁷ donde las conexiones ilícitas soportadas por postes de madera y dispuestas en forma desordenada sobre los techos de las viviendas, esto genera pérdidas eléctricas, aumenta el peligro y riesgo para los usuarios.

El barrio Exporcol en la zona El Morro escogido en el presente trabajo de pregrado para el desarrollo de la PPAMI [68], [69], [71] presenta geográficamente un terreno plano y ligeramente ondulado, la población generalmente vive del sustento diario, por ser una zona costera la poca actividad economía se basa principalmente en la pesca y el turismo.

³⁷ Viviendas palafíticas, son viviendas especiales diseñadas con la finalidad de poder sobresalir del nivel de agua.

Figura 3.6. Sistema de distribución en barrios subnormales en Tumaco



Fuente: Tomado de [73]

Es alto el riesgo de desastres naturales como inundaciones, entre otros. En el barrio existe problemática de delincuencia común de orden público, la infraestructura de la red eléctrica es insegura e improvisada, son frecuentes los casos donde los usuarios toman la electricidad del sistema de distribución local sin autorización de CEDENAR por medio de derivaciones de acometidas o directamente de la red, por lo tanto las pérdidas no técnicas causadas por fraude en Exporcol son elevadas. Además existen problemas en las actividades de corte o reconexión de energía y en la toma de lecturas de los medidores, debido a que las brigadas de trabajo en ocasiones se ven obligadas a suspender las actividades programadas por actos de vandalismo o mala situación de orden público.

Actualmente la totalidad del Sector 1, incluido el barrio Exporcol tiene programado solamente un proyecto de normalización del sistema de distribución de energía.

En la siguiente sección se aplicara la propuesta desarrollada en el presente trabajo de pregrado de diseño de una PPAMI en el barrio Exporcol.

3.2. PPAMI caso de estudio CEDENAR – Exporcol

Para el diseño de la PPAMI CEDENAR - Exporcol se siguen las cuatro (4) etapas planteadas en la sección 2.1. La etapa uno (1) está compuesta por tres listados, el primero es el listado de consideraciones in situ barrio Exporcol, el segundo el listado de consideraciones políticas y normatividad CEDENAR, y el último el

listado de requisitos técnicos AMI. En la etapa dos (2) se hace la selección de criterios tecnológicos AMI. En la etapa tres (3) se listan las características técnicas de la PPAMI. Finalmente en la etapa cuatro (4) se propone el diseño de la PPAMI.

3.2.1. Consideraciones in situ Exporcol

Del listado de consideraciones in situ, ver anexo 2, se seleccionan características correspondientes al barrio Exporcol, ver sección 3.1.2, identificadas de la siguiente manera; un sector urbano que corresponde a dos (2) de los seis (6) sitios encontrados para dicho sector, los cuales son barrios subnormales y comunidades de difícil gestión.

Usando el Anexo 2 “Listado de consideraciones in situ” se seleccionan cuatro (4) consideraciones geográficas correspondientes a Exporcol: zona costera, temperaturas altas, clima húmedo y altitud nivel del mar, las trece (13) consideraciones geográficas restantes no se tienen en cuenta para este sitio por no pertenecer a las características del mismo, y posteriormente la información seleccionada es consignada en la tabla 3.6.

Las consideraciones sociales mostradas en el anexo 2 correspondientes a los barrios de difícil gestión y barrios subnormales, presentan varias coincidencias o similitudes, por este motivo de las treinta y seis (36) consideraciones sociales encontradas se descartan (19). Las resultantes diecisiete (17) consideraciones hacen referencia a los siguientes cuatro (4) temas generales; mala situación económica, delincuencia, nula planificación urbana y bajo nivel de bienestar social, estos temas son parte de la problemática de Exporcol como se indica en la sección 3.1.2 entonces para este barrio se seleccionan las mismas diecisiete (17) consideraciones sociales y posteriormente se listan en la tabla 3.6.

Las consideraciones culturales se encuentran ligadas a la situación social. En Exporcol la cultura hacia el no pago de servicios públicos se presenta básicamente por el bajo ingreso económico de los usuarios, estos en ocasiones impiden de forma agresiva el corte del suministro eléctrico programado por CEDENAR incurriendo en actos delictivos. Las malas condiciones de los establecimientos educativos en el barrio no permite alcanzar niveles de escolaridad aceptables, esto dificulta el lanzamiento de campañas educativas que incentiven el ahorro y buen uso de electricidad entre los usuarios de CEDENAR en Exporcol. Los bajos niveles económicos y educativos son consideraciones que influyen en la cultura de

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

ilegalidad en el servicio eléctrico domiciliario, con frecuencia CEDENAR encuentra conexiones fraudulentas en viviendas palafíticas del barrio Exporcol. Del anexo 2 se seleccionan cinco (5) consideraciones culturales referentes a Exporcol, estas son, cultura hacia el no pago de servicios públicos, no ahorro de energía eléctrica, recurrencia en actos delictivos y baja actividad escolar. Las seis (6) consideraciones culturales adicionales son similares o no corresponden a la situación de Exporcol, posteriormente la información seleccionada es consignada en la tabla 3.6.

Toda la información seleccionada del Anexo 2 “Listado de consideraciones in situ” correspondiente al barrio Exporcol se muestra en la tabla 3.6.

Tabla 3.6. Consideraciones in situ, CEDENAR - Exporcol

Municipio		San Andrés de Tumaco		Urbano
Sitio		Barrio Exporcol, comuna uno, zona El Morro		Subnormales y Difícil Gestión
Consideraciones del sitio				Descripción
Geográficas	Sociales	Culturales		
Zona costera, con fuertes precipitaciones. Temperaturas que varían entre los 16°C y los 28°C, con altos niveles de humedad	<ul style="list-style-type: none"> - Bajos recursos. - Actividades económicas bajas. - Inconformidad con las empresas prestadoras de servicios públicos. - Carencia de planificación y diseño Urbano. - Servicios públicos escasos. - Viviendas sin terminar en algunos casos obra negra. - Actividades delictivas. - Madres cabeza de familia en algunos hogares. - Carencia de fuerza pública permanente. 	<ul style="list-style-type: none"> - Cultura hacia el no pago. - Nivel de educación bajo. - Cultura de no ahorro en el consumo eléctrico. 		Exporcol es considerado como un barrio subnormal geográficamente ubicado en una zona costera donde la topología del terreno es difícil para la construcción, la población es de bajos recursos económicos, existe delincuencia común, en algunos casos toman la electricidad del sistema de distribución local sin autorización de CEDENAR por medio de derivaciones de acometidas o directamente de la red, por lo tanto los niveles de pérdidas para Exporcol son elevados.

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

<p>Altitud de la cabecera municipal metros sobre el nivel del mar</p> <p>Climas húmedos con lluvias periódicas durante el año.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Altos niveles de desempleo y empleo informal. - Hurto de energía. - Economía inestable. - Vandalismo en algunos sectores. - Mayormente estratos sociales 1 y 2. - Problemas de orden público. - Tarifas de servicios públicos subsidiadas - Altos niveles de criminalidad. 	<ul style="list-style-type: none"> - Cultura encaminada hacia la delincuencia. - Cultura de la ilegalidad en el uso de servicios públicos. 	<p>Estratos sociales 1 y 2, con niveles de educación bajos, cultura al no pago de servicios públicos (Electricidad), existen problemas en las actividades de cortes y reconexión de energía y tomas de lecturas, la infraestructura es escasa e improvisada pero actualmente se ejecutan proyectos de normalización de usuarios en Exporcol. Tumaco en general tiene problemas de orden público</p>
--	---	--	---

Fuente Propia, Septiembre 2013

3.2.2. Consideraciones políticas y normatividad CEDENAR

Para el año 2013 en cumplimiento del convenio PRONE-CEDENAR y con el objetivo de impulsar la meta de reducción de pérdidas a un 20% para el 2014, mejorar el recaudo y cumplir con el indicador DES, CEDENAR abre la solicitud publica SDG-CIA-010-2013; "Equipos de Medida Centralizada, y asesoría para su instalación, incluido software".

La tabla 3.7 es el resultado de la selección de un grupo de 25 normas organizadas en el Anexo 3 "Listado de Consideraciones, normativas y políticas del OR" de la siguiente manera: las cuatro (4) primeras normas (de azul oscuro) son seleccionadas porque se fijan directamente por CEDENAR mediante sus proyectos en telemedida, telegestión, o medida centralizada (ver 3.1.1.1), posteriormente las dieciséis (16) normas (de color azul claro) se seleccionan por su fundamental importancia en cada uno de los componentes AMI [74], finalmente las dos (2) normas (de color verde) se consideran de carácter opcional pero se listan por su especial aporte a la PPAMI Exporcol ya que se trata primero del código eléctrico colombiano y segundo norma ISO de seguridad informática.

