



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI

DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

MODALIDAD: INFORME DE INVESTIGACIÓN

Título:

“Estudio de factibilidad para la implementación de un sistema avanzado de medición (AMI) en clientes de tarifa general con demanda de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.”

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Magister en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia

Autor:
Carlos Andres Pazmiño Cisneros

Tutor:
MSc. Carlos Iván Quinatoa Caiza

LATACUNGA – ECUADOR
2022

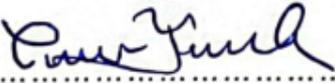
AVAL DEL TUTOR

En mi calidad de Tutor del Trabajo de Titulación **“Estudio de factibilidad para la implementación de un sistema avanzado de medición (AMI) en clientes de tarifa general con demanda de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.”** presentado por **PAZMIÑO CISNEROS CARLOS ANDRES**, para optar por el título de Magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

CERTIFICO

Que dicho trabajo de investigación ha sido revisado en todas sus partes, considerando que reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación para la valoración por parte del Tribunal de Lectores, con la finalidad de que se designe fecha de exposición y defensa pública.

Latacunga, noviembre 15 de 2022.


.....
Mg.C. Carlos Iván Quinatoa Caiza
CI. 0503287864

AVAL DEL TRIBUNAL

El trabajo de Titulación: “**Estudio de factibilidad para la implementación de un sistema avanzado de medición (AMI) en clientes de tarifa general con demanda de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.**”, ha sido revisado, aprobado y autorizado su impresión y empastado, previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad mención Sistemas Eléctricos de Potencia; el presente trabajo reúne los requisitos de fondo y forma para que los estudiantes puedan presentarse a la exposición y defensa.

Latacunga, noviembre 15 de 2022



.....
MSc. Proaño Maldonado Xavier Alfonso
CI. 0502656424
Presidente del Tribunal



.....
MSc. Vásquez Teneda Franklin Hernán
CI. 1710434497
Lector 2



.....
MSc. Corrales Bastidas Byron Paul
CI. 0502347768
Lector 3

DEDICATORIA

A mi familia por ser el pilar fundamental para culminar esta meta,
a mi señora madre por inculcarme a siempre mejorar y avanzar,
a mi esposa e hijas por soportar tiempos difíciles durante el
período de estudio.

Carlos Pazmiño C.

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento ostensible: A la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. por la apertura para el desarrollo de esta investigación, de manera especial al Ing. Marco Salao, Gerente de la Institución, Ing. Jaime Ruiz, Director Comercial, Ing. Fabián Ríos, Jefe de Pérdidas de Energía y al Ing. Fausto Suarez, Jefe de Acometidas y Medidores, por el apoyo y las facilidades brindadas, las mismas que me permitieron terminar con éxito este sueño universitario.

Al Ms.C. Carlos Quinatoa Caiza, por su apoyo incondicional y ayuda desprendida en la ejecución de esta investigación, compartiendo conocimientos, experiencias, consejos y por su predisposición en todos los temas desarrollados en este proyecto.

Carlos Pazmiño C.

RESPONSABILIDAD DE AUTORÍA

Quien suscribe, declara que asumen la autoría de los contenidos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de titulación.

Latacunga, noviembre 15 de 2022.



.....
Carlos Andres Pazmiño Cisneros
CI. 1720619079

RENUNCIA DE DERECHOS

Quienes suscribe, cede los derechos de autoría intelectual total y/o parcial del presente trabajo de titulación a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Latacunga, noviembre 15 de 2022.

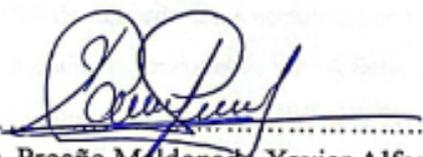


.....
Carlos Andres Pazmiño Cisneros
CI. 1720619079

AVAL DEL PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Quien suscribe, declara que el presente Trabajo de Titulación: **“Estudio de factibilidad para la implementación de un sistema avanzado de medición (AMI) en clientes de tarifa general con demanda de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.”**, contiene las correcciones a las observaciones realizadas por los lectores en sesión científica del tribunal.

Latacunga, noviembre 15 de 2022



.....
MSc. Proaño Maldonado Xavier Alfonso
CI. 0502656424

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
DIRECCIÓN DE POSGRADO

MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD

Título: “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA AVANZADO DE MEDICIÓN (AMI) EN CLIENTES DE TARIFA GENERAL CON DEMANDA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.”

Autor: Pazmiño Cisneros Carlos Andres

Tutor: Mg.C. Carlos Iván Quinatoa Caiza

RESUMEN

La Empresa Eléctrica Riobamba S.A., en la actualidad en su área de concesión tiene un sistema de medición manual para los grandes clientes, provocando errores involuntarios en la toma de lecturas, consumos acumulados, error en la digitación, visualización y manipulación de la información, generándose inconvenientes para los clientes y para la empresa que tiene que solventar cualquier tipo de reclamo. El presente proyecto de investigación busca establecer un estudio de factibilidad para la implementación de un sistema avanzado de medición (AMI) en clientes de tarifa general con demanda, para mejorar los procesos comerciales, entre los cuales están los de Lecturas y Facturación, como principales beneficiados asegurando una adecuada calidad de las lecturas para la facturación mensual, este estudio se basa en la investigación de la situación actual de la Empresa Eléctrica Riobamba junto con la presentación de 3 propuestas de sistemas AMI que pueden ser aplicables de acuerdo a las condiciones técnicas necesarias para un adecuado funcionamiento, siendo la propuesta de aplicar un sistema de medición inteligente con un sistema de comunicación vía GPRS aquella que presenta un beneficio económico mayor que con las otras 2 propuestas, a razón de no haber la necesidad de implementar una infraestructura de comunicación que la ofertada por las compañías de telecomunicación.

PALABRAS CLAVES: Medidores inteligentes, Telemedición, Sistema AMI.

**TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI
POSTGRADUATE MANAGEMENT**

MASTER IN ELECTRICITY

Topic: “FEASIBILITY STUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF AN ADVANCED MEASUREMENT SYSTEM (AMI) IN GENERAL RATE CUSTOMERS WITH DEMAND FROM EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.”

Author: Pazmiño Cisneros Carlos Andres

Tutor: Mg.C. Carlos Iván Quinatoa Caiza

ABSTRACT

Empresa Eléctrica Riobamba S.A. currently has a manual measurement system in its concession area for large customers, causing involuntary errors in taking readings, accumulated consumption, error in typing, display and manipulation of information, generating inconveniences for customers and for the company that must solve any type of claim. This research project seeks to establish a feasibility study for the implementation of an advanced metering system (AMI) in general rate customers with demand, to improve business processes, among which are those of Readings and Billing, as main beneficiaries ensuring an adequate quality of the readings for the monthly billing, this study is based on the investigation of the current situation of the Empresa Eléctrica Riobamba together with the presentation of three proposals for AMI systems that may be applicable according to the technical conditions necessary for an adequate operation, being the proposal to apply an intelligent measurement system with a communication system via GPRS the one that presents a greater economic benefit than with the other two proposals, due to the fact that there is no need to implement a communication infrastructure that offered by telecommunication companies.

KEYWORDS: Smart Meters, Telemetry, System AMI.

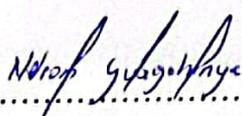
CENTRO DE IDIOMAS
AVAL DE TRADUCCIÓN

Yo, Nelson Wilfrido Guagchinga Chicaiza con cédula de identidad 0503246415, Magister en: Enseñanza del Idioma Inglés como Lengua Extranjera con número de registro de la SENESCYT: 1010-2019-2041252; CERTIFICO haber revisado y aprobado la traducción al idioma inglés del resumen del trabajo de investigación con el título: “Estudio de factibilidad para la implementación de un sistema avanzado de medición (AMI) en clientes de tarifa general con demanda de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.” del Ing. Carlos Andres Pazmiño Cisneros, aspirante a magister en ELECTRICIDAD MENCIÓN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad y autorizo a la peticionaria hacer uso del presente certificado de la manera ética que estimaren conveniente.

Latacunga, noviembre del 2022.

Atentamente,


.....

MSc. Nelson Wilfrido Guagchinga Chicaiza
CI. 0503246415

ÍNDICE DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN

Planteamiento del problema:	17
Formulación del problema:.....	18
Objetivo general:	18
Objetivos específicos:.....	18
Sistema de tareas en relación a los objetivos específicos:.....	19
Justificación.....	20
Hipótesis	21

CAPITULO I

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA – METODOLÓGICA.....	22
1.1 Generalidades	22
1.2 Definición de los Sistemas de Medición Avanzado (AMI).....	24
1.3 Descripción de los Sistemas de Medición Inteligente.....	24
1.3.1. Lectura Automática del Medidor (Automatic Meter Reading AMR)	25
1.3.2. Infraestructura de Medición Avanzada (Advanced Metering Infrastructure AMI)	25
1.3.3. Alcance de los Sistemas de Medición Avanzada.....	26
1.3.4. Infraestructura del Sistemas de Medición Avanzada.....	27
1.3.4.1 Componentes de campo	27
1.3.4.2 Componentes de comunicaciones	29
1.3.4.3 Componentes de back office.	34
1.4 Análisis económico	36
1.4.1 Valor Actual Neto (VAN).....	36
1.4.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	37
1.4.3 Período de recuperación de capital (PRC).....	38
1.4.4 Rentabilidad Contable Media (RCM).....	39

1.4.5 Índice de Rentabilidad (IR).....	39
1.4.6 Costo Beneficio (C/B).....	40
1.5 Conclusiones del capítulo I:	41
CAPITULO II	
2.1. Antecedentes	42
2.2. Descripción de la situación actual de los procesos de la Dirección de Comercialización de la EERSA.	43
2.3. Descripción general del Proyecto AMI.....	46
2.4. Descripción del Proyecto AMI aplicado a la EERSA.....	46
2.5. Determinación de usuarios.	48
2.6. Ubicación del proyecto AMI para la EERSA	52
2.7. Arquitectura del sistema AMI.....	54
2.7.1 Medidores inteligentes.	54
2.7.2 Sistema de Comunicaciones.....	63
2.7.3 Comparación de tecnologías de la comunicación AMI	68
2.7.4 Centro de Control.....	69
2.8. Funcionamiento del Sistema Inteligente de Medición (AMI).....	71
2.9. Operación del Sistema Inteligente de Medición (AMI)	71
2.10. Almacenamiento de Datos	72
2.11. Resumen de hardware y software requerido	73
2.12. Procesos directos relacionados al sistema AMI.	73
2.12.1 Perdidas de energía.....	74
2.12.2 Gestión de lecturas	77
2.13. Implementación del sistema de medición AMI	78
2.14 Conclusiones del capítulo II:	79
CAPITULO III	
3.1 Flujograma del Análisis Económico	81

3.2	Rentabilidad del proyecto AMI	82
3.2.1	Costo de toma de lecturas.....	82
3.2.2	Costo de recuperación de energía por aumento de la precisión de los medidores.....	83
3.2.3	Costo de recuperación de energía por pérdidas no técnicas.....	84
3.2.4	Costo de gestión de cartera.	85
3.2.5	Costo de energía fuera de servicio.....	86
3.2.6	Valoración del impacto.	87
3.2.7	Costo de la Inversión Inicial.....	88
3.2.8	Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de (TIR) del proyecto AMI.	90
3.2.9	Período de recuperación de capital (PRC).....	91
3.2.10	Rentabilidad Contable Media (RCM).....	91
3.2.11	Índice de Rentabilidad (IR).....	92
3.2.12	Costo – Beneficio (C/B).....	92
3.2.13	Resumen de los indicadores económicos.....	93
3.2.14	Consideraciones Generales de la Ley.	95
3.2.15	Normativa General de la Ley.	95
3.2.16	Proyecto de Pliegos de Contratación.	95
3.3	Conclusiones y recomendaciones.	97
3.3.1	Conclusiones	97
3.3.2	Recomendaciones	98
	ANEXO I. Modelo de Pliego de Subasta Inversa Electrónica de B y/o S	99
	ANEXO II. Recuperación de Energía por Pérdidas No Técnicas.	112
	ANEXO III. Análisis económico.....	113
	ANEXO V. Implementación del Proyecto AMI	122
	ANEXO VI. Cronograma de ejecución de la Implementación del Proyecto AMI	128
	REFERENCIAS	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1. Demanda global de energía eléctrica por sector.....	22
Fig. 2. Segmentos económicos de un mercado eléctrico.....	23
Fig. 3. Componentes del sistema AMI.	27
Fig. 4. Medidores AMI.....	28
Fig. 5. Modelos de medidores inteligentes.....	29
Fig. 6. Comunicaciones en el Sistema AMI.....	30
Fig. 7. Arquitectura de la comunicación PLC.....	33
Fig. 8. Arquitectura de la comunicación RF.....	34
Fig. 7. Estructura orgánica de la EERSA 2021.	43
Fig. 8. Proceso de Comercialización.....	44
Fig. 9. Integración de los Sistemas Empresariales..	47
Fig. 10. Porcentaje de usuarios por tarifa.....	49
Fig. 11. Porcentaje de facturación por tarifa.....	49
Fig. 12. Comparación de usuarios y consumos (kWh) por tarifa.....	50
Fig. 13. Distribución de usuarios por cantón de la provincia de Chimborazo..	51
Fig. 14. Facturación por cantón de la provincia de Chimborazo.....	52
Fig. 15. Área de concesión de la EERSA.....	53
Fig. 16. Porcentaje de equipos a instalar por cantón..	53
Fig. 17. Flujo de toma de datos.....	56
Fig. 18. Sistema AMI de la marca TECUN.....	57
Fig. 22. Recorrido estimado para el tendido de la fibra óptica EERSA.....	65
Fig. 22. Ubicación de las S/E de Distribución EERSA.....	66
Fig. 22. Tablero de medición de Grandes Clientes.....	66
Fig. 20. Evolución del porcentaje de Pérdidas Técnicas años 2020-2021..	75
Fig. 21. Evolución del porcentaje de Pérdidas No Técnicas años 2020-2021.....	76
Fig. 22. Estadísticas de reducción de Pérdidas de Energía a nivel nacional.....	77

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. Sistema de tareas en relación a los objetivos específicos.....	19
TABLA 2. Funcionalidades de los medidores AMI.....	29
TABLA 3. Integración de capital EERSA 2018.	42
TABLA 4. Cantidad de clientes por tarifa.....	48
TABLA 5. Cantidad de clientes por cantón.	51
TABLA 6. Valores facturados por cantón de la provincia de Chimborazo.	52
TABLA 7. Distribución por tipo de medidores.....	54
TABLA 8. Características medidor marca cloud	57
TABLA 9. Características técnicas medidor tecun	58
TABLA 10. Características técnicas medidor add	58
TABLA 11. Características técnicas medidor itron	59
TABLA 12. Características técnicas medidor honeywell	61
TABLA 13. Características técnicas medidor ge.	62
TABLA 14. Comparación de tecnologías de la comunicación.	68
TABLA 15. Materiales y servicios requeridos para el sistema AMI.	73
TABLA 16. Pérdidas técnicas de los años 2020 y 2021.	74
TABLA 17. Pérdidas no técnicas de los años 2020 y 2021.	76
TABLA 18. Logística para de toma de lecturas de grandes clientes.....	78
TABLA 19. Costo anual de toma de lecturas.....	82
TABLA 20. Recuperación anual por mejora en precisión	84
TABLA 21. Promedio de recuperación de pérdidas de energía.....	85
TABLA 22. Valor anual de la gestión de cartera.	86
TABLA 23. Costo de energía fuera de servicio.	87
TABLA 24. Impacto de la implementación AMI.....	87
TABLA 25. Cantidades de medidor por su tipo.....	88
TABLA 26. Costo de los medidores, equipos y servicios AMI.....	89
TABLA 27. Van y Tir de las opciones AMI..	90
TABLA 28. Período de recuperación de las opciones AMI.....	91
TABLA 29. Rentabilidad contable media de las opciones AMI.....	91
TABLA 30. Índice de rentabilidad de las opciones AMI.....	92
TABLA 31. Costo -beneficio (c/b) de las opciones AMI.....	92
TABLA 32. Resumen de los indicadores económicos de las opciones AMI.....	93
TABLA 33. Costos de construcción y material de fibra óptica.....	121

TABLA 34. Resumen de costos proyecto plc carrier.....	121
TABLA 35. Niveles de servicio del sistema AMI.....	126

INTRODUCCIÓN

Planteamiento del problema:

La modernización de los sistemas eléctricos de potencia nos conducen a temas como la globalización de la energía donde las fronteras y límites regionales no existen, la necesidad de una gestión energética eficaz es inevitable ante la demanda creciente de potencia eléctrica, obligando a todos los actores que componen la cadena energética pasando por la generación, transmisión y comercialización a hacer uso de las tecnologías para implementar redes inteligentes como un objetivo global, estas redes requieren sistemas de comunicación bidireccional para aquellos que generan y aquellos que consumen la información tengan los datos en línea y dispuestos para cualquier tipo de análisis y control de los mismos.

La Empresa Eléctrica Riobamba S.A., en la actualidad en su área de concesión tiene un sistema de medición mixto para los grandes clientes, un pequeño grupo es asistido por un sistema de telemedición mientras que la gran mayoría aún se mantiene con registro manual de sus datos, el sistema que poseen es un sistema avanzado de medición que inicio como un plan piloto en el año 2011, pero no ha logrado incrementarse, tiene 50 usuarios a la fecha, cuando el estimado a 5 años fue tener cubierto los más de 1000 clientes especiales registrados, la inexistencia de los datos en línea de los diferentes clientes está provocando errores involuntarios en la toma de lecturas, consumos acumulados, error en la digitación, visualización y manipulación de la información, generándose inconvenientes para los clientes y para la empresa que tiene que solventar cualquier tipo de reclamo.