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

Tabla 3.7. Normatividad para la PPAMI CEDENAR - Exporcol

Normatividad	De Campo	Comunicación	Back Office	Seguridad
NTC 4052:2003, Equipos de medición de energía eléctrica (c.a). Requisitos particulares. Medidores estáticos de energía activa (Clase 1 y 2) (IEC 62053-21).	*			
NTC 2147:2003, Equipos de medición de energía eléctrica (c.a). Medidores estáticos de energía activa (Clase 0.5, 1 y 2) (IEC62053-22).	*			
NTC 5226:2003, Equipos de medición de energía eléctrica (c.a), requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo (IEC 62052-11).	*			
NTC ISO 9001:2000, Sistemas de Gestión de la Calidad.	*			
NTC 4569:2003, Equipos de medición de energía eléctrica (c.a). Medidores estáticos de energía reactiva (clase 2 y 3) (IEC 62053-23).	*			
NTC 4649:1999, Equipo para medidores de energía eléctrica (c.a.).Requisitos de tensión y consumo de potencia (IEC 62053-31:1998).	*			
NTC 4688:1999, Equipo para medidores de electricidad (c.a.). Dispositivos de salida de pulsos para medidores electrónicos, solamente dos (2) hilos (IEC 62053-31:1998).	*			
NTC 4856:2013, Verificación inicial y posterior de medidores de energía eléctrica.	*			
NTC 5019:2007, Selección de equipos de medición de energía eléctrica.	*			
NTC 2050, Código eléctrico colombiano.	*			
IEC 61334-5-1 Automatización de la distribución. Parte 5-1: perfiles de capa inferiores, La frecuencia de modulación por desplazamiento diferencial.		*		
IEEE802.15.4 Estándar que define el nivel físico y el control de acceso al medio de redes inalámbricas de área personal con tasas bajas de transmisión de datos.		*		
IEEE802.11-2007 Métodos de trasmisión para redes inalámbricas.		*		
NTC 4440, Equipos de medición de energía eléctrica. Intercambio de datos para lectura de medidores, tarifa y control de tarifas y carga. Intercambio directo de datos locales (IEC 62056-21).		*		
NTC 4299 Registradores tarifarios electrónicos para medidores de energía eléctrica.			*	*
IEC 62056-6-1 Medición de Electricidad e intercambio de datos.			*	
IEC 61970 Interfaces de programación de aplicaciones para sistemas de gestión de energía.			*	
IEC 61968 Define arquitectura y modelos de información para DMS, MDMS.			*	
ANSI C12.19, tablas de datos de dispositivos finales.	*		*	
ISO 27002, Tecnología de la información, Técnicas de seguridad.				*
ANSI C12.22, Especificación de protocolo para la interconexión a las redes de comunicaciones de datos.		*		*
IEC-ISO 27001, Seguridad de la información.				*

Fuente. Propia Septiembre 2013

La tabla 3.8 es el resultado de la selección de un grupo de nueve (9) políticas listadas en el Anexo 3 “Listado de Consideraciones, normativas y políticas del OR” se encuentra que la PPAMI Exporcol está relacionada con (8) políticas, todas de obligatorio cumplimiento para CEDENAR y en general para todo OR en Colombia. Una (1) de las políticas la resolución 079 de 1997 no se tiene en cuenta ya que es de carácter opcional con referencia a la tarificación del servicio eléctrico.

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

Tabla 3.8. Políticas relacionadas a la PPAMI CEDENAR Exporcol

Política (Marco Regulatorio)	De Campo	Comunicación	Back Office	Seguridad
Resolución 131:1998, Disposiciones sobre el mercado competitivo de energía eléctrica.	*			
Decreto 3735:2003, Reglamentación de los artículos 63 y 64 Ley 812: 2003, Programa de normalización de redes eléctricas y los esquemas diferenciales de prestación de servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica	*			
CREG 070:1998, Reglamento de distribución. Reglamento de operación del SIN.	*			*
Ley 142:1992, Ley de Servicios Públicos	*		*	
CREG 108:1997, Criterios generales sobre la protección de los derechos de los usuarios en los servicios públicos domiciliarios de energía y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictan otras disposiciones			*	
CREG 025:1999, Se establece Indicadores de Calidad DES y FES			*	*
CREG 097:2008, Metodología de evaluación del servicio de energía eléctrica			*	*
CREG 089:1999, Período de transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica				*

Fuente. Propia Septiembre 2013

En total para la PPAMI CEDENAR Exporcol se identifican veintidós (22) normas y ocho (8) políticas distribuidas como se indica en tabla 3.9.

Tabla 3.9. Cantidad de normas y políticas organizadas para la PPAMI Exporcol

PPAMI CEDENAR Exporcol		
Componentes de la tecnología AMI	Sub Total Normas	Sub Total Política
Componente de campo	11	4
Comunicaciones	5	0
Back Office	5	4
Seguridad	4	4

Fuente. Propia Septiembre 2013

Es importante aclarar que algunas normas o políticas pertenecen simultáneamente a dos (2) o más componentes AMI, por esto la diferencia entre los valores señalados para el total de normas y políticas y los subtotales obtenidos por cada componentes AMI en la tabla 3.9. Además se identifica que existen normas y/o políticas para todos los componentes AMI.

3.2.3. Requisitos técnicos para la PPAMI, CEDENAR – Exporcol

En la sección 2.2 se definen los requisitos para la PPAMI y se detallan para cada uno de los cuatro (4) componentes principales de un sistema AMI, además se propuso la tabla 2.1 donde se organizan y listan los requisitos técnicos genéricos AMI, estos son utilizados para la PPAMI CEDENAR – Exporcol.

3.2.4. Criterios para la PPAMI, CEDENAR – Exporcol.

La segunda etapa para el diseño de la PPAMI es la selección de criterios, la sección 2.5.1 establece un procedimiento que comienza con la clasificación de las consideraciones in situ en grupos y la clasificación de las consideraciones del OR en grupos, con estos grupos se establecen relaciones como se describió en la sección 2.5.1.3, donde se determinan once (11) relaciones.

3.2.4.1. Clasificación de consideraciones in situ en grupos PPAMI – Exporcol

El listado de consideraciones in situ del barrio Exporcol, ver Tabla 3.6, es clasificado en grupos siguiendo lo establecido en la sección 2.5.1.1, cada característica hace referencia a una consideración social y cultural de Exporcol y se agrupan como se indica en la tabla 3.10.

Tabla 3.10. Grupos de consideraciones in situ, CEDENAR - Exporcol

Consideración Social y cultural	
Grupos	Características
Ingresos económicos	Bajos recursos. Cultura no pago. Economía inestable. Niveles de desempleo y empleo informal. Bajos salarios. Periodos de desocupación. Apoyo financiero limitado.
Vandalismo y delincuencia	Actividades delictivas. Hurto de energía. Cultura hacia la delincuencia. Cultura de ilegalidad de los servicios públicos. Problemas de orden público.
Planificación Urbana	Localizado en zonas de riesgo. Habitado por personas desplazadas. Carencia de planificación y diseño urbano.

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

	Calidad de vivienda es baja.
Bienestar Social	Servicios públicos escasos o inexistentes. Estratos sociales bajos. Inseguridad. Costo elevado para introducción de redes eléctricas. Niveles de educación bajos.
Incentivos	Subsidio en los servicios públicos.

Fuente. Propia, Septiembre 2013.

De la tabla 3.10 se determina que las características establecidas para el barrio Exporcol, corresponden a todos los grupos propuestos de las consideraciones in situ planteados en la sección 2.5.1.1, esto permite determinar que el barrio Exporcol es un buen sitio para realizar la PPAMI ya que presenta un gran número de consideraciones sociales y culturales las cuales permiten hacer una selección de criterios más amplia.

3.2.4.2. Consideraciones CEDENAR organizadas por grupos

Las consideraciones de CEDENAR están organizadas por grupos de componentes AMI, como se muestran en la Tabla 3.7 de normatividad y Tabla 3.8 de políticas, esta clasificación se realiza como se establece en la sección 2.5.1.2, donde las normas y políticas son agrupadas por cuatro (4) grupos: componentes de campo, comunicaciones, back office y seguridad.

3.2.4.3. Matriz de relaciones de consideraciones CEDENAR – Exporcol

Formados los grupos de consideraciones in situ y consideraciones normatividad y políticas de CEDENAR, referentes a la prueba piloto en el barrio Exporcol, se procede a confirmar las relaciones entre estas consideraciones, para ello se hace uso del listado consignado en el Anexo 4 “Detalle de criterios seleccionados según la matriz de relaciones” donde se especifica detalladamente cual es la relación que se establece entre ellas y se procede a llenar la tabla 3.11 como se indica en la sección 2.5.1.3.

Si el antecedente uno (1) grupo de consideraciones geográficas, sociales y culturales para CEDENAR – Exporcol (ver tabla 3.10) y el antecedente (2) normatividad y políticas para CEDENAR – Exporcol (ver tabla 3.7, tabla 3.8) se relacionan, como se detalló en la en el anexo 4, el consecuente es etiquetado en la matriz de relaciones CEDENAR - Exporcol, ver tabla 3.11.

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

La tabla 3.11 es la matriz de relaciones para CEDENAR - Exporcol, cada una de las once (11) relaciones etiquetadas en la matriz se identifica como el criterio para la selección de características técnicas de la PPAMI CEDENAR Exporcol

Se aclara que para los diferentes proyectos piloto AMI implementados en condiciones geográficas, sociales o culturales diferentes a las presentadas en la tabla 3.6 o igualmente si las consideraciones normativas y/o políticas no corresponden al operador de red CEDENAR, entonces las once (11) relaciones no siempre saldrán confirmadas, se presentara casos donde sean menos.

Tabla 3.11. Matriz de relaciones para CEDENAR - Exporcol

		Consideraciones de CEDENAR			
		Normativas y Políticas			
		Componentes de campo	Comunicaciones	Back Office	Seguridad
		Consideraciones Sociales y Culturales	Ingresos económicos		
Vandalismo y delincuencia			Comunicación LAN	Administración Control	Confidencialidad
Planificación Urbana	Medidor inteligente			Control	
Bienestar social				Reportes	Responsabilidad
Incentivos					Disponibilidad

Fuente. Propia, Septiembre 2013.

Cada uno de los criterios para la PPAMI CEDENAR- Exporcol obtenidos de la tabla 3.11 se detalla en el Anexo 4 “Detalle de criterios seleccionados según la matriz de relaciones”.

3.2.4.4. Selección de características técnicas para PPAMI - Exporcol

El propósito es elegir las características técnicas para la PPAMI CEDENAR – Exporcol, estas son seleccionadas a partir de los criterios de la matriz de relaciones. Utilizando la figura 5 del Anexo 4, se escogen las características según el requisito señalado desde la tabla 3.11. En este caso el requisito *Medidor Inteligente* es seleccionado, este pertenece al grupo componentes de campo de la figura 5 del Anexo 4, de esta misma se selecciona las características técnicas:

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

Medidor inteligente: medidor inteligente monocuerpo, medidor inteligente bicuerpo, dispositivo de corte y reconexión del suministro de energía.

Comunicaciones LAN: Protocolos de comunicación abiertos (no propietarios) para la integración de diferentes medidores inteligentes y concentradores de datos, Transporte de datos sobre las líneas eléctricas de BT mediante PLC o BPL (Infraestructura eléctrica existente; postes redes y transformadores habilitados para esta tecnología. Sistemas híbridos que involucran diferentes medios de comunicación etc.

Se seleccionan las características técnicas para la PPAMI CEDENAR – Exporcol y se listan en la tabla 3.12.

Tabla 3.12. Características técnicas AMI para la PPAMI, CEDENAR - Exporcol

Componentes AMI	Requisito	Características técnicas
Componentes de campo	Medidor Inteligente	Medidor inteligente monocuerpo
		Medidor Inteligente Bicuerpo
		Dispositivo de corte y reconexión del suministro de energía
Comunicaciones	Comunicaciones LAN (RF, PLC, BPL)	Protocolos de comunicación abiertos (no propietarios) para la integración de diferentes medidores inteligentes y concentradores de datos.
		Transporte de datos sobre las líneas eléctricas de BT mediante PLC o BPL (Infraestructura eléctrica existente; postes redes y transformadores habilitados para esta tecnología.
		Sistemas híbridos que involucran diferentes medios de comunicación
		Tecnología de la información y las comunicaciones integradas a las redes activas de distribución BT.
		Transferencia de datos por tecnología de comunicaciones BPL
		Soporte de amplia gama de puertos de comunicación.
		Tecnología bus RS485 entre componentes de campo.
Tecnología RF entre componentes de campo.		
Back Office	Administración (Administrador de datos y seguridad)	Paquete de actualización de software MDMS o adquisición del mismo.
		Servidores (host para la instalación del software MDMS propiedad del OR)
		Servidores (Host para la instalación y administración del software MDMS propiedad del contratista)
		Validación del usuario del sistema mediante contraseñas renovables, periódicas y automáticas.
		Soporta diferentes protocolos de comunicación bidireccional para la integración de los diferentes medidores inteligentes ya existentes en OR y/o los suministrados durante el proyecto
		Software MDMS dispone de módulos de análisis (Inteligencia de negocios) para que los OR exploten la información almacenada.
		La interfaz con el usuario genera respuesta de la demanda.
	Control	Adaptación automática del control y funciones de los componentes de campo y cambios en general del sistema AMI.
		Cambios remotos de los parámetros contractuales, tanto a petición como siguiendo una programación definida (tarificación horaria).
		Acceso a lecturas de forma remota de todos los registros del medidor
		Monitorea medidores inteligentes defectuosos, sin valores medidos para garantizar reparación y eficiencia de facturación.

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

Seguridad		Desconexión y "autorización" del interruptor local para la reconexión por el usuario (por motivos de seguridad).
		Operación y control de la disponibilidad de los medidores inteligentes automatizada (detección de nuevos medidores inteligentes).
		Gestión de alarmas, sincronización horaria y actualización de los componentes del sistema AMI de forma remota.
	Reportes (Históricos, curva, eventos y alarmas)	Almacena históricos de perfiles en base de datos relacionales para el posterior análisis.
		Registra patrones de consumo para creación de grupos de usuarios y facilitar decisiones eficientes de compra de energía.
		Disponibilidad para uso del usuario de información sobre el consumo de energía a través del portal web o Home Display.
		Gestión de la curva de carga y balances de energía (Comparativa entre la energía suministrada por cada transformador MT/BT y la energía total suministrada a los usuarios) para un control de pérdidas.
		Identifica y analiza tendencias de gastos respecto al mapa de tiempos de consumo (Anual, mensual, diario) o por segmentos de usuarios de mercados.
		Empaqueta y almacena datos en formato genérico (Excel, Acces, SQL, txt, Etc.).
		Módulo de reportes parametrizado por diferentes casos de uso (Eventos, fechas, usuarios, medidores, etc.).
	Confidencialidad (Acceso no autorizado a la información)	TC con capacidad de encriptación y autenticación de los datos garantizando 100% la privacidad e integridad de la información.
		Seguridad en el transporte de datos usando redes virtuales privadas (VPNS) con algoritmos de cifrado.
		MDMS con privilegios para crear usuarios (públicos, solo lectura, lectura y escritura, administradores) y dar permisos de acceso a cada uno para ingresar o modificar la base de datos.
		Certificados digitales entre equipos para la autenticación del emisor y receptor.
Manipulación Segura en recolección y administración de datos a través de administradores autorizados.		
Disponibilidad (Denegación de servicios o prevención de autorización de servicios).		Chequeos de redundancia cíclica (CRC) para detectar cambios accidentales en los datos originales de los componentes de comunicación (PLC, BPL, IP, Redes digitales).
		Monitoreo de eventos de manipulación no autorizada de los componentes de campo usando mecanismos de alarma.
		Monitoreo de calidad, detección y prevención del fraude sobre el suministro de energía eléctrica.
		Chequeos de redundancia
Responsabilidad (denegación de acción a llevar a cabo, o reclamo de acción que no fue realizada).		Chequeos de redundancia cíclica (CRC) para detectar cambios accidentales en los datos originales de los componentes de comunicación (PLC, BPL, IP, Redes digitales).
		Monitoreo de eventos de manipulación no autorizada de los componentes de campo usando mecanismos de alarma.
	Monitoreo de calidad, detección y prevención del fraude sobre el suministro de energía eléctrica.	
	Chequeos de redundancia cíclica (CRC) en dispositivos de almacenamiento	

Fuente. Propia, Septiembre 2013

3.2.5. Diseño de la PPAMI CEDENAR-Exporcol

En este trabajo de pregrado el diseño de la PPAMI CEDENAR – Exporcol, se plantea considerando información del plan estratégico, plan de acción de la empresa CEDENAR y además se integra el análisis técnico de la tecnología AMI, el cual se desarrolla a en sección 3.2.4 donde se describieron cuáles son las características técnicas AMI, ver tabla 3.12.

3.2.5.1. *Plan estratégico, generalidades*

Todo OR al realizar su orientación institucional, es necesario que desarrolle un plan estratégico, el cual consta de la misión, la visión, valores y objetivos estratégicos, estrategias, metas y actividades.

La elaboración del plan estratégico está coordinada por la Gerencia de Planificación con participación de la Presidencia Ejecutiva, adicionalmente, las Gerencias de Área, Superintendencia de Sistemas, Súper Intendencia Administrativa y Servicios Generales, entre otras. La Guía Metodológica de Planificación Institucional no es más que una guía simple para la formulación de la planificación de forma consensuada al interior de cada uno de los OR del estado y su articulación con el presupuesto, esta guía es tomada como referencia por CEDENAR y contempla la base para la elaboración del plan estratégico, finalmente el análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas) permite plantear los objetivos estratégicos, desplegar los planes y programas a realizar, encaminados a alcanzar cada uno de estos objetivos.

El procedimiento para la elaboración del plan estratégico consiste en los siguientes pasos [75]:

- Diagnostico institucional: comprende las fortalezas y debilidades, obligaciones, atribuciones, de las diversas etapas funcionales, la realidad operacional de los aspectos técnicos, económicos, legales, ambientales, tecnológicos, culturales, laborales, que determinan el accionar de la empresa.
- Declaración de elementos orientadores como son la Misión, Visión y Valores Institucionales.
- Análisis FODA: las oportunidades y amenazas son factores externos a la institución, y las fortalezas y debilidades son de tipo interno.
- Síntesis estratégica: enlaza las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas.

Fortalezas Oportunidades, se establecen las estrategias ofensivas.

Fortalezas y Amenazas se establece estrategias defensivas.

Debilidades y Oportunidades, se establece estrategias de orientación.

Debilidades y Amenazas, se establece estrategias de sobrevivencia.

- Objetivos estratégicos: representan las posiciones estratégicas que desean alcanzar en un momento dado del futuro, deben ser alcanzables, medibles y retadores.
- Planes y programas: se definen los planes y programas que ejecutara la empresa,

3.2.5.2. *Plan estratégico y plan de acción CEDENAR*

Definidos los objetivos institucionales después de hacer un diagnóstico empresarial y hacer los respectivos análisis institucionales, se obtienen las estrategias que se llevaran a cabo para el cumplimiento de dichos objetivos, posteriormente se desarrollan todos los planes y programas que ejecutara la empresa, uno de estos planes es el Plan de Acción donde se representa de forma resumida las tareas que se realizan al interior del OR.