La implementación de un sistema de medición avanzado (AMI) como eje principal tendrá la mejora de la calidad de facturación, incrementando la confianza de los usuarios en cuanto a los consumos mensuales de energía eléctrica lo que puede mejorar en los niveles de recaudación actual disminuyendo la gestión de cartera, así también se puede mejorar en el control de pérdidas de energía en la manipulación no autorizada de los elementos que componen los sistemas de medición, verificación de parámetros eléctricos, obtención de diagramas y valoraciones en tiempo real, entre otros factores.

Formulación del problema:

¿De qué manera influye la calidad de toma de lectura en la facturación de los usuarios mediante la implementación de un sistema de medición avanzada AMI en los clientes con tarifa general con demanda de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.?

Objetivo general:

Analizar la factibilidad técnica – económica mediante indicadores financieros para la implementación de un sistema de medición avanzada AMI en los clientes de tarifa general con demanda de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

Objetivos específicos:

- Realizar el estudio del arte para la implementación de la tecnología de los sistemas avanzados de medición AMI en clientes de tarifa general con demanda.
- Analizar los parámetros que permitan fundamentar la adecuada implementación de un sistema avanzado de medición, dependiendo de los distintos modelos que puedan cumplir con las características técnicas necesarias para el correcto funcionamiento.
- Evaluar la factibilidad económica mediante el cálculo de indicadores financieros para la implementación de los sistemas de medición avanzada AMI en los clientes de tarifa general con demanda de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

Sistema de tareas en relación a los objetivos específicos:

TABLA 1. SISTEMA DE TAREAS EN RELACIÓN A LOS OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

Objetivos específicos	Actividad (tareas)	Resultado de la actividad	Descripción de la actividad (técnicas e instrumentos)
Realizar el estudio del arte para la implementación de la tecnología de los sistemas avanzados de medición AMI en clientes de tarifa general con demanda.	-Recopilación de información sobre las características los sistemas avanzados de medición. -Análisis los costos aproximados de los elementos que componen el sistema AMI.	Conocimiento de las características actuales de los sistemas avanzados de medición. Obtener una referencia aproximada de los costos relacionados a la implementación de los sistemas AMI.	Investigación en fuentes bibliográficas: internet, libros, etc. Revisión de procesos similares en el Servicio de Contratación Pública.
Analizar los parámetros que permitan fundamentar la adecuada implementación de un sistema avanzado de medición dependiendo de los distintos modelos que puedan cumplir con las características técnicas necesarias para el correcto funcionamiento a una escala mayor.	-Recopilación información sobre la situación actual de la EERSA en cuanto a sistemas de medición avanzada. -Investigación las distintas características que debe tener el sistema de medición dependiendo de los diferentes tipos de usuarios: topología de la red, niveles de voltaje, ubicación.	Determinación del sistema de medición avanzada que cumpla con las características técnicas necesarias para el correcto funcionamiento a una escala mayor.	Obtención de información de los distintos usuarios y sus características de la Dirección Comercial de la EERSA.
Evaluar factibilidad por medio de un análisis de los indicadores de	-Determinación de los costos que intervienen como retorno e inversión al aplicar el sistema	Obtención de la rentabilidad del proyecto de	Análisis de los indicadores de rentabilidad.

rentabilidad de los sistemas seleccionados para una adecuada implementación del sistema avanzado de medición en los clientes de tarifa general con demanda.	AMI. -Evaluación de rentabilidad del sistema medición avanzada para todos los clientes de tarifa general con demanda.	implementación del sistema avanzado de medición.	
---	--	--	--

Justificación

Debido a la necesidad de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. de obtener información precisa y verás de todos sus clientes de tarifa general con demanda, se ha visto el requerimiento de analizar detalladamente los fundamentos teóricos, prácticos, aplicaciones y servicios de los sistemas avanzados de medición (AMI) y sus sistemas de gestión.

La Empresa Eléctrica Riobamba S.A. a través del Departamento de Comercialización, gestiona un proyecto piloto implantado desde el 2011 con 50 usuarios con sistema de medición avanzada, ahora debido al crecimiento de usuarios y demanda de energía, requiere expandir el sistema a todos sus usuarios de tarifa general con demanda, para lo cual necesita determinar el sistema más adecuado de medición AMI, considerando que al momento tiene un sistema mixto, de lectura automática de 50 usuarios y posee también la toma de lecturas manuales, esto ha conllevado a distintos inconvenientes en la facturación mensual de los usuarios, como toma de lecturas erradas, consumos acumulados, etc.; siendo estas algunas de las situaciones para presentar reclamos de los clientes afectados.

La implementación del sistema de medición avanzada AMI permitirá mejorar los índices de calidad en cuanto a la facturación, aumentando la precisión en los datos de consumos mensuales y colaborando en la reducción de perdidas así como una adecuada gestión de la energía consumida por parte de los clientes, tomando los datos de los perfiles de carga, determinando las demanda máximas de sus sistemas de acuerdo a las

horas de trabajo, esto facilitaría a los clientes de tarifa general con demanda a realizar una adecuada gestión de su potencia y reducir el valor de la factura, entre otros beneficios.

El adecuado sistema avanzado de medición AMI para todos los clientes de tarifa general con demanda de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. beneficiará a varias Direcciones de la EERSA:

- Dirección de Planificación: Proyección y estudios de la Demanda.
- Dirección de Operación y Mantenimiento: Registros de niveles de calidad de servicio.
- Dirección Comercial: Facturación y Control de Pérdidas de Energía.

Además, permitirá aumentar la confianza de los usuarios hacia la empresa, con datos verídicos y comprobables de cualquier periodo de tiempo requerido.

Hipótesis

- La implementación de un sistema de medición avanzado AMI en los clientes de tarifa general con demanda permitirá mejorar el control de los terminales de medición y la calidad de toma de lecturas para la facturación de los usuarios.

CAPITULO I

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA – METODOLÓGICA

1.1 Generalidades

El desarrollo comercial e industrial de los países son indicadores de progreso y de mejora de la calidad de vida de la sociedad, hace ya algunos años en nuestro país se han considerado las fuentes de energía como sectores estratégicos nacionales [1], esto ha sido un gran reto a nivel de ingeniería, requiriendo un perfeccionamiento en lo correspondiente a la gestión energética, misma que tiene que ser sustentable y amigable con el medio ambiente, esto conlleva a una progresiva reducción de la dependencia de combustibles fósiles.

Las proyecciones en cuanto al consumo energético mundial hasta mediados de siglo señalan que la demanda tiene una tendencia de crecimiento hasta triplicarse a las demandas actuales [2] como se puede ver reflejado en la Figura 1, esto principalmente debido al aumento de los niveles de consumo de la sociedad con mejores estilos de vida donde se requiere un rango de desarrollo basado en el uso de fuentes de energía sobre todo en la actualidad y en el futuro donde cada vez la tecnología avanza a pasos agigantados.

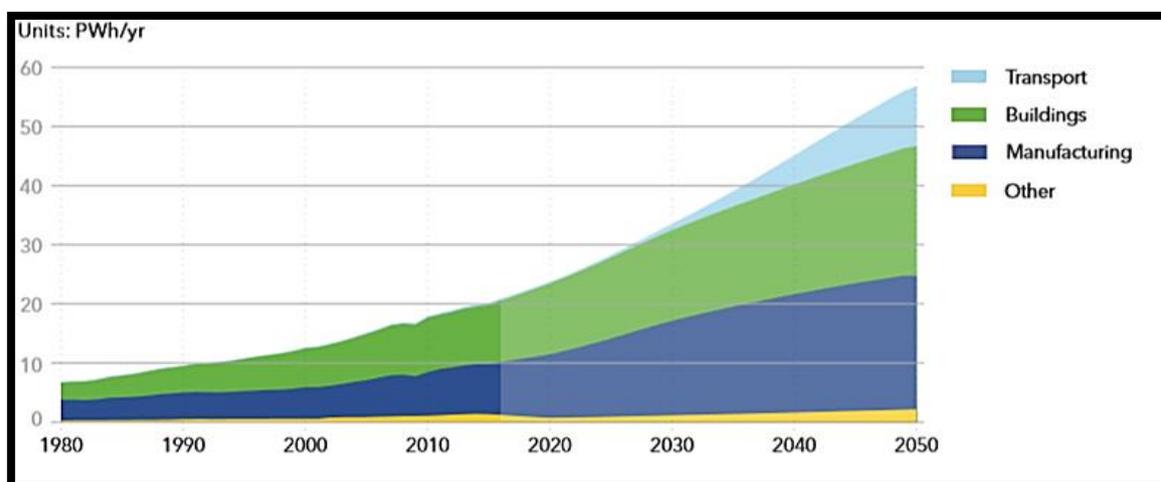


Fig. 1. Demanda global de energía eléctrica por sector. Fuente [2]

Para poder hacer frente a este reto de abastecer de energía se requiere que las empresas distribuidoras de energía inviertan en el desarrollo e implementación de sistemas inteligentes que permitan obtener un eficiente uso y control de la energía optimizando

tiempos de ejecución y procesos de operación, además de asegurar un alto grado de cumplimiento con respecto a los índices de calidad del servicio de energía eléctrica en atención al cumplimiento de las normas y/o regulaciones del sector eléctrico.

Los sistemas inteligentes están compuestos por hardware y software, esto provoca un alto valor en la implementación requerida para una adecuada operación de la red inteligente. La eficiencia energética juega uno de los papeles principales de gestión a través de las redes inteligentes, para esto se necesita involucrar nuevos conceptos, tales como: mercado eléctrico, generación distribuida, software de gestión de la demanda, almacenamiento de energía, etc., todo a través de un sistema de comunicación bidireccional permitiendo una integración con el cliente final, por ello las empresas distribuidoras junto con entes reguladores continúan con la implementación de estos sistemas en varias fases y en diferentes escalas como se muestra en la Figura 2, tratando de mejorar la gestión de toda la cadena de suministro de energía eléctrica [3].

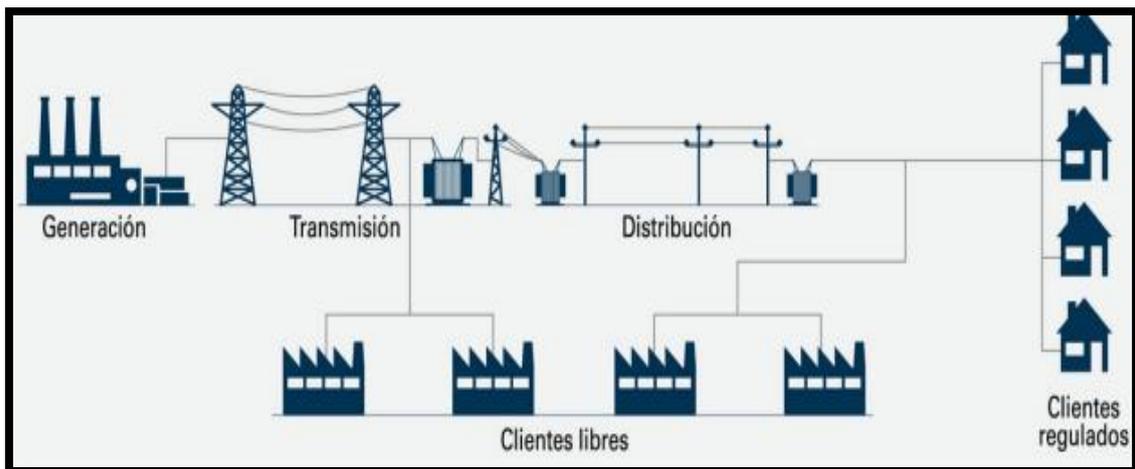


Fig. 2. Segmentos económicos de un mercado eléctrico. Fuente [3]

Aunque la gran limitante para las empresas ha sido el tema económico con respecto a la implementación de estos sistemas, es necesario contar con los estudios necesarios para una futura implementación, debido al gran avance tecnológico y a la necesidad de gestionar la demanda de energía, esta implementación será inevitable y fundamental para el desarrollo del país.

1.2 Definición de los Sistemas de Medición Avanzado (AMI)

Los sistemas de medición avanzados o sistemas de medición inteligente más conocidos como sistemas AMI (por sus siglas en inglés) son consecuencia del desarrollo de varias tecnologías destinadas al registro de consumo de energía eléctrica.

Existen varias definiciones para los sistemas de medición avanzado ya que están sujetos a la constante evolución de la tecnología, por lo cual se plantea como definición la expuesta por el Ministerio de Energía de Colombia [4]: “Es la infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica. Esta infraestructura integra hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, etc.), software, arquitecturas y redes de comunicaciones, que permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida del consumo de energía. En otras palabras, es una infraestructura moderna para la medición de los consumos de energía eléctrica, que aprovecha los sistemas de comunicaciones y avances tecnológicos”[5].

1.3 Descripción de los Sistemas de Medición Inteligente

La medición inteligente es un sistema de avanzada presentado como una solución integral para optimizar los procesos ejecutados por las empresas distribuidoras de servicios, pueden ser estos de electricidad, agua potable y gas, con el objeto de incrementar su eficiencia y brindar una mejor calidad de servicio y nuevas aplicaciones a sus clientes finales. Este sistema de medición inteligente debe soportar el intercambio de información entre las empresas distribuidoras y sus clientes permitiendo aumentar la confiabilidad hacia estos sistemas [6].

La implementación de estos sistemas de medición inteligente para las empresas de distribución de servicios representa una gran oportunidad de mejorar su eficiencia optimizando la gestión de sus activos además de disponer de gran cantidad de información en tiempo real a nivel del cliente.

El medidor inteligente, también conocido como “Smart Meter”, es uno de los elementos principales que componente este sistema avanzado de medición, este ha presentado un gran desarrollo gracias al avance de la tecnología electrónica y de telecomunicación,

presentando una gran capacidad de registro de parámetros eléctricos, almacenamiento de datos y de comunicación bidireccional.

Básicamente existen 2 tipos de sistemas de medición inteligente, descritos a continuación.

1.3.1. Lectura Automática del Medidor (Automatic Meter Reading AMR)

Este sistema nace como una de las primeras propuestas implementadas con el objeto de automatizar la toma de lecturas del medidor del cliente, este sistema únicamente se basa en la telemedición constituyendo en la toma de lecturas de manera remota de los consumos de los servicios básicos de electricidad, agua y gas para el análisis de consumos en tiempo real y con fines de facturación [7]. La información que es almacenada en el medidor se envía a través del sistema de comunicación hacia la empresa de servicios para su posterior tratamiento y gestión.

Con los avances tecnológicos estos sistemas evolucionan y permiten realizar operaciones remotas, iniciando el tema de la telegestión, estas nuevas capacidades de los equipos permiten realizar ciertas acciones, entre las más utilizadas están la gestión de corte y reconexión del servicio, además se incrementó las características de registros y almacenamiento de datos.

1.3.2. Infraestructura de Medición Avanzada (Advanced Metering Infrastructure AMI)

Este sistema es la evolución del sistema AMR superando su alcance, el sistema AMI constituido por una infraestructura de comunicación bidireccional misma que permite el intercambio de información entre las empresas distribuidoras de servicios eléctricos y el medidor inteligente instalado. Al ser una evolución del sistema AMR, el sistema AMI tiene como función la toma remota de lecturas además de registrar información adicional como perfiles de carga y demás parámetros eléctricos, útiles para análisis de ingeniería.

En el documento publicado por la IEEE como Arquitectura del sistema AMI para la medición en tiempo real, define al sistema AMI como:

“La medición completa y sistema de colección que incluye medidor en el sitio del cliente; redes de comunicación entre el cliente y el proveedor de servicios, tales como

electricidad, agua o gas; recepción de datos y un sistema de gestión que facilite la información para el proveedor de servicios” [8].

Los alcances del sistema serán determinados de acuerdo a las necesidades que la distribuidora requiera, considerando las necesidades más urgentes por atender, pero hay que tener en cuenta la implementación de soluciones integrales para aprovechar todas las características de estos sistemas.

De forma general la tendencia a nivel mundial con respecto a las distribuidoras de energía eléctrica es la implementación de proyecto AMI, ofreciendo una mayor cantidad de beneficios comparados con las opciones de los sistemas AMR. Ha existido una evolución constante de los sistemas de medición y los sistemas AMI son uno de los complementos para poder llegar a implementar una red inteligente [9] entre todos los niveles que conforman las áreas energéticas.

1.3.3. Alcance de los Sistemas de Medición Avanzada

El alcance varía en función del sistema aplicado, existen 3 sistemas: Sistema Avanzado de Lectura (AMR), Infraestructura Avanzada de Medición (AMI) y Redes Inteligentes (SMART GRID).[10]

Sistema Avanzado de Lectura: comprende lo relacionado a la telemedición.

Infraestructura de medición avanzada: comprende lo relacionado al sistema avanzado de lectura junto con, gestión del contrato (potencia contratada), programación remota del contador, medidas de tensión del cliente, detección de incidencias del suministro, gestión de la demanda.

Redes inteligentes: comprende lo relacionado al sistema de lectura, lo correspondientes al sistema de medición avanzada, además, microrredes, integración de la generación distribuida, resolución automática de incidencias (auto – healing), optimización de la operación e integración de vehículos eléctricos.

Para cumplir los objetivos de la presente tesis se plantearán los análisis en base al Sistema de Medición Avanzada (AMI) siendo lo necesario para cubrir los requerimientos de la empresa distribuidora, además de ser la solución más aceptada a nivel industrial y comercial requiriendo una implementación masiva a nivel general por

los grandes beneficios en cuanto el monitoreo y control de los sistemas relacionados con los servicios y producción requerida siempre tendiendo a la eficiencia de los procesos.

1.3.4. Infraestructura del Sistemas de Medición Avanzada

La infraestructura del sistema de medición avanzada presenta tres partes principales, que componen los elementos del sistema de medición inteligente AMI [11], así se puede observar en la figura 3:

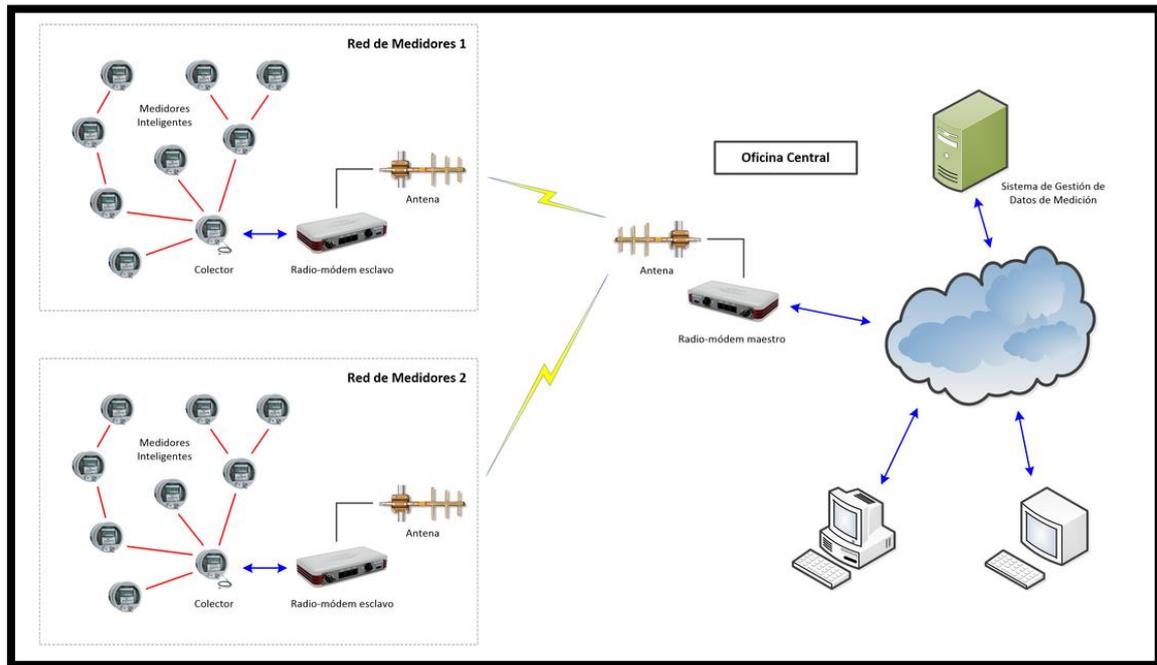


Fig. 3. Componentes del sistema AMI. Fuente [12]

Los componentes del sistema AMI, corresponden los componentes de campo, componentes de comunicaciones y los componentes back office.

1.3.4.1 Componentes de campo

Medidor inteligente: También conocido a nivel global como Smart meter y se define de acuerdo a las autoridades reguladores (FERC), como: “un equipo contador de energía que registra el consumo de energía eléctrica en intervalos definidos por el reglamento y comunica esta información al menos de forma diaria través de una red de comunicación a la empresa de servicios para propósitos de facturación y monitoreo. Este equipo permite una comunicación bidireccional”.



Fig. 4. Medidores AMI. Fuente [13]

En la figura 4 se puede apreciar algunos tipos de medidores, la función principal del medidor o contador de energía eléctrica es registrar lo más preciso posible los consumos energéticos de los usuarios de la red, normalmente estos datos son leídos por un trabajador que acude de forma presencial al sitio donde se encuentra instalado[14], esto corresponde a un sistema poco eficaz por lo que el desarrollo e implementación de la tecnología a nivel global es latente, además con el avance de la tecnología estos equipos permiten un mayor aprovechamiento disponiendo de mayores características de los equipos tradicionales.

El contador o medidor inteligente es un tipo de equipo que tiene como características principales, la medición, registro y almacenamiento de la información de energías, alarmas de eventos preprogramados y eventos relacionados a los parámetros eléctricos; toda esta información se recolecta, almacena y transmite muchas veces en tiempo real a concentradores y posterior a los centros de control de las distribuidoras, con el objetivo de realizar un análisis de ingeniería que permita ejecutar y gestionar los procesos de forma eficiente.

Los medidores inteligentes tienen muchas funcionalidades las cuales se dividen en dos categorías[15], las inherentes al medidor estas son las características propias de cada medidor y son garantizadas por el fabricante y las funcionalidades soportadas por el medidor siendo estas las encargadas de suministrar información a los agentes

involucrados para aprovechar los beneficios de esta tecnología como se detalla en la Tabla 2.

TABLA 2. FUNCIONALIDADES DE LOS MEDIDORES AMI. [15]

Soportadas	USU	Acceso del usuarios a la información del medidor.	Inherentes		
	LRM	Lectura remota del medidor.			
	TAR	Soportar esquemas de tarificación avanzada.		ALM	Almacenamiento de datos en el medidor.
	CDL	Conexión/Desconexión. Limitación remota de potencia.		COB	Comunicación bidireccional por diferentes medios.
	FRA	Prevención y detección de fraudes.		SEG	Soportar comunicaciones de datos seguras.
	GD	Soportar la importación y exportación de energía.		SIN	Sincronización de tiempos del medidor y el sistema de gestión.
	CAL	Proporcionar medidas de calidad de potencia.		A&C	Actualización y configuración remota del medidor.
	PRE	Soportar la implementación de modo prepago.			

En la figura 5, se aprecia varios modelos de medidores inteligentes.



Fig. 5. Modelos de medidores inteligentes. Fuente[16]

Estas características se encuentran en constante evolución y se constatan en el mercado ya nuevas generaciones de medidores inteligentes.

1.3.4.2 Componentes de comunicaciones

Los medidores inteligentes tienen como función transmitir los datos recolectados de una manera automática o través de una solicitud manual, esto se realiza generalmente por

medio de un concentrador o recolector de datos que por lo regular se instalan en las subestaciones o transformadores de distribución, la gran cantidad de datos provocan un aumento en las capacidades de estos equipos así como en sus redes de comunicación para garantizar un adecuado flujo de información para ser transmitida a los centros de control de las empresas proveedores de servicios.[15]

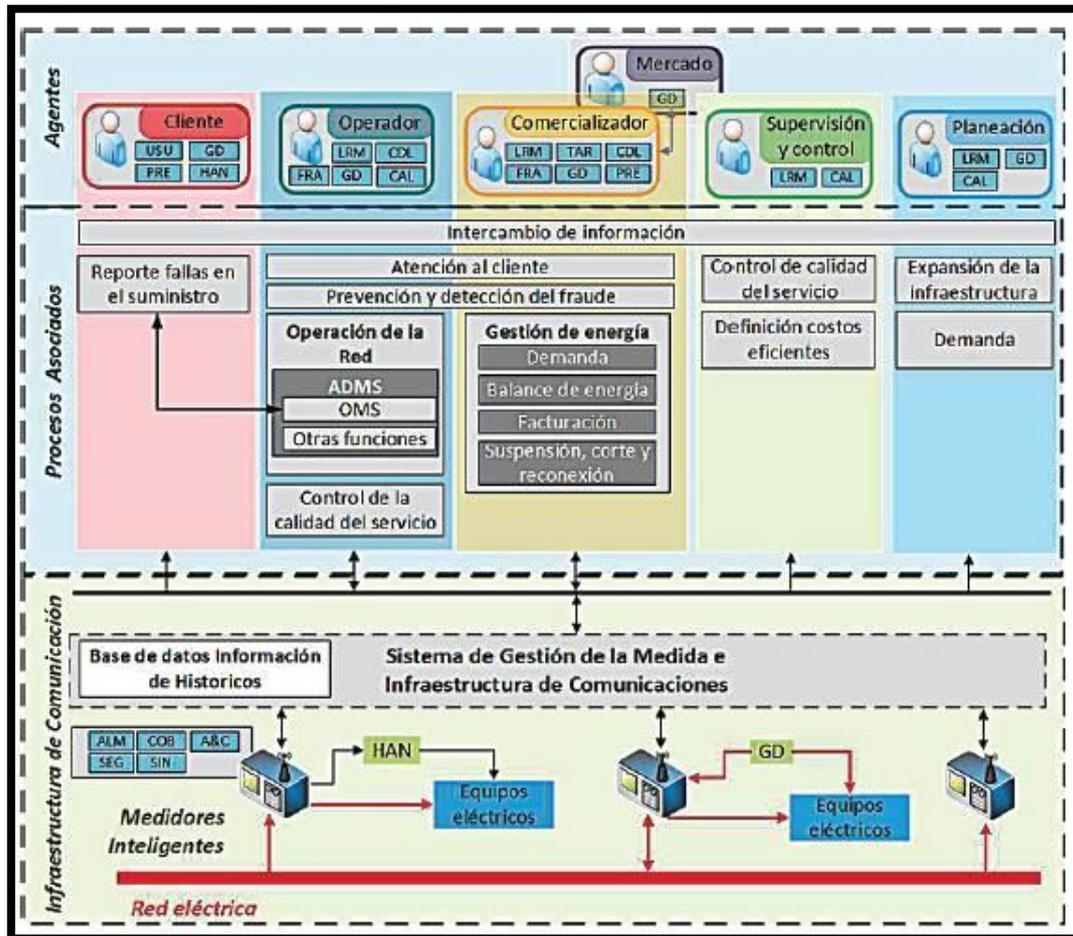


Fig. 6. Comunicaciones y Procesos en el Sistema AML.[15]

El almacenamiento de los datos se garantiza a través de la programación de los medidores, en intervalos de tiempo definidos por las normativas locales.

Las comunicaciones pueden fallar, esta puede programarse para reintentar de forma automática la reconexión, también se puede aprovechar las características de enrutamiento de datos de los eventos registrados permitiendo una eficaz acción ante eventualidades, configuración remota de los equipos y gestión de todos los parámetros de comunicación.

La puerta de enlace entre la red de comunicación y los equipos inteligentes se la puede observar en la figura 6, además de la ubicación estimada del concentrador de datos.

Los concentradores de datos poseen diferentes características en función del requerimiento y en base al fabricante, entre las características más comunes se tiene:

- Monitoreo constante del funcionamiento y estado de los equipos.
- Almacenamiento y transmisión de los datos recolectados por los medidores correspondiente a energía y parámetros eléctricos.
- La detección automática de los equipos al momento de instalar.
- Resistentes al clima con robustez certificada.
- Permite la actualización constante del firmware.
- Flexibilidad en la instalación en distintos puntos de la red de distribución.
- Comunicación bajo protocolos IP, de forma inalámbrica o por cable.
- Compresión de datos para reducir el ancho de banda requerido.
- Garantía de privacidad de datos mediante seguridad cifrada.
- Gestión de la demanda mediante programas de respuesta inmediata.

Red de comunicación:

Se entiende como red de comunicación, el medio que permite el intercambio de información entre el concentrador de datos y la empresa de servicios. Como una de las principales ventajas de los sistemas de medición inteligente (AMI) es el poder utilizar varios medios y tecnologías para la transmisión de datos incluyendo: redes inalámbricas, microondas, PLC, fibra óptica, entre las principales, destacando la flexibilidad que permite utilizar una combinación de estas comunicaciones implantando el sistema de comunicación híbrido [17]. Entre los sistemas más populares de comunicación en los sistemas de medición inteligente están los siguientes:

- **Red Inalámbrica:** Abarca los sistemas que aplican la tecnología que utiliza ondas electromagnéticas para enlazar nodos de comunicación, este sistema de comunicación desarrolla altas velocidad de transmisión de datos sin la necesidad de una conexión física, eso se traduce en una instalación sencilla de los equipos siendo esta la mayor ventaja de este sistema y exponiendo como desventaja los niveles de seguridad que pueden ser vulnerados.

También conocida como WLAN (Wireless Local Área Network) se desarrolla en la interconexión de equipos electrónicos de diferentes tipos, se puede crear una red entre estos para conectarlos al internet[18].

Esta tecnología permite la comunicación entre equipos de manera sencilla y flexible, como aplicación en sistemas con equipos que se encuentren agrupados.

Entre las características principales, tenemos:

- Se puede utilizar redes propias de usuarios o creadas de manera exclusiva.
- Fácil implementación.
- Mayores prestaciones a la red alámbrica.
- Menor velocidad que otras opciones.
- Menor seguridad.
- Alcance limitado

Redes malladas o mesh

Este tipo de comunicación conocida como red mallada o mesh [19], implica el instalar un punto de acceso WiFi tradicional en donde la zona de cobertura puede cubrir dependiendo de las antenas varias decenas de metros.

Una de las principales ventajas de este tipo de comunicación es que permite de manera sencilla la conexión sin necesidad de cableado.

Entre las principales características encontramos:

- Se requiere nodos consecutivos.
 - Interconexión entre nodos
 - Auto conexión y auto recuperación.
 - Instalación en sistemas agrupados.
- **Red PLC (Power Line Communications):** Este sistema permite la transmisión de señales de radio a través de la aplicación de tecnologías que emplean líneas eléctricas convencionales.

La línea eléctrica convencional se convierte en un medio de transmisión digital de alta velocidad permitiendo varias aplicaciones de internet de banda ancha.

La principal ventaja en la aplicación de la tecnología PLC se basa en que las redes eléctricas pertenecen a las empresas distribuidoras de energía cuya infraestructura se encontraría disponible y operativa, evitando costos iniciales

altos al implementar una nueva red de comunicación como se muestra en la Figura 7, la arquitectura de la comunicación PLC.

El inconveniente presente en esta tecnología es un ambiente difícil de comunicación presentando niveles de ruido excesivos, aunque con el desarrollo de la tecnología la comunicación ha mejorado.

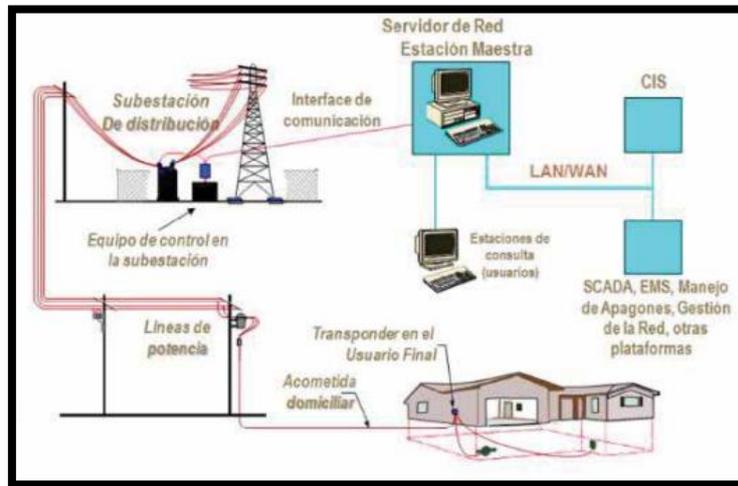


Fig. 7. Arquitectura de la comunicación PLC.[15]

- **Comunicaciones móviles del sistema global (GSM):** Sistema normalizado, alcance definido, tecnología digital, para uso principal en la telefonía móvil [20]. Fácil aplicación en la industria y comercio, permitiendo la transmisión de datos sobre todo en empresas que no disponen de su propia infraestructura de comunicación.

Como una de las extensiones de la red Global System Mobile (GSM), se presenta el sistema General Packet Radio Service más conocido por sus siglas GPRS, donde básicamente la transmisión de datos se realiza por medio de la técnica de conmutación de paquetes.

Se detalla las características principales de esta red:

- Permiten múltiples servicios en forma simultánea.
 - Fácil manejo, funcionamiento no depende de cables ni infraestructura física.
- **Comunicación por Fibra Óptica:** Esta comunicación se realiza a través de filamentos de vidrio o plástico por el que se transmiten señales luminosas, primero se convierten de eléctricas a luminosas y en el extremo opuesto de la

básicamente un software de gestión, con características que permiten realizar el monitoreo y control de la información [21] además de comandar acciones sobre los equipos de campo iniciando la automatización de todo el sistema comprendido entre la toma de lecturas y el control a distancia sobre la actividad de gestión de cartera correspondiendo a los cortes y reconexiones del servicio.

Aunque esta muy extendida la implementación de estos sistemas a nivel global, los sistemas de medición AMI, se ejecutan con eficiencia si trabajan conjuntamente con los software de gestión conocidos como MDM (Meter Data Management), estas aplicaciones dependen de los fabricantes y sus ofertas de soluciones y las características que las empresas interesadas en implementar estas soluciones.

1.4 Investigaciones y experiencias implementados de los sistemas AMI.

Existen algunas investigaciones a nivel nacional e internacional entre las que se destacan:

- Perú: Implementación del sistema de telemedición mediante la aplicación de tecnología two way automatic communication system en el sistema eléctrico Combapata de Electro Sur Este S.A.A. [22].
- Ecuador: Sistema de comunicación por fibra óptica y enlace inalámbrico para la Corporación Nacional de Electricidad Cnel. Regional Santo Domingo.[23]
- Ecuador: Implementación de una red mesh con fibra óptica y su software para integrar las tres tecnologías AMI existentes en el Cnel. Ep unidad de negocios Guayaquil.[24]

Existen varios casos de experiencias de implementación de sistemas AMI, entre ellos:

- Programa Linky: Ubicado en Francia con una implementación esperada de 35 millones de medidores inteligentes.[25]
- Proyecto Star: Ubicado en España tiene por objeto la instalación de 10 millones de medidores inteligentes e implementar un sistema de gestión y automatización de la red eléctrica.[26]
- Proyecto ElectroPaulo Digital: Ubicado en Brasil con la meta de instalar 62 medidores inteligentes.[27]

1.5 Análisis económico

La economía de una empresa o compañía tiene la consideración primordial a nivel de toma de decisiones de alto impacto, los proyectos considerados para algún tipo de implementación deben ser capaces de generar rendimientos, es decir únicamente se consideran proyectos que su implementación genere un valor redituable para la empresa o para los inversores.