Como parte de los objetivos empresariales CEDENAR en su “PLAN DE DESARROLLO ADMINISTRATIVO-2013”, define una serie de objetivos que hacen parte del plan estratégico del OR:

- Gestión Misional y del Gobierno
- Transparencia, participación y servicio al ciudadano
- Gestión de talento humano
- Eficiencia administrativa
- Gestión financiera

Para el desarrollo de cada uno de estos objetivos, CEDENAR dispone una serie de acciones las cuales pertenecen al plan de acción del OR, cada acción tiene una ponderación que es relevante para cada objetivo planteado, este ponderado tiene una calificación de 1% a 100% y permite determinar la relevancia que tiene ante las otras acciones. La tabla 3.13 muestra parte del plan estratégico, donde se toman acciones que CEDENAR presenta para el cumplimiento de sus objetivos; estas acciones son ponderadas con un 20% c/u indicando la igualdad de importancia en el cumplimiento de metas de cada una de las acciones.

Tabla 3.13. Objetivo de Gestión CEDENAR S.A. E.S.P-2013

ACCIONES	%	Meta	Indicador	Fecha
Formulación de proyectos de inversión	20%	Proyectos de inversión de la entidad priorizados y alineado con los objetivos de la empresa	Número de proyectos inscritos en el BPIN ³⁸ / Total de proyectos presentados	NA
Ejecución de proyectos de inversión	20%	Ejecución del total de los recursos asignados a proyectos de inversión de la entidad	Total de recursos Ejecutados / Total recursos asignados	NA
Seguimiento a proyectos de inversión	20%	Proyectos de inversión de la Entidad con información actualizada en el SPI ³⁹ – DNP ⁴⁰	Número de proyectos con información actualizada en el SPI / Total de proyectos entidad registrados en el BPIN	NA

Fuente. Tomado de [76].

En la sección 2.6 se plantea que el diseño de la PPAMI está basado en tres (3) componentes. El primero es el proceso licitatorio, que para el caso de estudio hace parte de la formulación de proyectos de inversión que CEDENAR lleva a cabo en su plan de acción. El segundo componente es el plan de ejecución, donde CEDENAR junto con el contratista llevan a cabo la puesta en marcha de la PPAMI CEDENAR-Exporcol y donde la empresa en su plan acción tiene formulado la ejecución de los proyectos de inversión, ver tabla 3.13. El tercer componente es el plan de seguimiento, donde se evalúa el cumplimiento de lo pactado en el pliego de condiciones, el plan de acción de CEDENAR propone acciones para el seguimiento de los proyectos de inversión.

3.2.5.3. Proceso licitatorio

El proceso licitatorio para la PPAMI CEDENAR–Exporcol está centrado en selección de tecnologías AMI. Es un proceso formal donde CEDENAR invita de forma pública o privada a los interesados por medio de un pliego de peticiones.

En esta parte del proyecto de pregrado se presentan algunas consideraciones a tener en cuenta a la hora de realizar el proceso de licitación, los siguientes pasos son propuestos como parte del diseño de PPAMI CEDENAR-Exporcol [77], [61]:

Planificación: en esta etapa CEDENAR por medio de la gerencia y las subgerencias formulan proyectos para la elaboración de planos de las redes eléctricas en este caso para el barrio Exporcol, informes sobre el estado de las instalaciones eléctricas, se realizan acciones más específicas como el conteo de

³⁸ BPIN: Banco de Programas y Proyectos de Inversión Nacional

³⁹ SPI: Seguimiento de Proyectos de Inversión: Instrumento de control social a los recursos de inversión del Gobierno Central (Empresas Industriales y Comerciales del estado)

⁴⁰ DNP, Departamento Nacional de Planeación.

usuarios por transformador, capacidad de los transformadores, tipos de transformadores, tipos de usuarios, en general un informe completo de cómo se encuentra el sistema de distribución en Exporcol.

Estudio de documentos previos: los estudios de la documentación previa se hace a partir de información descrita en la sección 3.1 donde se especifica información como las pérdidas, carteras vencidas, indicadores de calidad, prestación del servicio, estado de las redes eléctricas, cantidad de usuarios involucrados, cantidad de puntos instalados. etc.

Los documentos previos para la PPAMI CEDENAR – Exporcol tienen un contenido mínimo resumidos en:

- **La descripción de las necesidades que CEDENAR pretende satisfacer con la contratación para el proyecto piloto AMI en Exporcol:** inicialmente requiere contar con los servicios de telemedida y telegestión mediante la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), para brindar los servicios que comprende las acciones de lectura, corte y reconexión del suministro de forma remota para el sector El Morro en el barrio Exporcol.

Adicionalmente, la infraestructura que se instale tanto el software como el hardware deberá ser capaz de soportar:

- Medición de consumos por transformador.
 - Comunicación bidireccional entre CEDENAR y los medidores inteligentes.
 - Recolección y almacenamiento de la información de los medidores inteligentes.
 - Compatibilidad con las tecnologías a largo plazo.
 - Software de medida centralizada.
 - Corte y reconexión remoto.
 - Limitaciones de corriente para evitar consumos elevados.
 - Acompañamiento del contratista por 6 meses.
 - Capacitación por parte de los contratistas.
- **Los fundamentos jurídicos que soportan la modalidad de selección:** donde se presenta la normatividad legal vigente en CEDENAR que hace referencia a lo siguiente:

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

- De acuerdo con lo establecido con las leyes 142 y 143 de 1994, los contratos que celebra la Empresa se regirá por las disposiciones del derecho privado (Código Civil y código del Comercio); para efectos de CEDENAR S.A. ESP., por el acuerdo de Junta Directiva No. 006 –de 11 de agosto de 2006, por el cual se adopta el Reglamento Interno de Contratación.
 - La presentación de la propuesta implica la aceptación por parte del oferente de las reglas contenidas en la licitación. También implica que el proponente examinó el alcance de los servicios.
 - Los proponentes deben someterse en todo a las leyes colombianas vigentes que sean aplicables. No se aceptaran como causales de reclamo o incumplimiento, el desconocimiento de la ley colombiana.
-
- **Análisis que soporta el valor estimado del contrato:** el oferente debe presentar la oferta económica en un anexo, donde se incluyan todos los costos directos e indirectos que deba incurrir en la ejecución del contrato. El valor de la propuesta debe establecerse en pesos colombianos, no se aceptara precios en otras monedas debido a la variación de las tasas de cambio. Para efectos de selección, el presupuesto debe ser basado en precios reales del mercado estos son evaluados por CEDENAR, con el propósito fundamental de asegurar que las adquisiciones realizadas se encuentren en niveles de racionalidad con determinados precios de referencia y su relación con las propuestas que se presenten.

 - **Etapa precontractual:** desarrollada para un (1) mes, se realizan desde los avisos de apertura de licitación o publicación de las condiciones hasta la estimación de fecha de adjudicación del contratista, en la tabla 3.14 se presenta el formato con el cronograma de procedimiento de licitación para la PPAMI CEDENAR – Exporcol.

Tabla 3.14. Cronograma de procedimiento de licitación PPAMI Exporcol

	Concepto	Día	Mes
Fecha (de obligatorio cumplimiento)	Publicación	1	1
	Límite de preguntas	5	
	Límite de respuestas y aclaraciones	7	
	Límite de entrega de la oferta técnica	17	
	Apertura de ofertas	18	
	Límite para solicitar convalidación de errores	22	
	Límite para convalidar los errores	26	
	Límite para evaluar ofertas	29	
	Estimación de adjudicación	30	

Fuente. Propia, Octubre 2013

A continuación se propone el contenido mínimo del pliego de condiciones para la PPAMI Exporcol:

○ **Descripción técnica de la tecnología AMI seleccionada**

En cuanto a la instalación de los medidores CEDENAR con la finalidad de evitar en lo posible afecciones físicas y alteraciones de las instalaciones actuales de los puntos de medición, se pretende que los equipos a instalar conserven las características de tamaño, evitando al máximo modificaciones en la infraestructura de los Usuarios. Los contadores de energía en su mayoría están dentro de tableros metálicos, incrustados en la fachada de los inmuebles, con dimensiones y características físicas normalizados por CEDENAR, en donde se preferiría mantener la forma de conexión de los equipos existentes y se procede a instalar los medidores inteligentes, con conexiones espejo para no afectar la facturación convencional de los usuarios.

Las características técnicas para la PPAMI CEDENAR – Exporcol se listan en la tabla 3.12.

- **Las causas de rechazo:** luego de evaluar los documentos, la comisión técnica por parte de CEDENAR, rechazará una oferta por las siguientes causas:
- Si no cumple con los requisitos exigidos en las condiciones generales, especificaciones técnicas y formularios de los pliegos.
 - Si la hubiera entregado la oferta en lugar distinto al fijado o después de la hora establecida para ello
 - Cuando las ofertas contengan errores sustanciales, y/o evidentes, que no puedan ser convalidados por no ser errores de forma.