Para este caso de estudio es necesario considerar, los proyectos realizados para el sistema público tienen como objetivo fundamental brindar un servicio a los ciudadanos. El éxito en cuanto la implementación se mide en el grado de satisfacción que genera entre la comunidad, aun así, siempre requiere una evaluación económica sobre todo para determinar si la sostenibilidad en función del tiempo.[28]

La evaluación de proyectos de inversión se puede realizar aplicando varios métodos financieros, los cuales han presentado varias modificaciones y tipo con el tiempo. El grado de la inversión que requiere un proyecto sobre todo en la fase de implementación, hace necesario determinar la rentabilidad esperada, los métodos básicos y fundamentales para la evaluación se presentan a continuación:

1.5.1 Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto se define como “el valor que resulta de la diferencia entre el valor presente de los futuros ingresos netos esperados (son descontados a una tasa k que representa el costo de oportunidad del capital) y el desembolso inicial de la inversión”.

La ecuación para calcular el VAN se muestra a continuación:

$$VAN = -FF_0 + \frac{FF_1}{(1+k)} + \frac{FF_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{FF_n}{(1+k)^n} \quad (12)$$

Donde:

VAN: Valor actual neto.

FF : Desembolso de dinero.

k : Tasa de interés.

N : Número de períodos

Considerando que, dentro de la formula del valor presente neto, se presenta el termino FF_j , que representa los flujos de efectivo de cada mes por año (se consideran todos los valores positivos, es decir, los ingresos).

La interpretación del resultado del valor presente neto para determinar si un proyecto es rentable, se lo realiza a través de las siguientes condiciones:

- $VAN > 0$: El proyecto genera beneficios, se acepta.
- $VAN = 0$: El proyecto no generará beneficios ni pérdidas, es indiferente.
- $VAN < 0$: El proyecto generará pérdidas, debe ser rechazado.

Estas condiciones especifican la forma de interpretar el valor actual neto, si es positivo, indica que el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará ganancias; cuando es negativo, indica rechazo del proyecto ya que el mismo generará pérdidas monetarias y cuando el VAN es igual a cero, el proyecto no generará ni ganancias ni pérdidas, esto implica realizar una evolución de los beneficios del proyecto considerando valores agregados por la implementación del proyecto propuesto.

1.5.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se define la tasa interna de retorno como “ la tasa que descuenta el valor de los futuros ingresos netos esperados igualándolos con el desembolso inicial de la inversión”, tratado desde el punto de vista matemático la Tasa Interna de Retorno es aquella que equilibra la ecuación del Valor Actual Neto a cero, esto significa que el valor presente del flujo de efectivo futuro se iguala al gasto inicial de la inversión.

La tasa interna de retorno se calcula mediante la siguiente formula:

$$-FF_0 + \frac{FF_1}{(1 + TIR)} + \frac{FF_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{FF_n}{(1 + TIR)^n}$$

De forma reducida, la ecuación del TIR se puede expresar:

$$FF_0 = \sum_{j=1}^n \frac{FF_j}{(1 + TIR)^j}$$

Donde:

TIR Tasa interna de retorno.

FF: Desembolso de dinero.

n: Número de periodos.

La Tasa Interna de Retorno, se mide en términos relativos y no en términos absolutos, esto por ser una medida de rentabilidad periódica de la inversión y en las ecuaciones aún quedan los criterios en temas de aclarar el verdadero significado económico, la Tasa Interna de Retorno, es el “porcentaje de rentabilidad que se obtiene por cada moneda invertida en el proyecto.

A esta tasa se la denomina como “interna” ya que es implícita del proyecto propuesto y se la valora como la incógnita a resolver. La Tasa Interna de Retorno se compara con la tasa de interés k representando el costo de oportunidad del capital, al final la respuesta representa si el proyecto es realizable o no, las condiciones para analizar la TIR son las siguientes:

- $TIR > k$: Se acepta el proyecto.
- $TIR = k$: Requiere análisis adicional.
- $TIR < k$: Se rechaza el proyecto.

Precaución al momento de ingresar los datos en las dos fórmulas, normalmente existe confusión entre la TIR con la tasa de interés k con la cual se calcula el VAN y representa el costo de oportunidad del capital, en las condiciones para análisis se detalla en base a los resultados obtenidos el método para evaluar a través de la TIR, si el valor es mayor a k , se acepta el proyecto; si el resultados es menor a k , se rechaza el proyecto; si es igual a k , se requiere un análisis adicional para determinar si el proyecto tiene beneficios de mejora colectiva.

1.5.3 Período de recuperación de capital (PRC).

Es uno de los criterios para el análisis económico de proyectos de inversión, de fácil aplicación que mide la liquidez como el riesgo relativo, determinando el tiempo que una empresa requiere para que la inversión retorne el capital invertido. Este índice se estima a partir de las flujos de entrada de capital.[29]

Existen dos criterios de decisión, primero si el periodo de recuperación es menor que el periodo de recuperación máximo definido por el inversor, se acepta el proyecto, segundo si el periodo de recuperación es mayor que el periodo de recuperación máximo definido por el inversor, el proyecto se rechaza, esto se aplica a través de la siguiente formula:

$$I_0 = \sum_{t=1}^N FC_t$$

Donde:

N Período de capital.

Como desventajas generales a este método es el ignorar los flujos de efectivo que se registran por sobre el periodo de recuperación e ignorar el efecto del tiempo sobre el dinero invertido al no aplicar una tasa de descuento, estos inconvenientes pueden lograr que se tomen decisiones equivocadas sobre las inversiones a realizarse.

1.5.4 Rentabilidad Contable Media (RCM).

Rentabilidad contable media o tasa promedio de rentabilidad, consiste en una de las técnicas de evaluación de proyectos de inversión que toma como referencia las utilidades generadas por un proyecto y compararlas directamente con la inversión de inicio [30]. Para realizar la valoración de este índice se basa en la relación entre la utilidad contable promedio y el valor contable promedio de la inversión como se muestra en la formula:

$$RCM = \frac{\textit{Beneficio Anual Medio}}{\textit{Valor contable medio de la inversión}}$$

Este método presenta como desventajas el no considerar el valor del dinero en el tiempo ya que usa promedios además el hecho de no basarse en el flujo de caja y dejando a criterio del evaluador la rentabilidad por lo que se lo tomaría como un índice complementario para la toma de decisiones.

1.5.5 Índice de Rentabilidad (IR).

El índice de rentabilidad es una técnica de análisis de inversiones que mide el valor actual de los ingresos generados, por cada unidad monetaria que ha sido invertido en el

proyecto, este índice determina como proyectos viables aquellos que resulten un valor superior a la unidad, lo que indica que los ingresos generados son superiores a los costos resultantes lo que implica elegir las opciones que tengan un índice de rentabilidad elevado [31].

La fórmula para determinar el índice de rentabilidad vincula el flujo de ingresos al futuro ya descontando la inversión inicial requerida, para esto se saca la relación del valor actual neto para la inversión inicial, como se muestra en la siguiente fórmula:

$$IR = \frac{VAN}{Inversión\ Inicial}$$

Este método tiene como ventaja el permitir visualizar el rendimiento esperado del proyecto, tomando en cuenta los ingresos de flujos de fondos y en un solo momento del tiempo, además de ser muy útil al comparar entre dos o más proyectos.

1.5.6 Costo Beneficio (C/B).

La relación del costo beneficio demuestra si existe utilidad aplicando el criterio del valor actual neto tomando en consideración la pérdida en el tiempo del valor monetario, obtenido el valor actualizado tanto de los costos como de los flujos de utilidad esperada [32], esto se cuantifica en base a la siguiente formula:

$$B/C = \frac{Valor\ actualizado\ de\ beneficios}{Valor\ actualizado\ de\ costos}$$

Con el resultado de este índice en proyectos de inversión social son normalmente aceptado cuando el valor es superior a la unidad, mientras que las inversiones empresariales se evaluarán en proporción de la magnitud esperada de utilidades generadas.

1.1 Conclusiones del capítulo I:

- Con el desarrollo del capítulo I, se ha logrado obtener un ordenamiento lógico y secuencial de la teoría relacionada a la infraestructura de la medición inteligente constituida por elementos de software y hardware que permiten ampliar la visión de los procesos de distribución y comercialización de la energía eléctrica convirtiéndolos en sistemas con un mayor nivel de eficiencia.
- Como parte del desarrollo de este capítulo se han identificado los diferentes elementos que componen esta infraestructura de medición avanzada: los elementos de campo, el sistema de comunicación y los componentes de control, existiendo varias alternativas para seleccionar dependiendo de la aplicación, en el siguiente capítulo se determinará la opción adecuada dependiendo de diferentes criterios.
- Se han revisado los conceptos básicos de los diferentes indicadores de evaluación económica de los proyectos de inversión, considerando que varios de estos se complementan, además de considerar como ventaja el tener la mayor cantidad de información como lo es cuantificar varios indicadores económicos que desarrollen un mejor criterio para la toma de decisiones.

CAPITULO II
SISTEMA AVANZADO DE MEDICIÓN (AMI) PARA LA EMPRESA
ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.

2.1. Antecedentes

La Empresa Eléctrica Riobamba S.A. es una empresa que brinda el servicio público de energía eléctrica, constituyendo en parte con los ciclos de la energía entre generación, transmisión, distribución y comercialización, siendo su ingreso principal las dos últimas partes conformadas por la distribución y comercialización de la energía eléctrica. Su área de concesión corresponde a la provincia de Chimborazo y sus diez cantones como detalla la tabla 3, abarcando gran parte de la zona centro del país y conjuntamente llegando a las zonas de la costa limitando con la provincia del Guayas, razón por la cual es la novena provincia más poblada del país.

TABLA 3. INTEGRACIÓN DE CAPITAL EERSA 2018.

ACCIONISTAS	CAPITAL SUSCRITO (USD)	ACCIONES (USD)	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN (%)
Ministerio de Electricidad y Recursos Naturales No Renovables.	9.973.396,00	9.973.396,00	44.18
Gobierno Autónomo Descentralizado del Cantón Riobamba	2.536.329	2.536.329	11.23
Consejo Provincial de Chimborazo	5.142.061,00	5.142.061,00	22.78
Gobierno Autónomo Descentralizado del Cantón Guano	869.296,00	869.296,00	3.85
Gobierno Autónomo Descentralizado del Cantón Colta	500.341,00	500.341,00	2.22
Gobierno Autónomo Descentralizado del Cantón Guamote	1.176.050,00	1.176.050,00	5.21
Gobierno Autónomo Descentralizado del Cantón Alausí	670.530,00	670.530,00	2.97
Gobierno Autónomo Descentralizado del Cantón Chunchi	483.677,00	483.677,00	2.14
Gobierno Autónomo Descentralizado del Cantón Penipe	493.592,00	493.592,00	2.19
Gobierno Autónomo Descentralizado del Cantón Pallatanga	439.417,00	439.417,00	1.95
Gobierno Autónomo Descentralizado del Cantón Chambo	291.224,00	291.224,00	1.29
Suman:	22.575.913,00	22.575.913,00	100 %

La cantidad de usuarios registrados a finales del 2021 fue sobre los 184,000 usuarios, la gestión emprendida por las administraciones de la EERSA muestra indicadores por encima de la media nacional, reflejándose en solvencia e indicando la eficiencia en el trabajo institucional.

2.2. Descripción de la situación actual de los procesos de la Dirección de Comercialización de la EERSA.

Para tener una visión global sobre los procesos que se ejecutan en la actualidad en la Dirección de Comercialización de la EERSA, es necesario conocer las distintas tareas que cada departamento ejecuta, para tratar de identificar posibles mejoras. En la Figura 9, se detalla la estructura orgánica de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

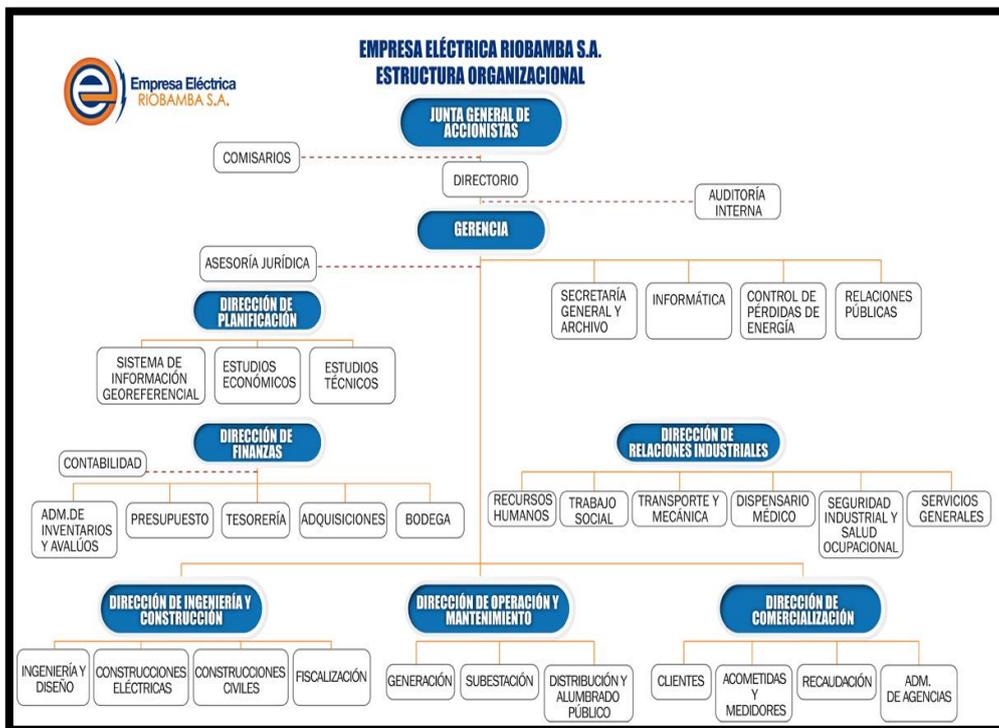


Fig. 9. Estructura orgánica de la EERSA 2021. Fuente [33]

La Dirección de Comercialización de la EERSA en la actualidad oficialmente se compone de cinco departamentos, todos con actividades definidas para desempeñar de manera efectiva los procesos de comercialización del servicio público de energía eléctrica como se muestra en la figura 10.



Fig. 10. Proceso de Comercialización. Fuente[34].

A continuación, se describen las principales actividades de los cinco departamentos que componen la Dirección de Comercialización [33]:

1. Departamento de Atención al Cliente: Se encarga de la recepción y procesamiento de las solicitudes de servicios de los clientes (nuevos servicios, cambios de medidor, reubicaciones, reclamos) y cualquier tipo de servicio solicitado por los usuarios.

- a. Área de Lecturas y Facturación: Es el área encargada de gestionar el proceso de toma de lecturas de los medidores o contadores de energía, mismos que se encuentran organizados bajo un sistema de porciones y rutas. Para realizar este proceso de toma de lecturas, la EERSA cuenta con personal propio para el registro de los grandes clientes y personal contratista para lo correspondiente a los usuarios considerados como masivos, la metodología implantada para la toma de lecturas es realizar los registros de manera manual, a través de inspecciones en sitio una vez al mes.

El proceso de lecturas consta de las siguientes actividades:

- Definir las porciones y rutas de lecturas.
- Enviar los catastros de lecturas a los contratistas y al personal propio.
- Validar los datos recibidos.

El proceso de facturación consta de las siguientes actividades:

- Editar de las rutas para ajustar las emisiones.
- Verificar los rubros de acuerdo al pliego tarifario.

- Comprobar los rubros de facturación.
- Validar talleres de facturación.
- Generar de facturas de consumo y rubros energéticos.
- Refacturar por corrección o solicitud externa.
- Reportar datos estadísticos.

2. Departamento de Acometidas y Medidores: Este departamento tiene como responsabilidad la coordinación del personal operativo para cubrir las solicitudes ingresadas en el Departamento de Clientes, atendiendo de forma principal lo correspondiente a los nuevos servicios y reclamos técnicos como cortes de servicio por diferentes causas, también realizan la gestión de adquisición de medidores o contadores de energía eléctrica de acuerdo a las tendencias e históricos de demanda de servicio.

3. Departamento de Recaudación: Se encarga de la gestión de recaudación de toda la empresa, considerando las recaudaciones que se realizan internamente en cualquiera de los puntos de pago y también los pagos realizados externamente a través de las financieras nacionales.

Actualmente también se encarga de lo correspondiente a la Gestión de Cartera de la zona urbana en el cantón Riobamba siendo la más extensa debido al gran número de clientes, esta actividad se basa en los cortes y reconexiones del servicio de energía eléctrica, esta se realiza físicamente donde el personal operativo tiene que trasladarse a realizar la notificación para el posterior corte del servicio.

4. Departamento de Agencias: Encargado de administrar las agencia de la empresa, diez en total, para la gestión de cualquier necesidad no contemplada, además también se encarga de la Gestión de Cartera de las zonas rurales de la misma manera que los realiza el Departamento de Recaudación, basando esta actividad en los cortes y reconexiones del servicio de energía eléctrica, a través de realizar físicamente con el personal operativo traslados para realizar la notificación y posterior corte del servicio.

5. Departamento de Pérdidas de Energía: Enfocado directamente al control de perdidas no técnicas de energía, gestiona inspecciones a los sistemas de medición para garantizar que los equipos registren bajos de acuerdo con la precisión reglamentaria, este procedimiento se conoce como calibración de los

equipo de medida, utilizando los valores obtenidos bajo prueba para determinar porcentajes de refacturaciones, reliquidaciones por el consumo de energía consumida y no registrada debido a intervenciones voluntarias y no voluntarias a los sistemas de medida.