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

- Si el contenido de los formularios presentados difiere del solicitado en los pliegos, condicionándolos o modificándolos, de tal forma que se alteren las condiciones previstas para la ejecución del contrato.
- Si se presentan documentos con tachaduras o enmiendas.

Una oferta será descalificada si en cualquier momento del proceso, se comprueba falsedad o adulteración de la información presentada.

- Las garantías que se presentan son de diferentes tipo:
 - De fiel cumplimiento
 - De anticipo
 - Garantías técnicas

La realización de las garantías puede ser ejecutada por CEDENAR en alguno de los siguientes casos:

- La de fiel cumplimiento: cuando CEDENAR en calidad de contratante declara anticipada y unilateralmente terminado el contrato por causas imputables al ejecutor de la PPAMI, en calidad de Contratista.
- Del anticipo: en caso de terminación unilateral del contrato y que el contratista no pague al contratante el saldo adeudado del anticipo, después de diez (10) días de notificado con la liquidación del contrato.
- La técnica: cuando se incumpla con los objetivos de esta garantía de acuerdo por lo establecido en el pliego de condiciones.

Selección y evaluación de propuestas: la evaluación de las ofertas se encaminara a proporcionar una información imparcial sobre si una oferta debe ser rechazada y cuál de ellas cumple con el concepto de mejor costo, en los términos establecidos en el pliego de peticiones, se revisará que las ofertas cumplan con los requisitos mínimos, evaluando tanto la propuesta técnica como la económica en función de los parámetros de calificación provistos en los pliegos, los que deberán ser objetivos.

Los parámetros de evaluación propuestos para la PPAMI CEDENAR – Exporcol, se consideran en la tabla 3.15.

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

Tabla 3.15. Parámetros de evaluación PPAMI Exporcol

PARAMETROS DE EVALUACIÓN	PUNTAJE
Experiencia del oferente	20
Oferta técnica	40
Oferta económica (Poe)	30
Participación Nacional	10

Fuente. Propia, octubre 2013

Experiencia del oferente veinte (20) puntos: Se considera la experiencia del oferente sobre la ejecución de trabajos relacionados con la implementación de sistemas de telemedida o telegestión (despliegue de tecnologías AMI), donde el software de gestión y hardware a proponerse deben comprender sistemas que se encuentran operativos, probados y aceptados, que sobre un máximo de veinte (20) puntos se adjudicara la calificación conforme la tabla 3.16 por cada despliegue concluido con éxito en los últimos 3 años.

Tabla 3.16. Calificación oferta técnica

Despliegue por número de clientes	Puntaje por cada implementación
>500 y < 1000	5
>1000 y < 1500	10
Mayor a 1500	20

Fuente. Propia, Octubre 2013

Únicamente puntuaran los proyectos a nombre del oferente, en función de la información presentada como experiencia del oferente.

Evaluación Oferta técnica: la oferta técnica se evalúa sobre un máximo de cuarenta (40) puntos, en la tabla 3.17 se describen los puntajes para la evaluación.

Tabla 3.17. Puntajes de evaluación oferta técnica

Especificaciones técnicas	Puntaje
Versatilidad en sustitución de componentes	15
Costo de comunicación PPAMI (Pcc)	15
Plan de contingencia sin comunicación	10
TOTAL	40

Fuente. Propia, Octubre 2013

- *Versatilidad en sustitución de componentes:* consiste en poder evaluar que tan funcional es la tecnología, ante la existencia de fallas en los diferentes

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

componentes de los equipos y en consecuencia el remplazo de los mismo, CEDENAR podrá determinar si la recuperación del equipo se hace diligentemente o va a requerir un tiempo considerable para su restablecimiento. Para ello será necesario demostrar cómo es la configuración técnica del equipo y como se procedería para hacer los remplazos de los elementos a que hay lugar.

Si el remplazo del componente medidores individuales, equipos de comunicación y equipos de concentración de datos toma menos de una hora el puntaje es de quince (15) puntos si por el contrario el tiempo es mayor de una hora el puntaje es de cinco (5) puntos.

Para evaluar este aspecto, el oferente deberá realizar una demostración de los equipos básicos que se pondrán en operación y como es la sustitución de los elementos.

- *Costo de comunicación PPAMI:* consiste en determinar en qué costos incide CEDENAR para conseguir la comunicación de todos los equipos concentradores y medidores que lleva la PPAMI, para esto se tendrá en cuenta que tecnología que aplica para su comunicación.

El puntaje asignado a la propuesta en consideración se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P_{cc} = 15$$

Para la oferta valida con el menor precio:

$$P_{cc} = P_{cc} * \left(\frac{V_c}{V_{ci}} \right)^2$$

Dónde:

P_{cc}: Puntaje costo de comunicaciones.

V_c: valor de la oferta con el menor costo.

V_{ci}: valor de la oferta que se va a evaluar por oferente.

El oferente deberá demostrar en un anexo los costos de comunicación en la que incurre por usuario, si no presenta este anexo la calificación para costos de comunicación es igual a cero (0).

- *Plan de contingencia sin comunicaciones:* Consiste en determinar cómo sería el plan de contingencia cuando se esté haciendo el proceso de facturación y no haya comunicación con el equipo de medida, teniendo en cuenta que en esta situación no se efectúa el proceso normal de facturación. Para asignar el puntaje correspondiente a este ítem se tiene en cuenta:

Posibilidades de redundancia de lectura, con un medidor que tenga disponibilidad de lectura local, diez (10) puntos.

No hay posibilidad de redundancia de lectura, cero (0) puntos.

Evaluación Oferta económica: en la valoración económica se asignaran los puntos a las propuestas económicas con los valores establecidos de acuerdo con lo siguiente ecuación:

$$Poe = 30$$

Para la oferta valida con el menor precio:

$$Pi = Poe * \left(\frac{Oe}{Voe} \right)^2$$

Dónde:

Pi: puntaje asignado a la propuesta del oferente en consideración.

Poe: es el puntaje que se asigna a la mejor propuesta económica.

Oe: es el valor de la oferta con menor precio.

Voe: es la oferta que se va a evaluar por oferente.

Participación Nacional: Si el oferente ha instalado proyectos de medida centralizada, proyectos de telemida, telegestión, proyectos donde involucra sistemas AMI en otras electrificadoras en Colombia, los cuales deben demostrarse mediante certificados expedidos por las empresas de energía se le asignara un puntaje de acuerdo a la tabla 3.18.

Tabla 3.18. Puntajes para evaluar participación nacional

Sumatorias ejecutados en los contratos en Miles de pesos	Puntaje obtenido
< ó = 100.000	0
100.001 < Sumatoria < ó 300.000	3
300.001 < Sumatoria < ó 500.000	6
> a 500.000	10

Fuente. Propia, Octubre 2013

Ejecución del contrato: en esta etapa se seleccionan y se adjuntan toda la documentación que forma parte integral del contrato:

- Los pliegos incluyendo las especificaciones técnicas y anexos de los bienes y/o servicios a contratarse.
- Las oferta presentada por el contratista.
- Todos los documentos de la oferta de adjudicación.
- Las garantías presentadas por el contratista.
- Las resoluciones de adjudicación.
- Certificaciones que acrediten la disponibilidad de recursos para el cumplimiento de las obligaciones derivadas del pliego de condiciones.

3.2.5.4. Plan de ejecución

Después que los oferentes envían la carta de intención con el propósito de pasar la oferta CEDENAR les asigna el barrio Exporcol para realizar la instalación de la tecnología AMI, además les provee la información indicada en la tabla 3.19.

Tabla 3.19. Información técnica inicial requerida por el oferente

Transformadores	ubicación geográfica
	cantidad
	potencia
	cantidad de puntos por transformador
	perdidas
Usuarios	Cantidad
	Cantidad por estrato
	Tipo de medidor
	consumo promedio
	Perdidas por usuario
Apoyos (postes)	Cantidad de apoyos
	Cantidad de usuarios por apoyo
Visita técnica	

Fuente. Consultado en [61]

Se especifica que el oferente debe hacer una visita técnica a Exporcol para que presente una oferta adecuada. Si necesita información adicional, el oferente cuenta con un máximo de sesenta (60) días para la instalación de la tecnología AMI incluyendo la puesta en marcha de los sistemas MDMS.

El plan de ejecución para la PPAMI CEDENAR - Exporcol presenta las siguientes actividades:

- **Presentación de la oferta:** el oferente especifica cuales son los materiales y servicios aportados, que materiales y servicios requiere de CEDENAR y cuáles son los indicadores de gestión, donde se establece realmente los compromisos. La PPAMI Exporcol es de parte y parte, entonces este requiere unos aportes de CEDENAR.
- **Cronograma de instalación y puesta en marcha:** en este diagrama se presentan las fechas de inicio, desarrollo y fin del proyecto, se especifican los trabajos a realizar, las metas a alcanzar y los objetivos a desarrollar por parte del contratista y CEDENAR, con fechas programadas de tal manera que se puedan cumplir con los plazos que la PPAMI CEDENAR Exporcol requiere. el cronograma puede variar, entre un (1) mes y cuatro (4) meses, esto depende principalmente de la cantidad de brigadas asignadas a la instalación de equipos.
- **Planos del terreno:** antes de realizar trabajos en campo para la PPAMI CEDENAR Exporcol se elaboran diseños más especializados que los elaborados en la etapa de planificación de la sección 3.2.5.1, estos contienen información de la verificación de amarres, georeferenciación y ubicación de equipos, esto se hace por medio de una firma especializada o se adjudica al contratista en los pliegos de condiciones. No es conveniente que estos diseños los realice el mismo contratista de la PPAMI Exporcol ya que este podría entregar planos engañosos que se adapten a las necesidades de su tecnología, en este caso CEDENAR probablemente deberá acarrear con futuros errores.
- **Estrategia de labor social:** se establecen “estrategias de responsabilidad social” de tipo informativo, para hacer una labor que facilite la integración entre los usuario del barrio Exporcol y CEDENAR, de manera que se pueda interactuar y proporcionar datos básicos respecto al desarrollo de la PPAMI CEDENAR Exporcol, son básicos porque durante las etapas de instalación y hasta los resultados de la evaluación técnica los equipos de medida

instalado en los usuarios del barrio Exporcol no serán reemplazados, por tal motivo las mediciones y la facturación continua sin afectaciones.