2.3. Descripción general del Proyecto AMI

Los usuarios considerados como Grandes Clientes, siendo aquellos que tiene tarifa general con demanda, donde se incluyen clientes industriales, comerciales, artesanales etc., se encuentran distribuidos a través de la provincia de Chimborazo, siendo alrededor del 80 % instalaciones con redes antiguas, donde se ubica el transformador de distribución lo más cerca posible de la carga y junto al transformador instalados los sistemas de medición, en algunos casos los sistemas de medida quedan en la parte interna de los predios de los clientes.

La implementación del sistema avanzado de medición (AMI), tiene como otra de sus fortalezas la transmisión en tiempo real de los parámetros eléctricos en puntos de frontera, la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. requiere implantar un sistema de medición que permita intercambiar información entre los usuarios internos y externos, además de tener la capacidad de obtener parámetros eléctricos y técnicos en línea y permitir en un futuro fusionar con otros sistemas, integrando en un sistema de Red Inteligente.

2.4. Descripción del Proyecto AMI aplicado a la EERSA.

Como punto de partida la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. requiere contar con un sistema AMI con características de Telemedición y con opción de telegestión, comprendiendo el ejecutar las actividades de lecturas automáticas y cortes y reconexiones a distancia a nivel local a los usuarios.

La infraestructura por instalarse debe permitir una fácil operación e integración entre los sistemas empresariales de la EERSA además considerando futuros requerimientos de una empresa de servicios es necesario considerar como requisitos las siguientes capacidades:

- Gestión automatizada de la información generada por los medidores de energía en tiempo real o muy aproximado a este.

- Comunicación bidireccional integrada y enfocada a atender las necesidades de la empresa y de los usuarios externos.
- Opciones activas para gestión de la información generada para implementación futura de plataformas MDM, mismas que permitirán desarrollar aplicaciones para servicios.
- Disponer de funciones definidas para la compatibilidad tecnológica que permitan mantener el sistema AMI en el tiempo.

La aplicación a nivel institucional de tecnología de aplicaciones para el intercambio de datos e información, se disponen a razón de actualización de los sistemas que se encuentran conformados brindando una mayor capacidad de resolución de conflictos tanto internos como externos. La integración de estos sistemas se conformaría de acuerdo al siguiente esquema mostrado en la Figura 11.

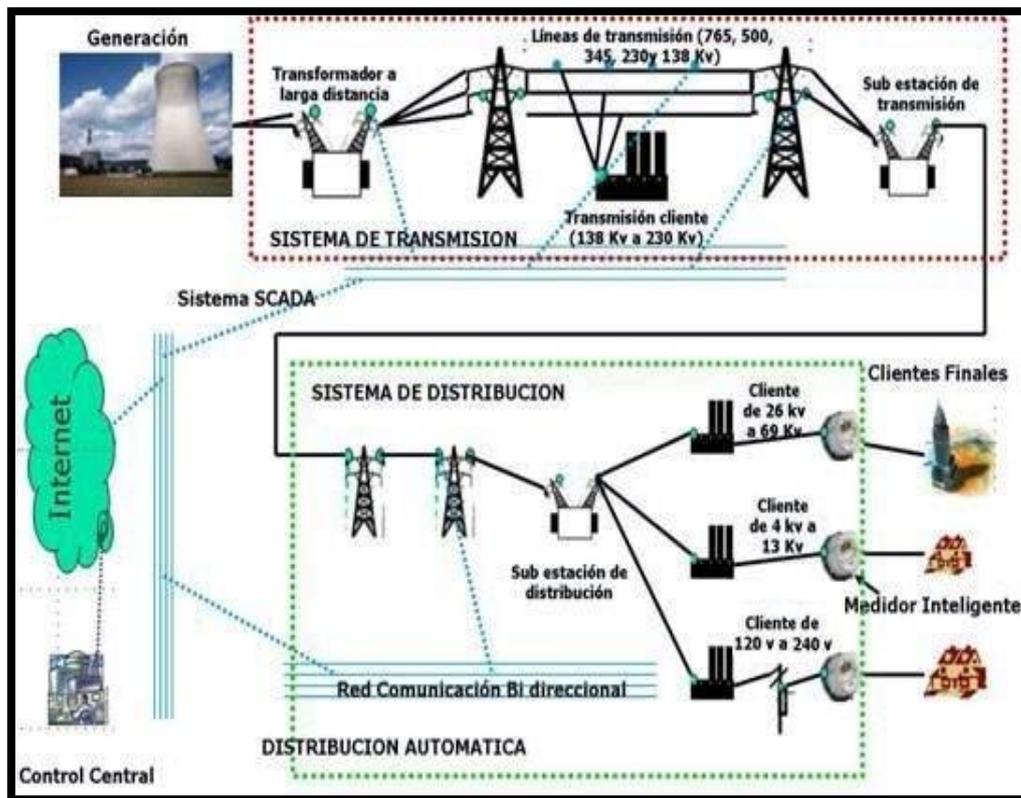


Fig. 11. Integración de los Sistemas Empresariales. Fuente[35]

2.5. Determinación de usuarios.

De acuerdo a los datos del sistema comercial SAP de la EERSA, para abril 2022 , la cantidad de clientes de acuerdo a lo catalogado en el pliego tarifario vigente, lo detallado en la tabla 4.

TABLA 4. CANTIDAD DE CLIENTES POR TARIFA.

Categoría	Tarifa más descripción	Clientes
Comercial	BTCGCD01 (BT / Comercial con Demanda)	457
Comercial	BTCGCD31 (BT / Comercial con Demanda Horaria)	69
Comercial	BTCGSD01 (BT / Comercial)	18164
Comercial	MTCGCD01 (MT / Comercial con Demanda)	4
Comercial	MTCGCD02 (MT / Comercial con Demanda Horaria)	6
Industrial	ATCGCD07 (AT / Industrial con Demanda Horaria Diferenciada)	1
Industrial	ATPDIS01 (AT / Peajes de Distribución)	2
Industrial	BTCGCD02 (BT / Industrial con Demanda)	135
Industrial	BTCGCD30 (BT / Industrial con Demanda Horaria)	51
Industrial	BTCGSD02 (BT / Industrial Artesanal)	483
Industrial	MTCGCD32 (MT / Industrial con Demanda Horaria Diferenciada)	8
Otros	ATCGCD10 (AT / Entidades Oficiales con Demanda Horaria)	1
Otros	BTCGCD03 (BT / Asistencia Social con Demanda)	16
Otros	BTCGCD04 (BT / Autoconsumos con Demanda)	5
Otros	BTCGCD05 (BT / Beneficio Público con Demanda)	46
Otros	BTCGCD06 (BT / Bombeo de Agua con Demanda)	22
Otros	BTCGCD07 (BT / Entidades Oficiales con Demanda)	75
Otros	BTCGCD08 (BT / Escenarios Deportivos con Demanda)	6
Otros	BTCGCD11 (Servicio Comunitario con Demanda)	6
Otros	BTCGCD20 (BT / Beneficio Público con Demanda Horaria)	6
Otros	BTCGCD21 (BT / Bombeo de Agua Comunidades Campesinas)	233
Otros	BTCGCD32 (BT / Culto Religioso con Demanda)	1
Otros	BTCGCD34 (BT / Bombeo de Agua con Demanda Horaria)	1
Otros	BTCGCD35 (BT / Entidades Oficiales con Demanda Horaria)	20
Otros	BTCGCD36 (Escenarios Deportivos con Demanda Horaria)	1
Otros	BTCGCD40 (BT / Bombeo de Agua para Servicio Público de Agua con Demanda Horaria)	12
Otros	BTCGSD03 (BT / Asistencia Social)	253
Otros	BTCGSD04 (BT / Beneficio Público)	970
Otros	BTCGSD05 (BT / Entidades Oficiales)	389
Otros	BTCGSD09 (BT / Culto Religioso)	1029
Otros	BTCGSD11 (Servicio Comunitario)	13
Otros	BTCGSD12 (BT / Escenarios Deportivos)	22
Otros	BTCGSD13 (Bombeo de Agua)	2
Otros	MTCGCD07 (MT / Asistencia Social con Demanda)	1
Otros	MTCGCD08 (MT / Asistencia Social con Demanda Horaria)	3
Otros	MTCGCD10 (MT / Beneficio Público con Demanda Horaria)	3
Otros	MTCGCD11 (MT / Bombeo de Agua con Demanda)	1
Otros	MTCGCD14 (MT / Entidades Oficiales Con Demanda Horaria)	6
Otros	MTCGCD39 (MT / Bombeo de Agua para Servicio Público de Agua con Demanda Horaria)	1
Otros	NDCGCD01 (BT / Asistencia Social con Demanda Horaria)	5
Residencial	BTCRSD01 (BT / Residencial)	155303
Residencial	BTCRSD02 (BT / Residencial Temporal)	29
Residencial	BTCRSD03 (BT / Residencial para el Programa PEC)	7909
	Total, de clientes.	185770

Para el periodo de abril del 2022 se registran 185770 clientes, subdivididos en la distintas tarifas del sector eléctrico especificadas en el pliego tarifario.

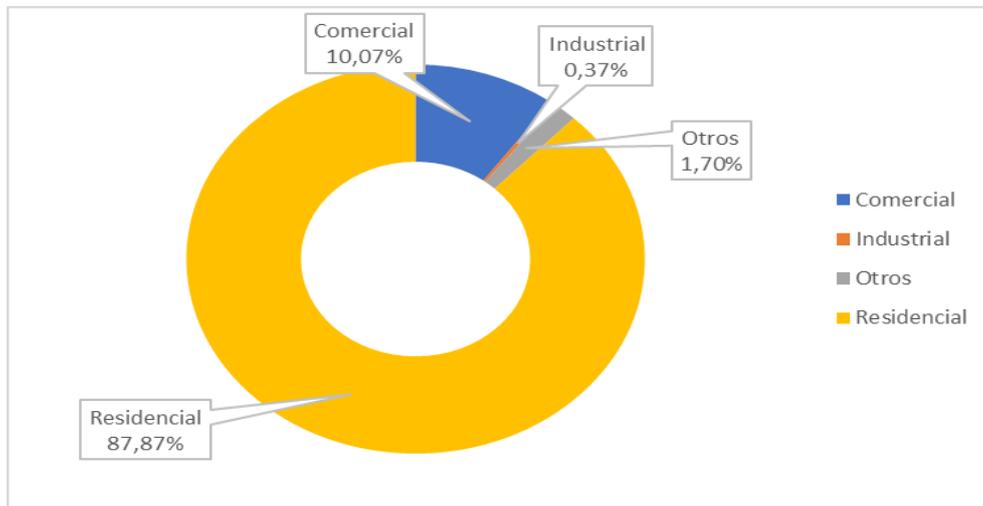


Fig. 12. Porcentaje de usuarios por tarifa. [36]

Como se aprecia en la figura 12, la mayor cantidad de usuarios se refleja en la tarifa residencial con un 87,87 % del total de usuarios, seguido por la tarifa comercial con un 10,07 %, posterior la tarifa industrial y otros con un 0,37% y 1,70% respectivamente.

Se analiza la facturación de estos clientes por el nivel de tarifa y se obtiene la figura 13, donde se puede apreciar que las tarifas industrial, comercial y los que constan como otros, representan el 73% de la recaudación total de la empresa.

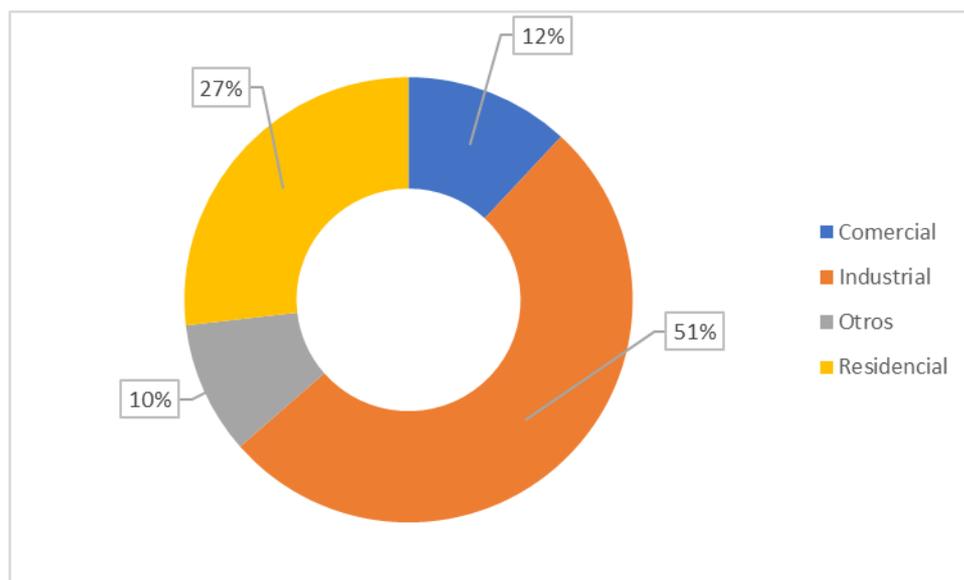


Fig. 13. Porcentaje de facturación por tarifa.

De los datos en análisis, aunque se muestra como el mayor grupo numérico a los clientes catalogados dentro de la tarifa residencial, el mayor consumo se refleja los que están dentro de la categoría de tarifas generales como la industrial, comercial y los que corresponden a la tarifa “otros”, donde se incluyen las entidades oficiales, servicios públicos entre otros.

La cantidad de clientes que están dentro de estas tarifas generales que representan el 12,13%, son 22533 clientes, por lo tanto, se identifica la necesidad de filtrar el listado de clientes agrupando de manera general por tarifa considerando el número de clientes con el consumo energético.

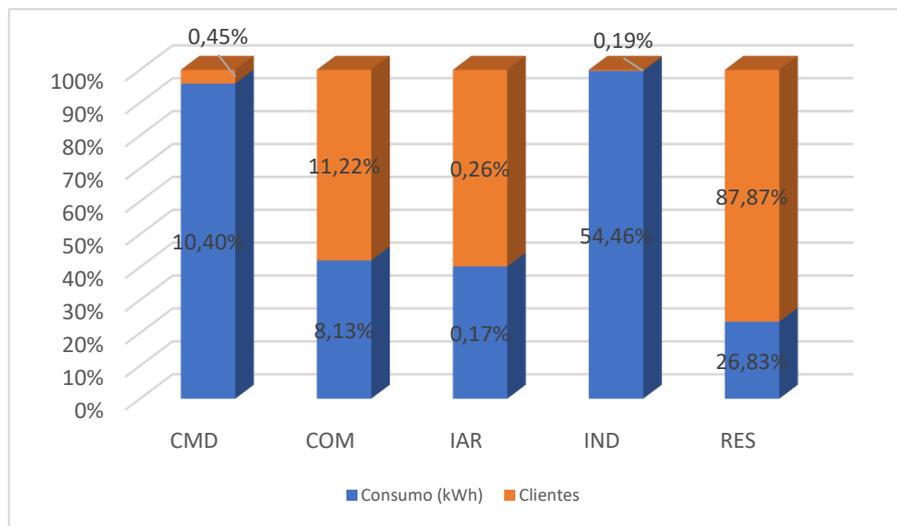


Fig. 14. Comparación de usuarios y consumos (kWh) por tarifa.

Como se puede apreciar en la Figura 14, los mayores consumos se tienen en las tarifas comercial e industrial con demanda, este consumo representa el 64,86% del consumo total y en cantidad de usuarios representan el 0,65% del total de usuarios en la EERSA.

Por lo tanto, considerando a manera de eficiencia con respecto a la menor cantidad de usuario a intervenir contra la mayor cantidad de energía consumida, el presente estudio está basado en clientes regulados de categoría general con demanda resultando la cantidad de 1385 usuarios.

A continuación, se determina la cantidad de usuarios detallados por cantón en la tabla 5.

TABLA 5. CANTIDAD DE CLIENTES POR CANTÓN.

CANTÓN	CANTIDAD DE CLIENTES
ALAUÍS	40
CHAMBO	20
CHUNCHI	18
COLTA	64
CORONEL MARCELINO MARIDUEÑA	8
CUMANDÁ	22
GUAMOTE	47
GUANO	120
PALLATANGA	24
PENIPE	19
RIOBAMBA	1003
Total general	1385

El detalle de datos correspondientes al número total de usuarios por cantón que poseen la tarifa general con demanda, se representa una distribución entre los 10 cantones que pertenecen a la provincia de Chimborazo, considerando que los usuarios que constan en Marcelino Maridueña utilizan redes del área del cantón Cumandá, de mejor manera se puede apreciar en la Figura 15 la distribución de usuarios.

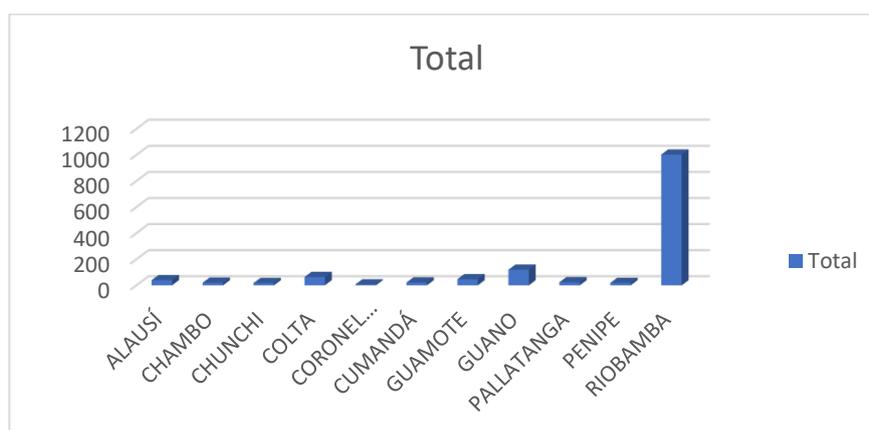


Fig. 15. Distribución de usuarios por cantón de la provincia de Chimborazo. Fuente Propio.

De la figura 15 se determina que la mayor cantidad de usuarios pertenecen al cantón Riobamba, representando el 71% del total de usuario con tarifa general con demanda.

Para tener una visión general se constatan los valores facturados por cantón en la Tabla 6 y poder determinar en donde se genera los valores más altos de consumo de energía eléctrica.

TABLA 6. VALORES FACTURADOS POR CANTÓN DE LA PROVINCIA DE CHIMBORAZO.

Cantón	Valores de Recaudación
ALAUÍS	9160,76
CHAMBO	7437,01
CHUNCHI	2239,74
COLTA	31001,45
CORONEL MARCELINO MARIDUEÑA	6461,24
CUMANDÁ	19549,62
GUAMOTE	5745,5
GUANO	47951,27
PALLATANGA	3996,87
PENIPE	1829,87
RIOBAMBA	1074574,11
Total general	1209947,44

De lo detallado se puede determinar que los valores más altos de facturación tienen relación con la cantidad de usuarios, considerando que la mayor cantidad de usuarios se encuentran en el cantón Riobamba y de la misma manera el mayor valor de facturación como se puede apreciar en la Figura 16.

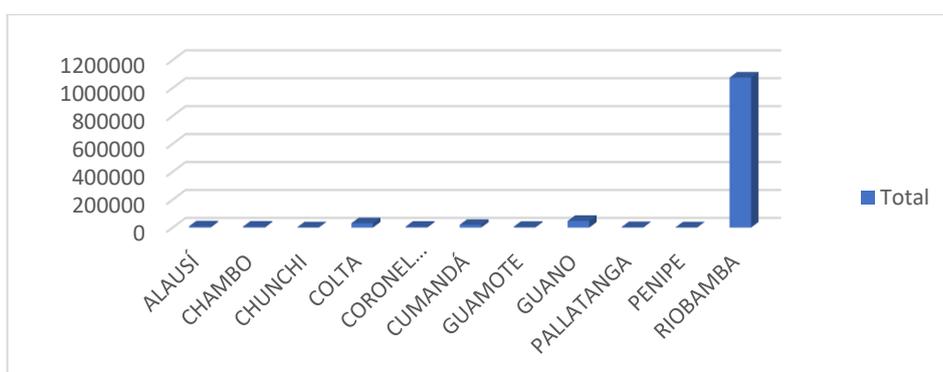


Fig. 16. Facturación por cantón de la provincia de Chimborazo. Fuente Propia.

De los datos generados se puede identificar que, del total de la recaudación mensual de la empresa, el 88,81 % corresponde a la recaudación del cantón Riobamba.

2.6. Ubicación del proyecto AMI para la EERSA

De acuerdo a la cantidad de usuarios que componen la cartera de Grandes Clientes, quienes tienen la tarifa general con demanda, se ha identificado a través del software GIS, que los clientes están dispersos por toda el área de concesión (Figura 17) de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

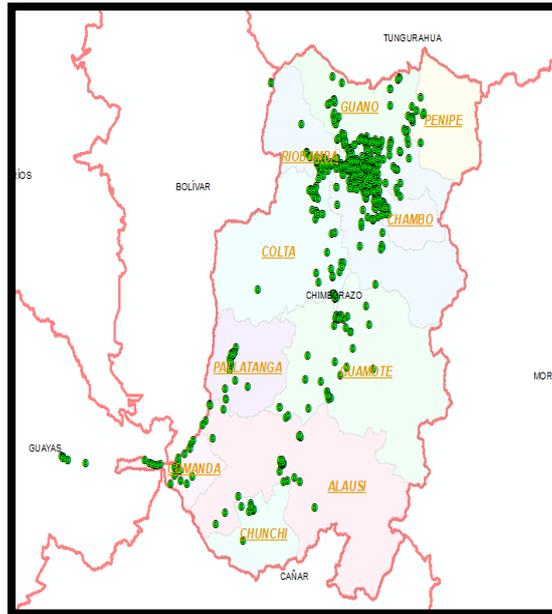


Fig. 17. Área de concesión de la EERSA.

Esta distribución implicará como necesidad la instalación de los medidores de energía inteligentes en los 10 cantones que componen la provincia de Chimborazo a continuación en la Figura 18, se presenta el porcentaje del total de equipos requeridos por cantón.

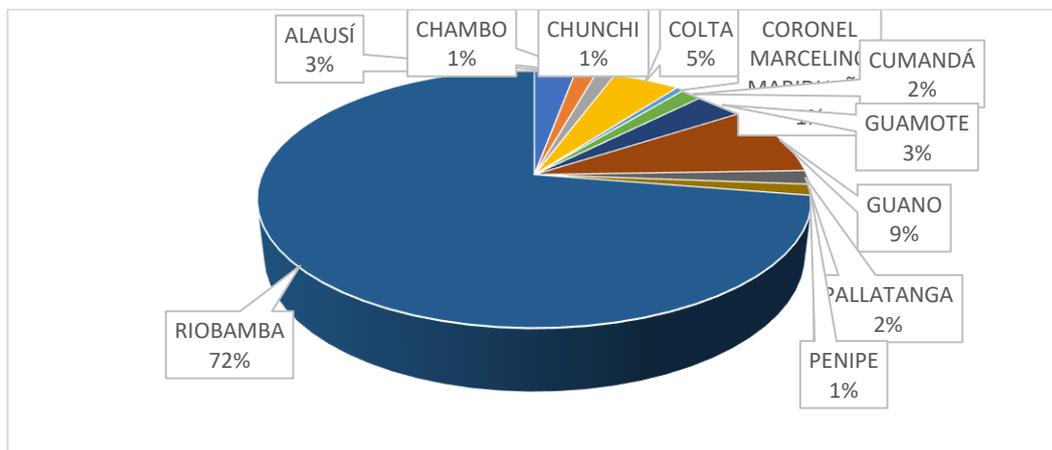


Fig. 18. Porcentaje de equipos a instalar por cantón. Fuente Propia.

El área de cobertura determinado en base a los requerimientos de la empresa corresponde al total de los 10 cantones de la provincia de Chimborazo, varias de estas instalaciones se encuentran en las zonas urbanas y también en las zonas rurales de los distintos cantones, además de también resulta el inconveniente de que los sistemas de medición se encuentran en los predios particulares de los clientes.

2.7. Arquitectura del sistema AMI

Los factores que intervienen para definir la arquitectura de los sistemas basados en tecnología AMI están directamente relacionados con variables dependientes del alcance y la visión a futuro propuesta para este proyecto de implementación por parte de la empresa distribuidora.

A continuación, se detallan los componentes básicos para entender la arquitectura AMI que requiere la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

- Medidores inteligentes.
- Sistema de comunicaciones.
- Centro de Control.

2.7.1 Medidores inteligentes.

Para instalar los medidores inteligentes se requiere definir las características necesarias para cubrir los objetivos del sistema de medición AMI junto con todos los servicios que se pretenda ofertar. La cantidad requerida es de 1385 medidores inteligentes, siendo el total de Grandes Clientes, considerados aquellos que al momento tienen una tarifa general con demanda y se distribuyen por tipo de medidor como se muestra en la Tabla 7.

TABLA 7. DISTRIBUCIÓN POR TIPO DE MEDIDORES.

Fases	Voltaje	Fases - Hilos	Tipo de conexión	Cantidad	Cantidad total por grupo
Monofásicos	120-480 V.	1F-2H	Directos	245	269
			Indirectos	24	
Bifásicos	120-480 V.	1F-3H	Directos	366	366
Trifásicos	120-480 V.	3F-4H	Directos	547	750
			Indirectos	203	
TOTAL					1385

El detalle de las características técnicas de los equipos se encuentra detalladas en la sección Especificaciones técnicas de medidores en el Anexo 1.

La tabla 7 fue generada con los datos proporcionados por el sistema SAP de la Dirección Comercial de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. junto con la validación por parte del Departamento de Acometidas y Medidores, cabe mencionar que puede existir pequeñas variaciones por cuanto al momento se encuentran en una depuración de la base de datos.

De los datos generados, se obtiene como resultado que aproximadamente el 54,15% de medidores corresponden al tipo trifásico cuatro hilos, un 26,43 % son medidores bifásicos a tres hilos y un 19,42 % son medidores monofásicos a dos hilos, se requiere también considerar que del 100 % de medidores el 16,38% corresponden a medidores indirectos que a su vez se subdividen en monofásicos con el 1,73 % y trifásicos con el 14,65 %.

La distribución trazada se utilizará como información base para poder determinar las cantidades específica por cada uno de los tipos de medidores inteligentes ya que cada uno debe tener sus propias características técnicas definidas, además considerando que no se deben alterar los sistemas actualmente instalados.

Opciones Tecnológicas

Actualmente a nivel mundial existen un sin número de ofertas de sistemas de medición avanzada, ya no únicamente enfocado al sistema de medición inteligente, más bien realizando la integración total de la energía eléctrica considerando las cuatro etapas principales de la energía correspondientes a: generación, transmisión, distribución y comercialización, esta integración se realiza a través del sistema de Redes Inteligentes.

De ellos se ha seleccionado a varias opciones únicamente para el caso de estudio en análisis, a continuación, se detallan las marcas del sistema de medición avanzada AMI:

a) CLOU GLOBAL

Corresponde a un grupo de empresa nacionales de China, básicamente ofrece soluciones de sistemas para la adquisición y gestión de datos junto con el hardware para permitirse proponer soluciones para la integración avanzada de medidores inteligentes (AMI).

Software de CloudESP AMI

Es una plataforma informática diseñada para la gestión de energía como se muestra en la Figura 19, combina las funcionalidad del HES (head and system) o sistema de cabecera, interfaz de comandos hacia el medidor y adicional también la opción de gestión de datos MDM (meter data management)[4].



Fig. 19. Flujo de toma de datos. Fuente [4]

Básicamente el software está diseñado con las siguientes funciones:

- Gestión de activos.
- Manejo en bloque o grupos.
- Gestión de recopilación de datos.
- Sincronización de tiempo permanente.
- Configuración remota de parámetros.
- Lectura de datos del medidor.

Medidor Cloud

Los medidores ofertados por esta marca son tipo bornera, se describe como de alta precisión y rendimiento, clase de precisión 0,2 S, equipado con un módulo 3G/4G de comunicación, permitiendo operación en modalidad remota desde el centro de control, incluido la facturación automática, configuración, gestión de alarmas, etc.

En la tabla 8, se detallan los principales parámetros del equipo:

A continuación, se detallan las principales características técnicas de este equipo [39]:

TABLA 9. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MEDIDOR TECUN

ITEM	PARÁMETROS
Tipo de conexión	1F2H, 1F3H, 2F3H, 3F4H
Estándares	IEC62053-21-23/IEC62052-11/IEC62056
Voltaje nominal	3x120/208 V
Rango de voltaje	70% - 130 % Un
Corriente	5(100)A
Frecuencia	60 Hz
Clase (Activa/Reactiva)	1.0/2.0
Módulo de comunicación	Celular, PLC o RF Mesh

c) ADD Group

Empresa rusa, miembro de PRIME Alliance, G3-PLC Alliance, DLMS UA, Wi-SUN Alliance y STS Association, ofrece soluciones inteligentes para medición de servicios básicos, posicionados en su mayoría en el mercado asiático.[40]

Esta empresa señala como objetivos institucionales la elaboración y producción de soluciones de medición avanzadas, que promueven a las empresas de servicios públicos una gestión de los recursos de manera eficiente, además permiten que los usuarios finales de los servicios accedan a la información necesaria para incentivar el consumo racional de los recursos.

A continuación, se detallan las principales características técnicas de este equipo:

TABLA 10. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MEDIDOR ADD

ITEM	PARÁMETROS
Tipo de conexión	1F2H, 1F3H, 2F3H, 3F4H
Estándares	IEC 60060-1, IEC 6100-4-2/5, IEC61010-1-90
Voltaje nominal	3x120/208 V 3x230/400 V
Corriente máxima	60/80/10 A
Corriente mínima	0,004 Iref
Módulo de comunicación	RF, PLC, RS-485, WM-BUS
Consumo corriente	1 VA
Consumo voltaje	3 W /10 VA

d) ENERI

Empresa mexicana de energía, brindan soluciones para la medición y administración de la energía eléctrica, a través de dispositivos de control y medición automatizada, gran experiencia en el sector energético y sobre todo en el desarrollo de tecnología, garantizando la precisión en la información generada por sus sistemas [41].

Como parte de los beneficios de esta marca, se detalla:

- Corte y reconexión remota del suministro de energía eléctrica.
- Monitoreo en tiempo real de consumos.
- Estimaciones automáticas de facturación.
- Información disponible desde cualquier equipo conectado a la red.

e) ITRON

Empresa norte americana con varias décadas de experiencia, ofreciendo soluciones de innovación a empresas de servicio públicos y privados, con sistema instalados en varios países a nivel mundial. Desarrollan dispositivos, redes y software de manera eficiente y segura, esto permite garantizar sistemas en constante evolución y desarrollo para satisfacer cualquier tipo de escenario.[42]

Las inversiones en desarrollos de tecnologías han permitido realizar enlaces para comunicar equipos electrodomésticos dando el paso a los hogares inteligentes.

Entre las especificaciones más importantes de sus equipos contadores se detallan en la Tabla 11:

TABLA 11. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MEDIDOR ITRON

ITEM	PARÁMETROS
Tipo de conexión	1F2H, 1F3H, 2F3H, 3F4H
Estándares	IEC 6100-4-4 ANSI C62.45-1992
Voltaje nominal	120 - 480 V
Corriente	5(10)A
Frecuencia	50 Hz - 60 Hz
Grado de protección	IP 54
Módulo de comunicación	RF, PLC, RS-485, WM-BUS
Vida útil	15 años

f) HEXING

Es una compañía multinacional establecida en 1992, ofrece una gran variedad de equipo eléctrico y soluciones relevantes a los retos energéticos, Hexing, se dedica a desarrollar un ecosistema sostenible personalizado para las empresas de distribución eléctrica, también incluye los sistemas de micro redes con energía renovable, automatización de los sistemas de distribución y la distribución de medidores inteligentes.

Presenta la plataforma AMI, como una solución a los desafíos actuales que corresponden a las empresas de servicio público cuando la confiabilidad de la recopilación de datos de facturación y la seguridad de la transferencia de datos implican inconvenientes de varias instituciones relacionadas con la distribución de los servicios básicos.[43]

El sistema AMI incluye medidores inteligentes, módulos de comunicación confiables, concentradores de datos multifuncionales y un sistema avanzado de recopilación de datos (HES) interoperable, con una estructura basada en la nube admitiendo variedad de protocolos permitiendo gran flexibilidad de comunicación.

Marca actualmente posicionada en más de 90 países en todo el mundo, indica entre sus beneficios:

- Diseño modular.
- Estructura basada en la nube.
- Fácil integración de diferentes protocolos y comunicaciones.
- Optimización de la demanda.
- Reducción de pérdidas.

g) HONEYWELL - ELSTER

Fusión entre las empresa ELSTER y HONEYWELL, especializados en brindar soluciones de medidores inteligentes y software de soporte [44], los equipos medidores de energía presentados ofrecen conectividad inteligente con comunicación en tiempo real y toma de decisiones para resolver problemas localmente en el medidor y el nivel de componentes asociados a la distribución de servicio básicos como gas, agua y electricidad.

Con un sistema controlado por un software que se encuentra en constante desarrollo permito monitorear el uso de las energías y sus anomalías, protegiendo los ingresos y aumentando la seguridad además con esto reducir los gastos generales de operación y mantenimiento, mientras descongestiona las redes y permite la descentralización.

Entre las principales características de sus equipos de medición, se destacan en la Tabla 12:

TABLA 12. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MEDIDOR HONEYWELL

ITEM	PARÁMETROS
Marca	Honeywell
Tipo de conexión	1F2H, 1F3H, 2F3H, 3F4H
Estándares	IEC 6100-4-4 ANSI C62.45-1992
Voltaje nominal	120 - 480 V
Corriente máxima	20/200/320 A
Corriente mínima	5/20 mA
Frecuencia	50 Hz - 60 Hz
Grado de protección	IP 54
Módulo de comunicación	RF, PLC, RS-485, WM-BUS
Vida útil	15 años

h) GENERAL ELECTRIC

Empresa norte americana, se levanta como una de las más reconocida a nivel mundial por su amplia gama de cobertura a nivel de desarrollo de tecnología. Se enfoca a la investigación y desarrollo de soluciones para la industria de la energía eléctrica, gas natural, petróleo y varios otros relacionados a los sectores energéticos.[45]

También presenta varias alianzas para fortalecer la tecnología desarrollada sobre todo a nivel de presentar muchas mejoras en temas de comunicación eficiente entre equipos brindando una gran calidad en la transmisión de datos desde los centros de control y desde los terminales instalados en campo, de la misma manera facilita el contacto entre los usuarios finales y sus respectivos terminales permitiendo un monitoreo constante y permanente.

En la Tabla 13, se detallan las principales características de los medidores GE:

TABLA 13. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MEDIDOR GE.

ITEM	PARÁMETROS
Marca	General Electric
Tipo de conexión	1F2H, 1F3H, 2F3H, 3F4H
Estándares	ANSI C62.45-1992
Voltaje nominal	120 - 480 V
Corriente	5(10)A
Frecuencia	50 Hz - 60 Hz
Grado de protección	IP 54
Vida útil	15 años

Comparación de las distintas marcas de medidores.