- **Capacitaciones:** se capacita por parte del contratista a las brigadas de CEDENAR para la instalación y operación de la tecnología AMI permitiendo a CEDENAR conocer a fondo la tecnología seleccionada además de brindarle autonomía de manejo y alta capacidad de respuesta en caso de masificación de dicha tecnología. Estas capacitaciones se hacen paralelo a las otras actividades del plan de ejecución sin afectar el desarrollo de las mismas.
- **Facturación real:** el contratista debe indicar cuando la totalidad de la infraestructura de la PPAMI CEDENAR Exporcol se encuentre instalada y el sistema MDMS esté listo para su funcionamiento, presentando pruebas de verificación de equipos de campo y lectura de medidores. A partir de ese momento se permite la facturación a través de la tecnología AMI.

3.2.5.5. *Plan de seguimiento*

El plan de seguimiento para la PPAMI CEDENAR Exporcol busca evaluar lo requerido en el plan de ejecución (sección 3.2.5.2) permitiendo, si se requiere, ajustarlo a las nuevas condiciones que se vayan presentando durante el desarrollo de la PPAMI Exporcol. Para ello se diseña un conjunto de acciones que permiten hacer un seguimiento paralelo al plan de ejecución, con unos tiempos de duración establecidos en un cronograma de instalación y puesta en marcha diseñado entre CEDENAR y el contratista, se pretende monitorear y verificar el cumplimiento de fechas y actividades.

El plan de seguimiento se divide en las siguientes tres (3) fases:

Fase 1. **Actualización de la información de base:** es conveniente contar con información básica y actualizada de cada actividad prevista para elaborar un plan adaptado a la PPAMI Exporcol, esto se logra por medio de la tabla 3.20 donde se propone consignar semanalmente la información en la fichas de seguimiento.

Tabla 3.20. Ficha de seguimiento actividades PPAMI Exporcol

Ficha de seguimiento			
Información	Semana		
	1	2	3
Nombre de actividad:			
Descripción:			
Fecha de realización:			
Contratista responsable de la actividad:			
Estado de conexiones:			
Estado de equipos instalados:			
Evolución y condición de la PPAMI CEDENAR Exporcol:			

Fuente. Propia, Octubre 2013

La tabla 3.20 es actualizada semanalmente facilitando la evaluación de los avances de las actividades, y en su caso, las causas de los retrasos acumulados. Además permite emitir un juicio válido sobre aspectos como: eficacia, sostenibilidad, reducción de pérdidas, cantidad de puntos instalados y desempeño de la tecnología.

Fase 2. Participación del seguimiento y evaluación: se constituye un grupo de seguimiento y evaluación transversal a toda la PPAMI Exporcol y abierto a los entes normativos y de regulación internos o externos a CEDENAR que deseen participar, estos participantes deben guardar un grado de compromiso con el propósito que se desea alcanzar, así como una mínima capacidad de atender las actividades asociadas. Durante esta fase se establecen las orientaciones generales de actuación del grupo de seguimiento y se discute sobre los siguientes temas de evaluación para la PPAMI CEDENAR Exporcol:

- Reducción de pérdidas y consistencias de datos.
- Fallas en los equipos de medida y/o fallas en las cajas concentradoras.
- Fallas en disponibilidad de las lecturas de los usuarios.
- Respuesta a los comandos remotos y tiempos de respuesta en soporte.
- Falla de comunicaciones o Errores en los sistemas.
- Versatilidad de instalación de los componentes.
- Costos de instalación y mantenimiento de la tecnología.
- Facilidad de mantenimiento de la tecnología.

Fase 3. Implementación del plan de seguimiento: esta fase del plan de seguimiento concluye en la elaboración de un informe final desarrollado por el contratista y entregado a CEDENAR donde se tienen en cuenta los siguientes puntos [61]:

DEFINICIÓN DE CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA PRUEBA PILOTO EN EL ÁREA DE TELEGESTIÓN AMI: CASO DE ESTUDIO

- El plan de seguimiento Inicia a partir de la firma del acta de evaluación por parte del contratista y se extiende hasta el plazo final estipulado en el pliego de condiciones de la PPAMI CEDENAR Exporcol.
- Se indica la cantidad de periodos de facturación que se van a hacer con la PPAMI CEDENAR Exporcol para evaluar su respectivo funcionamiento y su posible masificación.
- El contratista de la PPAMI CEDENAR Exporcol suministra informes de seguimiento semanal a donde se registra lo solicitado en la tabla 3.20.
- Es responsabilidad de CEDENAR corroborar la información consignada en los informes de seguimiento entregados por el contratista y elaborar mensualmente un documento de consolidados que permitan analizar la evolución real de la PPAMI CEDENAR Exporcol.
- El contratista proporciona soporte técnico a CEDENAR con respecto a, fallas en los equipos, inconsistencia de la información, estado de las comunicaciones, estado de los sistemas, y en general el cumplimiento de todos los Indicadores establecidos en el pliego de condiciones de la PPAMI CEDENAR - Exporcol.

En este capítulo se hizo una descripción de la empresa caso de estudio “CEDENAR S.A. E.S.P”, donde se trataron temas como perdidas de energía, indicadores de calidad en distribución energética entre otros, y se hace una descripción de la isla EL Morro donde se llevara a cabo el proyecto piloto, particularmente el barrio Exporcol el cual se eligió por presentar ciertas características para llevar a cabo la PPAMI.

Se seleccionaron las características in situ para el barrio Exporcol y las consideraciones de normatividad y políticas para CEDENAR, se clasificaron las consideraciones en grupos y se obtuvieron los criterios para la selección de las características técnicas AMI para la PPAMI CEDENAR-Exporcol.

Se diseñó la prueba piloto CEDENAR-Exporcol, la cual integra el proceso de licitación, el plan de ejecución y el plan de seguimiento para la misma, estos hacen parte de un plan de acción y los incluye en el plan de gestión que CEDENAR lleva a cabo. Los once (11) criterios que se seleccionaron (Anexo 4), seleccionan (8) características técnicas AMI (tabla 3.12), y se incluyen en el proceso de licitación para la PPAMI CEDENAR-Exporcol.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La descripción del sector eléctrico en Colombia permitió conocer cual es su estructura organizacional, los agentes que lo conforman, el sistema eléctrico en la actualidad y hacer una exploración sobre la normatividad y aspectos regulatorios a los cuales una Infraestructura de Medición Avanzada esta orientada, lo que permitió encontrar que actualmente no existe un marco normativo ni regulatorio para los sistemas AMI en Colombia, pero como parte del programa Colombia Inteligente, algunas normas ya se encuentran en revisión por parte de los respectivos comités de normalización con fin de adaptarlas en miras a la implementación, la mayor parte de estas normas se refieren a medidores de energía y a protocolos de seguridad y comunicación.

El uso de estándares IEC para los sistemas AMI está establecido internacionalmente, las normas mas importantes para una infraestructura de medición avanzada están encaminadas a los equipos de medida eléctrica, intercambio de datos para la lectura de medidas, tarifas y control de cargas, redes y sistemas de comunicación, y la automatización de la distribución, en Colombia se están haciendo revisiones por parte de los comités técnicos ICONTEC para adaptarlas e implementarlas.

En este proyecto de pregrado se listaron cuatro (4) etapas para el diseño de la PPAMI, donde la primer etapa propuesta esta compuesta por un listado de consideraciones in situ, un listado de consideraciones del OR y un listado de requisitos genéricos AMI, la segunda etapa es de selección de criterios para los requisitos de la tecnología AMI, la tercera etapa es de selección de las características técnicas AMI, y la cuarta etapa es donde se propone el diseño de la PPAMI. Además se presentó un procedimiento general para la obtención de características técnicas AMI, en el cual por medio de las consideraciones del OR y de consideraciones in situ se obtuvieron criterios para la identificación de las características técnicas AMI.

El listado de consideraciones in situ propuestas en este trabajo de pregrado consta de una selección de características geográficas del sitio (temperatura, humedad, altura etc.), que determinan un factor importante a la hora de seleccionar el sitio para la PPAMI. Las consideraciones sociales y culturales, determinan características propias de la población, ambos factores importantes para el desarrollo de la PPAMI.

El listado de consideraciones del OR propuesto en este trabajo de pregrado consta de normas (IEC, NTC, IEEE) que hacen parte de un marco normativo el cual es específico para los componentes de un sistema AMI, algunas como las normas IEC están siendo adaptadas en Colombia por el ICONTEC como normas NTC. Las políticas del OR también hacen parte de las consideraciones del OR y están compuestas por Leyes, decretos y resoluciones que son un marco regulatorio para cualquier OR, las consideraciones se clasificaron en grupos por: componentes de campo, comunicaciones, Back Office y seguridad, estos grupos son componentes de los sistemas AMI.