En la tabla 14 se muestran las distintas capacidades de los oferentes analizados:

TABLA 14. COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE MARCAS DE MEDIDORES.

PARÁMETROS		CLOU	TECUN	ABB	ITRON	HEX ING	HONEY WELL	GENERAL ELECTRIC
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS								
Tipo de conexión	1F2H, 1F3H, 2F3H, 3F4H	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Estándares	IEC62053-21- 23/IEC62052- 11/IEC62056	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Voltaje nominal	3x120/480 V	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Rango de voltaje	70% - 130 % Un	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Corriente	10(200)-20A	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Frecuencia	60 Hz	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Clase (Activa/Reactiva)	1.0/2.0	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Módulo de comunicación	Celular, PLC o RF Mesh, Cableado, RF.	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
CARACTERÍSTICAS SOPORTADAS								
Acceso al usuario a la información del medidor.		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Lectura remota del medidor.		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Soporta esquemas de tarificación avanzada.		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Conexión / Desconexión. Limitación remota de potencia.		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Prevención y detección de fraudes.		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Soportar la importación y exportación de energía.	SI						
Proporcionar medidas de calidad de potencia.	SI						
CARACTERÍSTICAS INHERENTES							
Almacenamiento de datos en el medidor.	SI						
Comunicación bidireccional por diferentes medios.	SI						
Soportar comunicaciones de datos seguros.	SI						
Sincronización de tiempos del medidor y el sistema de gestión.	SI						
Actualización y configuración remota.	SI						

Como se puede apreciar con respecto a las marcas de medidores y sus características, todas las marcas cumplirían al menos con las características técnicas básicas soportadas e inherentes de los medidores.

2.7.2 Sistema de Comunicaciones

A continuación, se detalla la infraestructura requerida en los sistemas de comunicación que pueden aplicarse para la comunicación en un proyecto de medición avanzada y posterior análisis de selección para la implementación que pueda ser aplicable para la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.:

1. **Red de Fibra Óptica:** se requiere básicamente:

- **Un Transmisor:** Recibe las señales eléctricas que deben ser transmitidas, la potencia de emisión debe ser mayor a las pérdidas ocasionadas por el recorrido y debe transmitir la luz en el rango de operación de la fibra óptica.

Entre las principales características están:

1. Contar con una potencia superior a las pérdidas.
2. La luz debe emitirse en el rango de operación de la fibra.
3. Vida útil de entre 10 y 15 años.
4. Mantener estabilidad ante cambio de temperatura.

- **Un Receptor:** Su función principal es convertir la óptica en una señal eléctrica, es decir obtiene la información disponible y la pone a disposición de un computador, switch o router a través de cable de cobre. En otras palabras, se encarga de extraer la información contenida en una portadora óptica que incide en el fotodetector.

Entre las principales características están:

1. Tener alta sensibilidad para detectar señales ópticas débiles.
2. Presentar un gran ancho de banda.
3. Ruido propio bajo.

- **Repetidores:** Estos son los amplificadores utilizados cuando la señal se atenúa en el trayecto al momento de recorrer grandes distancias y provoca que el receptor no pueda identificar entre 0 y 1.

- **Conectores:** Son dispositivos mecánicos que tiene como función el conectar temporalmente dos o más fibras ópticas entre sí, por lo que requiere una gran precisión para evitar la atenuación.

Entre las principales características están:

1. Tener pérdidas de inserción baja.
2. Alta resistencia a cambios de temperatura.
3. Presentar pérdida de retorno alta.
4. Proveer protección contra humedad y polvo.
5. Resistir tensiones.

- **Empalmes:** Tienen como función principal el permitir realizar conexiones permanentes de las fibras uniendo sus núcleos y brindando continuidad a la fibra, tienen menor atenuación que los conectores y son apropiados para conexiones en planta externa, estos empalmes pueden ser por fusión o mecánicos.

Se aplican los empalmes mecánicos en sitios donde su desmontaje se realiza con frecuencia mientras que por fusión se aplican en enlaces de cables largos y continuos ya que tienen una alta confiabilidad.

Tendido de Fibra Óptica

El tendido de fibra óptica se puede implementar de 3 maneras, aérea, subterránea y submarina, para este proyecto se aplicaría el tendido de manera aérea ya que tiene el menor costo por la ausencia de obra civil.

En este caso para la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. tendría que implementar un tendido de red de fibra óptica a través de toda la provincia a razón de interconectar todos los puntos de medición seleccionados, a través del software ARCGIS se determina de forma aproximada para el tendido del cable de fibra óptica aproximadamente 190 km, como se muestra en la figura 21.

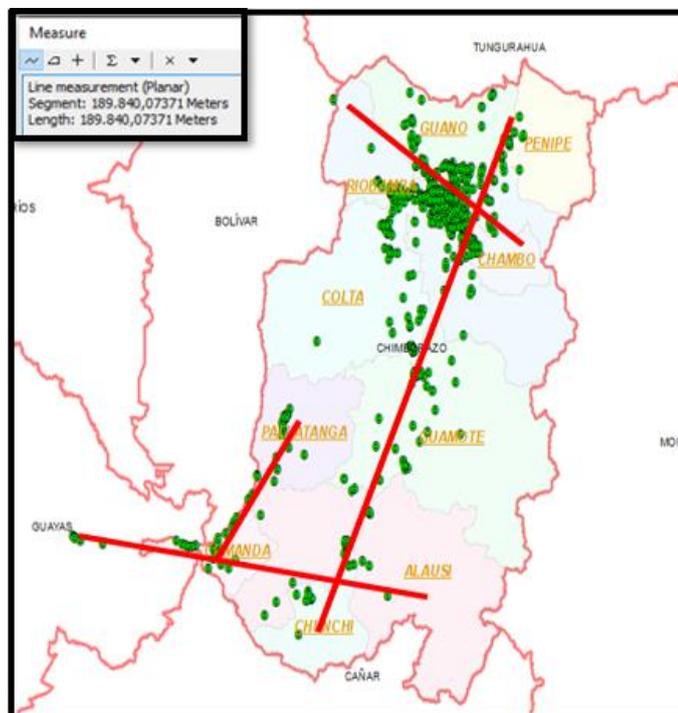


Fig. 21. Recorrido estimado para el tendido de la fibra óptica EERSA. Fuente Propia.

2. Red Power Line Communication PLC: el PLC de alta frecuencia requiere de un colector instalado en el transformador de potencia quien recibe la información por las líneas eléctricas y envía la información vía GSM, por lo tanto, se analiza el PLC de baja frecuencia el cual puede transmitir su señal por las redes de bajo y medio voltaje hasta los alimentadores principales donde debe instalarse un transformador de modulación.

Entre sus principales elementos, constan:

1. Unidad de Control de Recepción (CRU).
2. Transformador de Modulación (MTU).
3. Unidad de Modulación de Salida (OMU).
4. Unidad de Captura de Entrada (IPU)



Fig. 22. Ubicación de las S/E de Distribución EERSA. Fuente Propia.

La Empresa Eléctrica Riobamba posee 11 Subestaciones de Distribución y 31 alimentadores para cubrir la demanda de la provincia de Chimborazo, como se muestra en la Figura 22, para aplicar la comunicación vía PLC es necesario junto con cada medidor instalar un tablero como se muestra en la Figura y en cada uno de los 31 alimentadores instalar un transformador de modulación (MTU) [22].



Fig. 23. Tablero de medición de Grandes Clientes. [22].

3. Red Inalámbrica GSM: La comunicación basada en la red celular no requiere que la empresa distribuidora desarrolle una red propia de comunicaciones, haciendo que el costo de implementación y mantenimiento del medio de comunicación sea relativamente bajo.

Como uno de sus puntos débiles es el analizar la cobertura de la operadora seleccionada ya que debe brindar una alta confiabilidad para evitar inconvenientes futuros en las comunicaciones.

4. Tecnología Wi-Fi: La aplicación de esta tecnología estaría sujeta a implementar una red de comunicación entre los mismos medidores o instalar antenas repetidoras para abarcar la mayor cantidad de terminales que cubra a la redonda de la antena, tiene como limitante el requerir terminales agrupados por lo que para este proyecto no se cuenta con ese tipo de topología entre los terminales seleccionados.

5. Tecnología Radio Frecuencia: Esta tecnología utiliza el espacio aéreo para la transmisión de señales y se requiere de antenas repetidoras a distancias máximas de 800 metros para cubrir la misma longitud a la redonda con una capacidad de concentración de hasta 5000 terminales.

Para la implementación de este tipo de tecnología se requiere:

1. Estación de base intercambio: controla toda la red mediante interfaces de intercambio.
2. Estación de radio central: conecta y controla las estaciones formando una celda centralizada.
3. Estación Base Inalámbrica: unidad transmisora y receptora de la información.

La implementación de esta tecnología implicaría el llenar de estaciones base que tengan comunicación directa con cada medidor lo que resultaría en una aplicación ineficiente para este proyecto ya que tiene el enfoque de comunicación en sistemas concentrados o masivos.

2.7.3 Comparación de tecnologías de la comunicación AMI

A continuación, en la tabla 15 se analizan las diferentes tecnologías de comunicación aplicables para la infraestructura de medición inteligente AMI de manera general.

TABLA 15. COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE LA COMUNICACIÓN.

DESCRIPCIÓN	RF	GPRS	PLC	FIBRA
Velocidad de Datos	40 kbps	384 kbps	200 kbps	40 Gbps
Requieren tecnologías adicionales	SI	NO	NO	NO
Instalación de terminales consecutivos	SI	NO	NO	NO
Interconexión entre terminales	SI	NO	NO	NO
Costos de Datos	NO	SI	NO	NO
Cubre Grandes Distancias	SI	SI	SI	SI
Habilitado para sistemas SCADA	SI	SI	SI	SI
Aplicable en sistemas aislados	NO	SI	NO	NO
Implementación de Infraestructura	SI	NO	SI	SI
APLICABLE PARA LA EERSA	NO	SI	SI	SI

Como se puede apreciar las cuatro tecnologías analizadas, la única que no sería adecuada de implementar en la EERSA sería la tecnología de Radiofrecuencia, esto debido a que para poder cubrir la cantidad de medidores y su ubicación se requiere tener un medidor instalado con su respectiva colector RF y este comunicarse a través de la red GPRS para poder llegar con la información hasta el centro de control.

De las otras 3 tecnologías de la comunicación que se pueden implementar son la de comunicación por GPRS, PLC y Fibra óptica, considerando que la tecnología por GPRS es la única que no requiere construir una infraestructura de comunicación mientras que con PLC y Fibra óptica es necesario, por lo que el análisis económico se basará en estas 3 tecnologías para definir cuál es la más adecuada.

2.7.4 Centro de Control.

Debe estar ubicado en las instalaciones de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. para permitir controlar todas las funciones del sistema AMI accediendo a la gestión de todas las características requeridas y la información recibida:

- **Software de Gestión:** Es la aplicación que permite la ejecución de toda la gestión del sistema AMI, esto incluye la administración de los contadores inteligentes de energía conjuntamente con toda la información generada de los parámetros de consumo y relacionados. Esta aplicación depende directamente de las características solicitadas y sobre todo de las ofertas de los diferentes fabricantes cada uno con capacidades similares, pero con interfaces diferentes, tratando de ofrecer mayor autonomía y control, facilidad de operación, controles y reportes mejorados brindando soluciones integrales de manera amigable y segura para los operadores de la Empresa.

El detalle del software requerido se lo puede verificar en el punto Especificaciones técnicas del software de gestión, presentado en el Anexo I.

- **Gestión de la información generada:** Toda la información que se genera por parte de los medidores inteligentes de energía eléctrica junto con los parámetros técnicos relacionados tiene que ser almacenada y gestionada de una manera adecuada, esto a fin de cumplir con los objetivos del sistema AMI para evitar problemas futuros.

Los datos relacionados como por ejemplo información técnica correspondiente a: voltajes y corrientes de cada una de las fases, frecuencia, demandas, factores de potencia, interrupciones del servicio junto con la cantidad y duración de las mismas, alarmas preprogramadas, etc., requiere de una adecuada gestión como de un correcto almacenamiento, esto permitiría realizar análisis pasados o proyectados a futuro para evitar inconvenientes con el sistema eléctrico, estos estudios pueden ser basados en índices de calidad, balances de energía, interrupciones del suministro eléctrico, proyección de la demanda, entre otros. Todos estos datos deben integrarse entre sí permitiendo una gestión adecuada entre los medidores de frontera ubicados en las subestaciones y los datos de los

medidores de los usuarios ubicados en los puntos de frontera de servicio, esto a fin de poder alcanzar la gestión eficiente a través de Redes Inteligentes.

Al momento este proyecto está enfocado a los usuarios conocidos como Grandes Clientes para de esta experiencia, llevar los conocimientos adquiridos a proponer un proyecto para los medidores del tipo masivo, lo que implica prepararse a una cantidad gigantesca de información y datos que tendrán que ser gestionado por la plataforma seleccionada o en su defecto por un software que permita la compatibilidad entre los servicios.

- Interoperabilidad, Norma IEC 61968

Para lo correspondiente a interoperabilidad del sistema, se aplicará la norma IEC-61968, la cual recomienda un modelo estandarizado, para facilitar la integración de aplicaciones en diferentes modelos utilizando interfaces que permiten adaptar y lograr la interoperabilidad de varios software de aplicación, utilizados para la gestión de sistemas de distribución eléctrica [46].

Este estándar se divide en varias partes definiendo las interfaces de que componen la arquitectura de los elementos para los sistemas de Gestión de la Distribución, este sistema consta de varios componentes, en este caso se analizará los necesarios para asegurar la interoperabilidad entre los medidores y el sistema de control.

Norma IEC 61968-9

Para asegurar la interoperabilidad entre los medidores y el sistema de control se aplicará la norma IEC 61968-9 donde se detalla el contenido de información dispuesta para un grupo de mensajes que se aplican para soportar las funciones principales relacionadas con la lectura y control de medidores [46].

Como aplicaciones comunes de este control se incluyen: solicitud de Lectura, control remoto, registro de eventos, sincronización de datos, varios proveedores. El alcance de esta parte de la norma le corresponde al intercambio de información entre los sistemas de medición como los contadores o medidores de

energía y otros sistemas dentro de las Empresas de Distribución Eléctrica. Esta norma reconoce y modela las características comunes aportadas por las señales del sistema AMI, se incluyen características de dos vías de comunicación:

- Monitoreo y distribución de carga.
- Análisis de precios.
- Detección de fallas de red.
- Control de solicitudes.

Por lo tanto, esta norma no afecta en ningún instante a los futuros desarrollos de infraestructuras inteligentes de medición.

2.8. Funcionamiento del Sistema Inteligente de Medición (AMI)

El funcionamiento del Sistema Inteligente de medición debe permitirse permanecer activo en tiempo real de forma continua, las 24 horas los 365 días del año, conjuntamente con el sistema de comunicación que debe garantizarla de manera bidireccional para los usuarios internos como externos.

La información que se genera de todos los contadores de energía debe ser transmitidas al menos cada 15 minutos de forma automática, estos datos requieren ser almacenados de forma segura para en lo posterior presentados a través del software correspondiente.

La gestión de alarmas y notificaciones requiere ser preprogramada con valores discretos considerados por el personal de la Empresa, estas notificaciones deben poder ser enviadas vía correo electrónico o por medio de mensajería SMS, esto para poder atender de forma inmediata los posibles inconvenientes con los usuarios

2.9. Operación del Sistema Inteligente de Medición (AMI)

Aunque el sistema inteligente de medición tiene múltiples funcionalidades, el objetivo como empresa es tener al menos 3 de ellas:

- 1. Toma automática de lecturas:** Consiste en registrar la lectura correspondiente al consumo de energía eléctrica de forma remota, esto implicaría permitirse automatizar las lecturas manuales que actualmente poseen a razón de evitar inconvenientes como los traslados del personal operativo, problemas de acceso a los predios particulares, errores en la toma de lectura visual, errores de

digitación, etc., además sin mencionar de asegurar la calidad del servicio de facturación la cual será mucho más precisa y confiable permitiendo disminuir los facturas estimadas y por ende reducir los temas de refacturación.

2. **Alarmas y notificaciones:** Esta función es primordial con respecto al control de los usuarios, ya que al ser los considerados como Grandes Clientes, son aquellos que tienen altos consumos y como consecuencia de ellos altos valores de facturación. Este sistema debe permitir realizar ese control a manipulaciones de forma consciente o inconsciente permitiendo una rápida toma de decisiones y una eficaz acción ante estas intervenciones.
3. **Gestión de cartera remota:** Aunque no se considera arrancar el proyecto con esta característica, debería tener habilitada la posibilidad de instalar un equipo que permita la acción de corte y reconexión del servicio eléctrico de forma remota, sobre todo por falta de pago mensual, esto reduciría la inversión necesaria para ejecutar la actividad de corte y reconexión por parte de grupos operativos y movilizaciones que ya no serían requeridas.

2.10. Almacenamiento de Datos

Los posibles inconvenientes referentes al almacenamiento de datos corresponden a la falta de capacidad requerida para la gestión de toda la información generada por los medidores inteligentes[47]. Generalmente los oferentes de los productos de soluciones AMI, disponen infraestructura suficiente para abastecer múltiples servicios y aplicaciones con la capacidad de espacio de memoria para almacenar datos por varios años, ofreciendo la opción de ampliar esta capacidad de manera muy sencilla, esto convierte en un inconveniente sin mayor consideración.

Los inconvenientes que acarrearían por falta de espacio de almacenamiento de datos serían los siguientes:

- Facturaciones de baja calidad.
- Pérdida de información de parámetros eléctricos.
- Registros de alarmas y eventos.
- Perfiles de carga.
- Información global de baja calidad.

2.11. Resumen de hardware y software requerido

Posterior al análisis de las opciones que se acoplan a las necesidades de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., en la Tabla 16 se detalla los materiales y servicios que serían necesarios de acuerdo al tipo de tecnología de comunicación seleccionada.