Este proyecto de pregrado listó requisitos genéricos para el diseño de una PPAMI, los cuales son organizados por componentes de los sistemas AMI, estos requisitos permiten el planteamiento de criterios para la selección de la tecnología AMI, además existen requisitos que abarcan a todos los componentes como: facilidad de instalación, de operación, de mantenimiento, dichos requisitos se aplican para todos los componentes de un sistema AMI.

Identificado el sector problemático ya sea por pérdidas no técnicas o por normalización de usuarios, se determinó el sitio para que el proyecto piloto se lleve a cabo, se utilizó información de la población para determinar aspectos sociales y culturales, que pueden llegar a ser parte importante a la hora de realizar un proyecto piloto AMI.

La creación de relaciones entre consideraciones in situ y consideraciones del OR, permitió definir los requisitos para la selección de las características técnicas AMI, este procedimiento se organizó en una matriz de relaciones, donde se identificó un total de veinte (20) relaciones. Once (11) de estas relaciones fueron determinadas por dos tipos de antecedentes los cuales forman un consecuente, dichos antecedentes son características del sitio donde se lleva a cabo la PPAMI y la normatividad que es utilizada por el OR, el consecuente está asociado a uno o a un grupo de requisitos técnicos AMI.

En el presente trabajo de pregrado la PPAMI se diseña a partir de tres (3) componentes, el primero de ellos es el proceso licitatorio, donde se crean pliegos de condiciones y se especifica requerimientos para la PPAMI, el segundo componente es el plan de ejecución donde se describen cuales son los pasos a seguir para la puesta en marcha de la PPAMI y el tercero es un plan de seguimientos para determinar el buen funcionamiento de la PPAMI.

Se seleccionaron las características in situ para el barrio Exporcol y las consideraciones de normatividad y políticas para CEDENAR, se clasificaron las consideraciones en grupos y se relacionaron, de estas relaciones se obtuvieron los criterios para la selección de las características técnicas AMI para la PPAMI CEDENAR-Exporcol. Se diseñó la prueba piloto CEDENAR-Exporcol, la cual integra el proceso de licitación, el plan de ejecución y el plan de seguimiento para la misma, estos hacen parte de un plan de acción o en general del plan de gestión que CEDENAR lleva a cabo.

RECOMENDACIONES

Es recomendable en cuanto a pilotos que la tecnología AMI a utilizar sea evaluada mucho antes de ser masificada, por lo tanto incluir diferentes tecnologías AMI a la hora de realizar los pilotos para evaluar la tecnología, permitiría obtener una mejor aplicación y una mejor selección para determinado caso donde se requiera realizar la PPAMI.

El sitio escogido para llevar a cabo una PPAMI es indispensable que sea lo mas variado posible, encontrarse con áreas industriales, residenciales, de difícil gestión, subnormales, y que posean diferentes características geográficas, sociales y/o culturales, permite hacer una evaluación tecnológica general del piloto AMI.

Los OR en el momento de evaluar tecnologías, deberían trabajar conjuntamente con los entes reguladores para poder implementar un marco normativo y regulatorio que permita facilitar el desarrollo de proyectos en el campo tecnológico AMI.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Inga Ortega Esteban Mauricio, "Redes de comunicacion en Smart Grid," *Ingenius, Revista de Ciencia y Tecnologia*, no. 7, pp. 36-55, Enero 2012.
- [2] Centro de Estudios Economicos. (2011, Octubre) Sitio web ANIF. [Online]. Disponible: <http://anif.co/sites/default/files/uploads/Oct3-11.pdf>
- [3] Ministerio de Minas y Energia. (2011) Sitio Web Ministerio de Minas y Energia. [Online]. Disponible: http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Memorias/Memorias_2011/05-ENERGIA.pdf
- [4] Grupo Energía de Bogota. (2013) Energia de Bogota. [Online]. Disponible: <http://www.eeb.com.co>
- [5] Comisión de Regulacion de Energia y Gas. (2013, Abril) CREG. [Online]. Disponible: <http://www.creg.gov.co>
- [6] ISAGEN S.A. (2005, Agosto) Respuesta Total. [Online]. Disponible: <http://www.isagen.com.co/boletines/44/Nacional.html>
- [7] Hola Luz. (2011) Sitio Web Hola Luz, Sector Energetico. [Online]. Disponible: <https://www.holaluz.com/es/sector-energetico/los-agentes-del-sector>
- [8] Cuadrados Amaya Laura Juliana y Ortega Calderon Diego Andres, "Derivex: Una Herramienta para contratar la energia del consumo Industrial," Colegio de Estudios Superiores de Administracion, Bogota, Tesis de Pregrado 2012.
- [9] Escudero Atehortúa Ana Cecilia y Botero Botero Sergio, "Caracterizacion del mercado de energía eléctrica par usuarios no regulados en Colombia," Universidad Pontificia Bolivariana, Medellin, Ensayo de Economia 2006.
- [10] Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, "Invierta en Colombia, Trabajo Compromiso Ingenio," Proexport Colombia, Bogota, Cartilla de informacion general ISSN 2215-762X, 2010.

- [11] XM. Expertos en Mercados. sitio Web de XM, Expertos en Mercados. [Online]. Disponible: <http://www.xm.com.co/Pages/QuienesSomos.aspx>
- [12] Derivex S.A, "Informe Mensual del Mercado Electrico," Derivex- Mercado de Derivados de COMmodities Energéticos, Bogota, Informe Mensual 2011.
- [13] Velez Alvarez Luis Guillermo. (2012, Febrero) La regulación del sector eléctrico Colombiano - Visión de conjunto. [Online]. Disponible: <http://www.luisguillermovelezalvarez.blogspot.com/2012/02/la-regulacion-del-sector-electrico.html>
- [14] Flórez Estrada Mónica Paola y Escobar Moreno Agustín , "Efecto de las transacciones internacionales de electricidad - TIE sobre los precios de la electricidad y sobre el bienestar social en Ecuador y Colombia," Universidad EAFIT, Medellin, Monografía de Especialización 2005.
- [15] Ministerio de Minas y Energia. (2013, Mayo) MinMinas. [Online]. Disponible: <http://www.minminas.gov.co/mme/>
- [16] Unidad de Planeación Minero Energetica. (Marzo, 2008) UPME. [Online]. Disponible: <http://www1.upme.gov.co/>
- [17] Red Del Conocimiento. (2011, Diciembre) Web Red del Conocimiento. [Online]. Disponible: <http://www.reddelconocimiento.org/profiles/blogs/instalaciones-electricas-domiciliarias>
- [18] Superintendencia de Servicios Publicos. (2008, Marzo) Sitios Web Superintendencia de Servicios Publicos. [Online]. Disponible: <http://www.superservicios.gov.co>
- [19] Vázquez Martínez Ernesto, "Vulnerabilidad de los Sistemas Electricos de Potencia", *Revista Ingenierias (Nuevo León)*, vol VI, no 21, pp. 3-5, 2003.
- [20] Nava Martinez Armando. (2011, Septiembre) Webquest.es. [Online]. Disponible: <http://www.webquest.es/caza/sistema-electrico-de-potencia>
- [21] Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones, "Smart Grid y la Evolución de la Red

Eléctrica," Fedit Centros Tecnológicos de España, Madrid, 2011.

- [22] Instituto Tecnológico de Reynosa. (2006, Mayo) Extrapolando la ingeniería electromecánica. [Online]. Disponible: <http://explorandolaingenieriaelectromecanica.wikispaces.com/Generadores+y+Transformadores+electricos>.
- [23] Achuri Holguin Sixto, "Apuntes Generales sobre redes Eléctricas de Distribución," Universidad Pontificia Bolivariana, Medellín, Tesis de Pregrado 1998.
- [24] Ramírez Castaño Samuel, *Redes de Distribución de Energía*, Tercera Edición ed. Manizales, Colombia: Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia sede Manizales, 2004.
- [25] Carlos Franco et al., "Capacitación en comercialización de energía en Colombia a través de Micromundos," *Avances en Recursos Hídricos*, pp. 62-75, Noviembre 2000.
- [26] González García Alezia, "Revisión de la regulación del mercado minorista de una electricidad para una liberalización completa," Universidad Pontificia Comillas, Madrid, Tesis de Maestría 2006.
- [27] Gestión energética S.A. E.S.P. (2013, Febrero) Sitio Web GENSA. [Online]. Disponible: http://www.gensa.com.co/proyectos.php?uid_tpy=158&uid=158
- [28] Ministerio de Minas y Energía, "Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE," Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética, Bogotá, Reglamento Técnico ISBN 958-97750-4-7, 2006.
- [29] Larraui Martín Jaime Boal, "SMART GRIDS," Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI - Universidad Pontificia Comillas, Madrid, 2010.
- [30] Albert Molderink. (2009) Domestic Energy Management Methodology for Optimizing. [Online]. Disponible: <http://doc.utwente.nl/68163/1/powertech.pdf>
- [31] Casellas Francisco, Velasco Guillermo, Guinjoan Francesc, y Piqué Robert. (2010) El concepto de sSmart Metering en el nuevo escenario de distribución eléctrica. [Online]. Disponible: <http://upcommons.uoc.edu/e->

<prints/bitstream/2117/9066/1/5025.pdf>

- [32] Gutiérrez Coronel Marco, "Estudios para la implementación del sistema de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en la empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A," Universidad Politécnica Salesiana Ecuador, Sede Cuenca, Cuenca, Tesis de Pregrado 2011.
- [33] Telvent, "SIG Fundacion para la red inteligente," in *Conferencia latinoamericana de usuarios*, 2009, p. 22.
- [34] López Conthia, "Teoria y Aplicación de la Informática 2," Universidad Católica de Nuestra Señora de la Asunción, Asunción, 2009.
- [35] Rancé Cornes Luis. (2012, Marzo) Academia de ingeniera de mexico. [Online]. Disponible: http://academiadeingenieriademexico.mx/archivos/ingresos/rance/trabajo_final.pdf
- [36] Peña Hector. (2011, Abril) RConsulting Group. [Online]. Disponible: www.rcgsas.com/Documentos/Seminario/SRI-UN_s09.pdf
- [37] Moran Mora Omar Enrique y Ortiz Fernandez Luiz Franklin, "Estudio de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), principales requerimientos y beneficios," Universidad Politécnica Saleciana Sede - Quito, Quito, Tesis de Pregrado 2012.
- [38] EPRI Electric Power Research Institute. (2007, febrero) FERC Federal Energy Regulatory Commission. [Online]. Disponible: <http://www.ferc.gov/eventcalendar/Files/20070423091846-EPRI%2520-%2520Advanced%2520Metering.pdf>
- [39] U.S. Department of Energy. ENERGY.GOV Oficce of electricity Delivery & Energy Reability.
- [40] Espinosa Reza Alfredo, García Mendoza Raúl, Borjas Días Jesus Fidel, y Sierra Rodriguez Benjamin, "Arquitectura base de interoperabilidad semántica para el sistema eléctrico de distribución inteligente en la CFE," *Boletín IIE*, vol. 34, no. 3, pp. 19 - 24, Julio - Septiembre 2010.

- [41] NIK. (2013, Julio) Sitio web de NIK. [Online]. Disponible: <http://nik.net.ua/es/product/NIK-2102>
- [42] U.S. Department of Energy & Litos Strategic Communication, The Smart Grid: An Introduction, Octubre 2008.
- [43] Álvarez Álvarez Carlos Andrés y Serna Alzate Francisco Javier, "Normatividad sobre Redes Inteligentes," Unidad de Inteligencia Estratégica Tecnológica - CIDET, Medellín, Alerta Tecnológica 2012.
- [44] Colombia Inteligente. (2013) Sitio web de Colombia Inteligente. [Online]. Disponible: <http://www.colombiainteligente.com.co/QuienesSomos/Pages/default.aspx>
- [45] Gomez Hector Abad, "Informe de los hallazgos técnicos en la prueba piloto," Universidad de Antioquia, Santa Fe de Bogotá, Informe Técnico 2000.
- [46] Calderón Cardona Ltda. (2013) Blog de Calderón Cardona Ltda. [Online]. Disponible: <http://www.calderoncardona.com/soluciones/pruebas-piloto>
- [47] Cardona Delgado Alonso, Resolución número 9-0442 de 11 junio 2013, 2013, Ministerio de Minas y Energía.
- [48] The World Bank. (2012, Septiembre) Electric Power Transmission and distribution losses (% of output). [Online]. Disponible: <http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS/countries/CO-EC-PE-VE-CL-1W?display=graph>
- [49] Tama Franco Alberto, "Experiencias y metodologías por parte de la empresa eléctrica del Ecuador Inc, en la reducción y control de pérdidas de energía.," Guayaquil, Octubre 2003. [Online]. Disponible: <http://www.slideshare.net/albertama/control-de-prdidas-de-energa>
- [50] El Tiempo. (2004, Octubre) EL TIEMPO.COM. [Online]. Disponible: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1585241>
- [51] Constructor Eléctrico. (2012, Septiembre) Constructor Eléctrico Negocios y Desarrollo de la Industria. [Online]. Disponible:

<http://www.constructorelectrico.com/home/redes-inteligentes-smart-grid/>

- [52] Martin Marino Carmen, "Redes Electricas Inteligentes, Normalizacion en las Smart Grids," *AENOR, Revista de la Normalizacion Y Certificacion*, vol. I, no. 278, pp. 14-17, Enero 2013.
- [53] ProSoftSystems. (2006) Pro Soft Systems. [Online]. Disponible: http://www.prosoftsystems.ru/products_eng/product-ecom.htm
- [54] Millan Jorge, "Entrevista No1. Consideraciones sociales, Culturales y Consideraciones del OR," Compañía Energetica de Occidente, Popayan, 2013.
- [55] Ministerio de Minas y Energia, "Decreto N° 0111 20 Enero 2012," Ministerio de Minas y Energia, Bogota, Decreto 2012.
- [56] SMB Smart Grid Strategic Group (SG3). (2010, Junio) International Electrotechnical Commission. [Online]. Disponible: www.iec.ch/smartgrid/downloads/sq3_roadmap.pdf
- [57] Consultorio Contable Universidad EAFIT. (2012, Febrero) Universidad EAFIT Escuela de Administracion. [Online]. Disponible: <http://www.eafit.edu.co>
- [58] Millan Jorge, "Entevista No 2. Diseño Prueba Piloto," Compañía Energetica de Occidente, Popayan, 2013.
- [59] Alcaldia de Bogota. (2012, Octubre) Sitio web de Alcaldia Mayor de Bogota. [Online]. Disponible: <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sig/ProcedimientosYFormatos/OTROS/2214400OT026.pdf>
- [60] Correa Isabel, "Manual de licitaciones publicas," Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificacion Economica y Social - ILPES, Santiago de Chile, Manual 92-1-322106-1, 2002.
- [61] Millán Jorge, "Entrevista No 3 Proceso de licitación, plan de ejecución y plan de seguimiento para PPAMI," Compañía Energetica de Occidente, Popayan, Octubre 8, 2013.

- [62] Súper Intendencia Delegada para Energía y Gas - Dirección Técnica de Gestión de Energía, "Informe de gestión Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S. P," Bogotá D.C., 2012.
- [63] UPME- ASOCODIS. (2013, Septiembre) Informe sectorial sobre la evolución de la distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia. [Online]. Disponible: <http://www.siel.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=UyZjfzsXXmk%3D&tabid=58>
- [64] Contraloría General de la Republica, "Informe de auditoría gubernamental con enfoque integral modalidad regular. Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. Año 2010," Bogotá DC, 2011.
- [65] Ministerio de Minas y Energía, Oficina de Control Interno, "Seguimiento al plan de mejoramiento institucional suscrito con la contraloría general de la república a 31 de diciembre 2011," Bogotá, D.C., 2012.
- [66] Gestion Ambiental Cedenar S.A. E.S.P, "Informe de Indicadores de Calidad DES por Zonas correspondiente al mes de AGOSTO," San Juan de Pasto, 2013.
- [67] Rosero Ocaña Humberto Alberto. (2011, Noviembre) Soluciones y consultorias informaticas LTDA. [Online]. Disponible: http://www.sui.gov.co/riesgo/anexos/sui_ane_2011_10_4118298_470878.pdf
- [68] Alcaldía de Tumaco, "Plan de Desarrollo "Unidad Por Tumaco Progreso Para Todos" 2012- 2015," Tumaco, 2012.
- [69] Alcaldía Municipal de Tumaco, "Plan de Ordenamiento Territorial 2008 - 2019," Tumaco, 2008.
- [70] CEDENAR Subgerencia de Distribución y Generación Dirección de Convenios Interadministrativos, "Normalización de los Usuarios del Proyecto PRONE 010-2011 en Tumaco, Departamento de Nariño," Pasto, 2013.
- [71] Administración municipal Tumaco, Secretaria de planeación, División obras públicas. (2010, Octubre) Portal único de Contratación Pública. [Online]. Disponible:

<http://www.contratos.gov.co/archivospuc1/2010/DEPREV/252835011/10-11-421574/DEPREV PROCESO 10-11-421574 252835011 2210525.pdf>

- [72] Administración municipal Tumaco, Secretaria de planeación, División obras públicas. (2009, Septiembre) Portal único de Contratación Pública. [Online]. Disponible:
<http://www.contratos.gov.co/archivospuc1/2009/DEPREV/252835011/09-11-251118/DEPREV PROCESO 09-11-251118 252835011 1313420.pdf>
- [73] Centrales Eléctricas de Nariño S.A E.S.P., "Acta de evaluación propuesta - Invitación privada SDG-CIA-010-2013 ," Pasto, 2013.
- [74] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación - ICONTEC, Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica, 2013.
- [75] Subsecretaria de Planificación Nacional, "Guía metodológica de planificación institucional," Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo , Quito, 2011.
- [76] Cedenar S.A. E.S.P, "Plan de desarrollo Administrativo Cedenar S.A. E.S.P.- 2013," Cedenar S.A. E.S.P, Pasto, 2012.
- [77] Guitiérrez Coronel Marco, "Estudios para la implementación del sistema de Infraestructura de Medicion Avanzada (AMI) en la empresa caso de estudio (ANEXOS)," Universidad Politécnica Salesiana Ecuador, Sede Cuenca, Cuenca, Tesis de Pregrado 2011.