TABLA 16. MATERIALES Y SERVICIOS REQUERIDOS PARA EL SISTEMA AMI.

	GPRS	PLC	FIBRA	
Equipos	Cantidad			Unidad
MED-2F3H200_12S	420	420	420	c/u
MED-3F4H200_16S	737	737	737	c/u
MED-1F3H20_4S	24	24	24	c/u
MED-3F4H20_9S	204	204	204	c/u
Servidor (respaldo)	1	1	1	c/u
Transformadores de Modulación	0	31	0	c/u
Tableros de recepción IN/OUT	0	1385	0	c/u
Cable de fibra más accesorios	0	0	190.000	m
Servicios				
Instalación de medidores	1.385	1.385	1.385	c/u
Instalación de tableros y transformadores de modulación.	0	1.416	0	c/u
Instalación de fibra más accesorios	0	0	190.000	m
Servicio de datos GPRS	1.385	0	0	c/u
Plataforma MDM	1	1	1	c/u

En la tabla 16, se detalla los materiales y servicios mínimos para la adecuada implementación de la Infraestructura Avanzada de Medición considerando las características especiales de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

2.12. Procesos directos relacionados al sistema AMI.

Existen procesos que tienen relación directa a la Infraestructura Avanzada de Medición, en este caso resultan dos, el proceso de pérdidas de energía y el proceso de gestión de lecturas y facturación, estos son propios del giro de negocio de las Empresas Eléctricas ya que son indicadores de la adecuada gestión y forma parte de la calidad de servicio hacia los clientes.

2.12.1 Pérdidas de energía

Los procesos de pérdidas de energía básicamente se dividen en dos segmentos, las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas.

Pérdidas técnicas.

Las pérdidas técnicas se presentan en los segmentos de transmisión y distribución de un sistema eléctrico, producidas debido al paso de la corriente eléctrica por todos los elementos que componen el sistema [48] como son los conductores, transformadores y demás equipos, son un indicador de una adecuada planificación y diseño de los sistemas eléctricos de potencia.

A continuación, se realiza una revisión de las pérdidas técnicas del año 2020-2021.

TABLA 17. PÉRDIDAS TÉCNICAS DE LOS AÑOS 2020 y 2021.

AÑO	MES	ENERGÍA DISPONIBLE AÑO MÓVIL MWh	PÉRDIDAS AÑO MÓVIL MWh	PERDIDAS TÉCNICAS AÑO MÓVIL	
				MWh	% AÑO MÓVIL
2020	ENERO	418.756,34	32.521,25	23.498,71	5,61%
	FEBRERO	419.032,05	33.017,85	23.995,31	5,73%
	MARZO	414.010,41	32.495,90	23.932,62	5,78%
	ABRIL	402.765,70	33.068,77	23.795,97	5,91%
	MAYO	395.568,19	30.740,91	22.942,83	5,80%
	JUNIO	396.843,59	31.411,38	22.865,29	5,76%
	JULIO	400.881,01	31.484,28	22.810,65	5,69%
	AGOSTO	399.451,09	31.799,86	22.935,39	5,74%
	SEPTIEMBRE	401.868,20	32.047,47	22.910,05	5,70%
	OCTUBRE	405.620,76	33.421,92	22.898,96	5,65%
	NOVIEMBRE	404.851,47	32.345,12	22.851,42	5,64%
	DICIEMBRE	405.520,09	32.379,26	22.848,64	5,63%
2021	ENERO	405.392,32	32.756,00	22.852,67	5,64%
	FEBRERO	406.156,28	31.527,03	21.623,70	5,32%
	MARZO	412.259,57	32.698,40	21.759,24	5,28%
	ABRIL	422.768,48	32.849,68	22.072,19	5,22%
	MAYO	433.848,89	35.160,63	23.146,45	5,34%
	JUNIO	439.278,15	33.755,09	22.661,82	5,16%
	JULIO	441.394,34	34.327,30	22.931,51	5,20%
	AGOSTO	445.582,35	34.858,31	23.271,60	5,22%
	SEPTIEMBRE	447.021,44	34.215,26	23.260,24	5,20%
	OCTUBRE	446.877,78	31.495,54	22.775,14	5,10%
	NOVIEMBRE	448.410,34	32.318,87	23.104,31	5,15%
	DICIEMBRE	450.813,55	33.036,88	23.365,31	5,18%

Gráficamente observamos en la Figura 24, la evolución de las pérdidas técnicas durante el periodo del año 2020 y 2021.

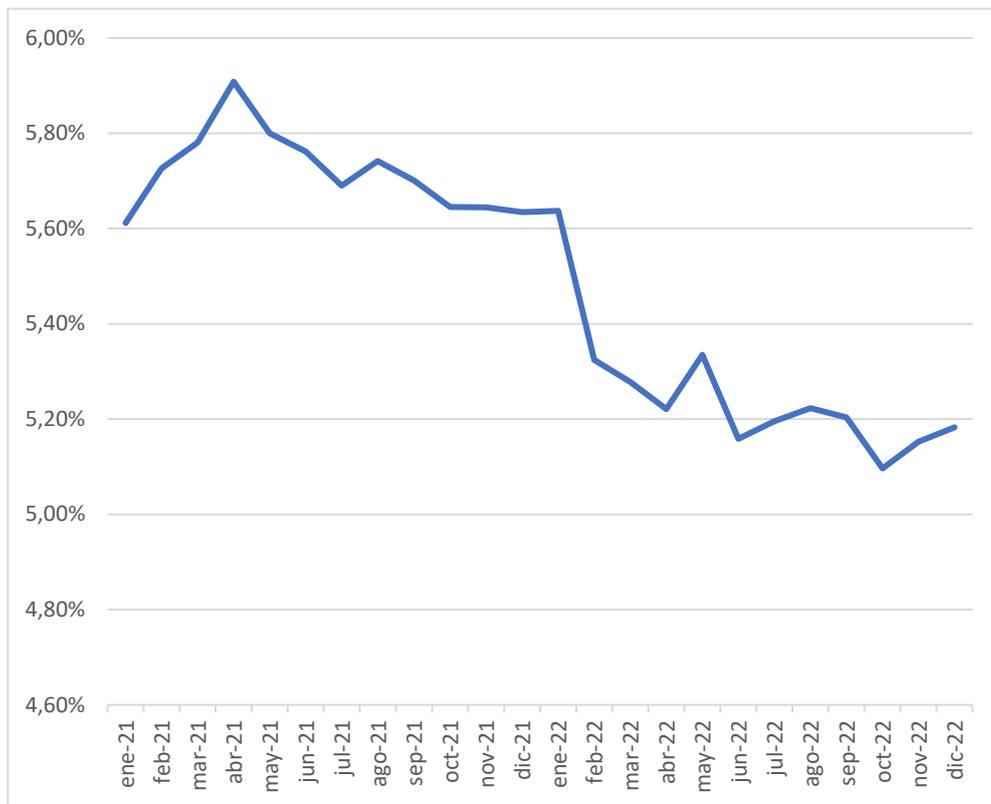


Fig. 24. Evolución del porcentaje de Pérdidas Técnicas años 2020-2021. Fuente Propia.

Pérdidas no técnicas.

Las pérdidas no técnicas son presentadas como un indicador de la eficiencia en la gestión correspondiente a la comercialización de la energía eléctrica, están constituidas por la energía no facturada o no registrada, entre los mayores inconvenientes mayores se encuentran hurtos de energía, errores de facturación, clientes no registrados, errores en la asignación de tarifas, entre las más importantes.

A continuación, se realiza una revisión de las pérdidas no técnicas del año 2020-2021.

TABLA 18. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS DE LOS AÑOS 2020 y 2021.

AÑO	MES	ENERGÍA DISPONIBLE AÑO MÓVIL MWh	PÉRDIDAS AÑO MÓVIL MWh	PERDIDAS NO TÉCNICAS AÑO MÓVIL	
				MWh	% AÑO MÓVIL
2020	ENERO	418.756,34	32.521,25	9.022,54	2,15%
	FEBRERO	419.032,05	33.017,85	9.022,54	2,15%
	MARZO	414.010,41	32.495,90	8.563,28	2,07%
	ABRIL	402.765,70	33.068,77	9.272,79	2,30%
	MAYO	395.568,19	30.740,91	7.798,08	1,97%
	JUNIO	396.843,59	31.411,38	8.546,10	2,15%
	JULIO	400.881,01	31.484,28	8.673,63	2,16%
	AGOSTO	399.451,09	31.799,86	8.864,47	2,22%
	SEPTIEMBRE	401.868,20	32.047,47	9.137,42	2,27%
	OCTUBRE	405.620,76	33.421,92	10.522,97	2,59%
	NOVIEMBRE	404.851,47	32.345,12	9.493,70	2,34%
	DICIEMBRE	405.520,09	32.379,26	9.530,63	2,35%
2021	ENERO	405.392,32	32.756,00	9.903,33	2,44%
	FEBRERO	406.156,28	31.527,03	9.903,33	2,44%
	MARZO	412.259,57	32.698,40	10.939,16	2,65%
	ABRIL	422.768,48	32.849,68	10.777,49	2,55%
	MAYO	433.848,89	35.160,63	12.014,18	2,77%
	JUNIO	439.278,15	33.755,09	11.093,27	2,53%
	JULIO	441.394,34	34.327,30	11.395,80	2,58%
	AGOSTO	445.582,35	34.858,31	11.586,71	2,60%
	SEPTIEMBRE	447.021,44	34.215,26	10.955,02	2,45%
	OCTUBRE	446.877,78	31.495,54	8.720,40	1,95%
	NOVIEMBRE	448.410,34	32.318,87	9.214,56	2,05%
	DICIEMBRE	450.813,55	33.036,88	9.671,57	2,15%

Gráficamente observamos en la Figura 25, la evolución de las pérdidas no técnicas durante el periodo del año 2020 y 2021.

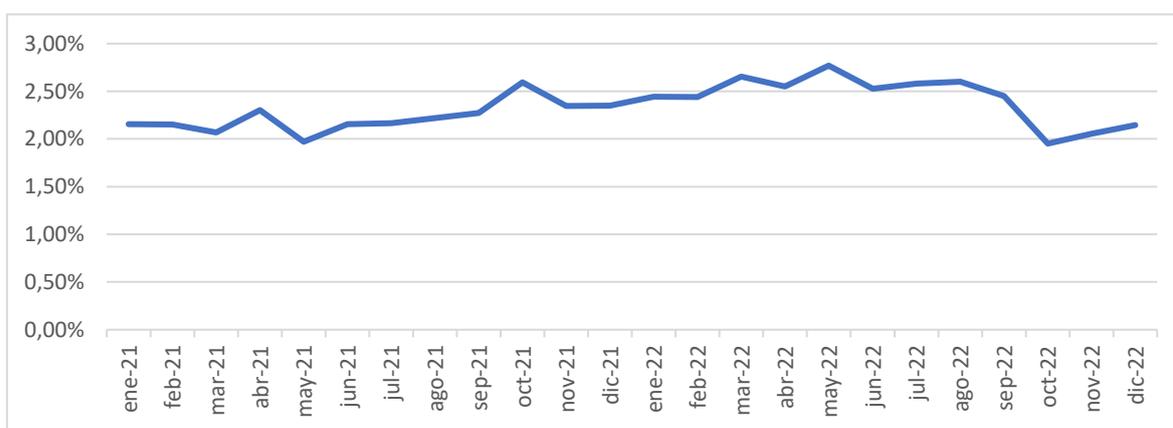


Fig. 25. Evolución del porcentaje de Pérdidas No Técnicas años 2020-2021. Fuente EERSA.

La Empresa Eléctrica Riobamba mediante la implementación planificada de varios proyectos siempre ha mantenido uno de los niveles de pérdidas más aceptables a nivel nacional, esto como muestra como de la eficiencia en lo que corresponde a la gestión técnica y comercial como se muestra en la Figura 26.

A continuación, se revisan los datos publicados en la Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2021 [49], donde se comparan datos entre las empresas de distribución de todo el país.

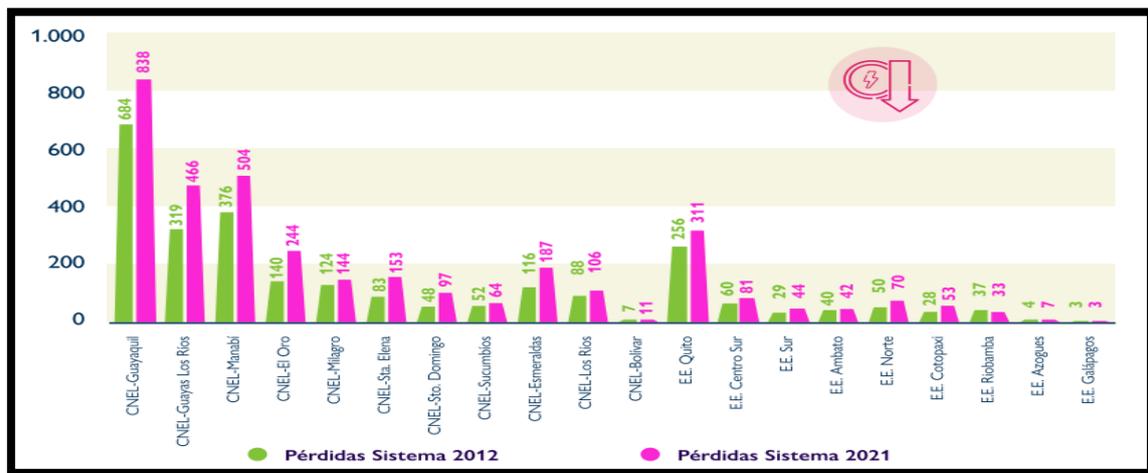


Fig. 26. Estadísticas de reducción de Pérdidas de Energía a nivel nacional. [49]

Según el informe estadístico, se expresa de forma textual “la Empresa Eléctrica Riobamba presentó la disminución más significativa en cuanto a las pérdidas de energía, puesto que estas pasaron de 37,10 GWh en el 2012, a 33,04 GWh en el 2021, es decir, se redujeron 4,06 GWh en pérdidas”[49].

Esto a manera de confirmar los datos que se muestran donde los niveles de pérdidas a nivel de empresa son uno de los mejores de la región, este proyecto servirá para fortalecer la gestión de pérdidas no técnicas ya que afectará directamente al sistema de medición que es el encargado de registrar la energía consumida por los clientes.

2.12.2 Gestión de lecturas

La actividad de toma de lectura de los Grandes Clientes de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., es gestionada por un supervisor de lecturas y facturación, un auxiliar de lecturas junto con dos grupos operativos que laboran directamente para la empresa por medio de contrato, además de requerirse 2 vehículos para la movilización del personal operativo, como se detalla en la tabla 19:

TABLA 19. LOGÍSTICA PARA DE TOMA DE LECTURAS DE GRANDES CLIENTES.

Descripción	Unidad	Cantidad
Personal		
Supervisor	c/u	1
Auxiliar	c/u	1
Lector	c/u	2
Chofer	c/u	2
Equipos + material.		
Camioneta + combustible	c/u	2
Tableta	c/u	2

De acuerdo a los calendarios anuales planificados de tomas de lecturas, el personal operativo trabaja los veinte y dos días laborables del mes en lo que corresponde a tomas de lecturas, los recorridos se realizan en dos camionetas, cada una con su chofer y su electricista, se toman las lecturas en una Tablet y sus datos son entregados al supervisor de lecturas y facturación.

El supervisor a su vez entrega los datos al auxiliar para la respectiva “carga” al sistema comercial SAP, donde inicia el proceso de lecturas para la validación de los consumos resultantes, posterior pasa al proceso de facturación para validar los valores a facturarse, con estos procesos resueltos se generan las facturas de consumo.

2.13. Implementación del sistema de medición AMI

La implementación de sistema de medición AMI, constituye en fijar las actividades y responsables de las operaciones determinadas en una planificación inicial, para este caso se tomará como base el documento para la implementación y puesta en marcha elaborado por la Empresa Eléctrica Quito S.A.[50] y el cual se detalla en el Anexo V.

2.13 Conclusiones del capítulo II:

- La cantidad de usuarios clasificados por el tipo de tarifa para abril 2022, en tarifa residencial representan el 87,87 %, en tarifa comercial 10,07 %, en tarifa industrial el 0,37 % y en tarifa otros el 1,70 % donde se incluyen las entidades oficiales, bombeos de agua comunitarios y servicios que no encajan en las tarifas anteriores y al realizar un análisis de acuerdo a los niveles de consumo junto con las tarifas asociadas, se encuentra que, aunque la cantidad de usuarios dentro de la tarifa industrial representa solo el 0,37 %, la cantidad de consumo energético de este tipo de usuarios representa el 51 % del total del consumo registrado mensualmente.
- Los usuarios para intervenir son aquellos que están entre las tarifas comercial, industrial con demanda siendo en total 1385 usuarios, se verifica la ubicación de estos usuarios y se encuentran distribuidos entre los 10 cantones de la Provincia, el 71% de usuario se encuentran en el cantón Riobamba.
- Identificando las características de los usuarios que pertenecen a la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. se concluye que se requiere realizar el cambio de los 1385 medidores y al no estar de manera concentrada se podría aplicar 3 tipos de sistemas de comunicación AMI junto con la adquisición de una plataforma que permita la gestión de todos los equipos.
- Como uno de los beneficios principales del sistema AMI para la Empresa Eléctrica Riobamba, constituyen la automatización de la toma de lecturas, resultando una garantía de los valores facturados, así como un adecuado control de las lecturas y consumos beneficiando a la empresa como a los usuarios.

CAPITULO III

EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD DEL SISTEMA AVANZADO DE MEDICIÓN (AMI) PARA LA EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.

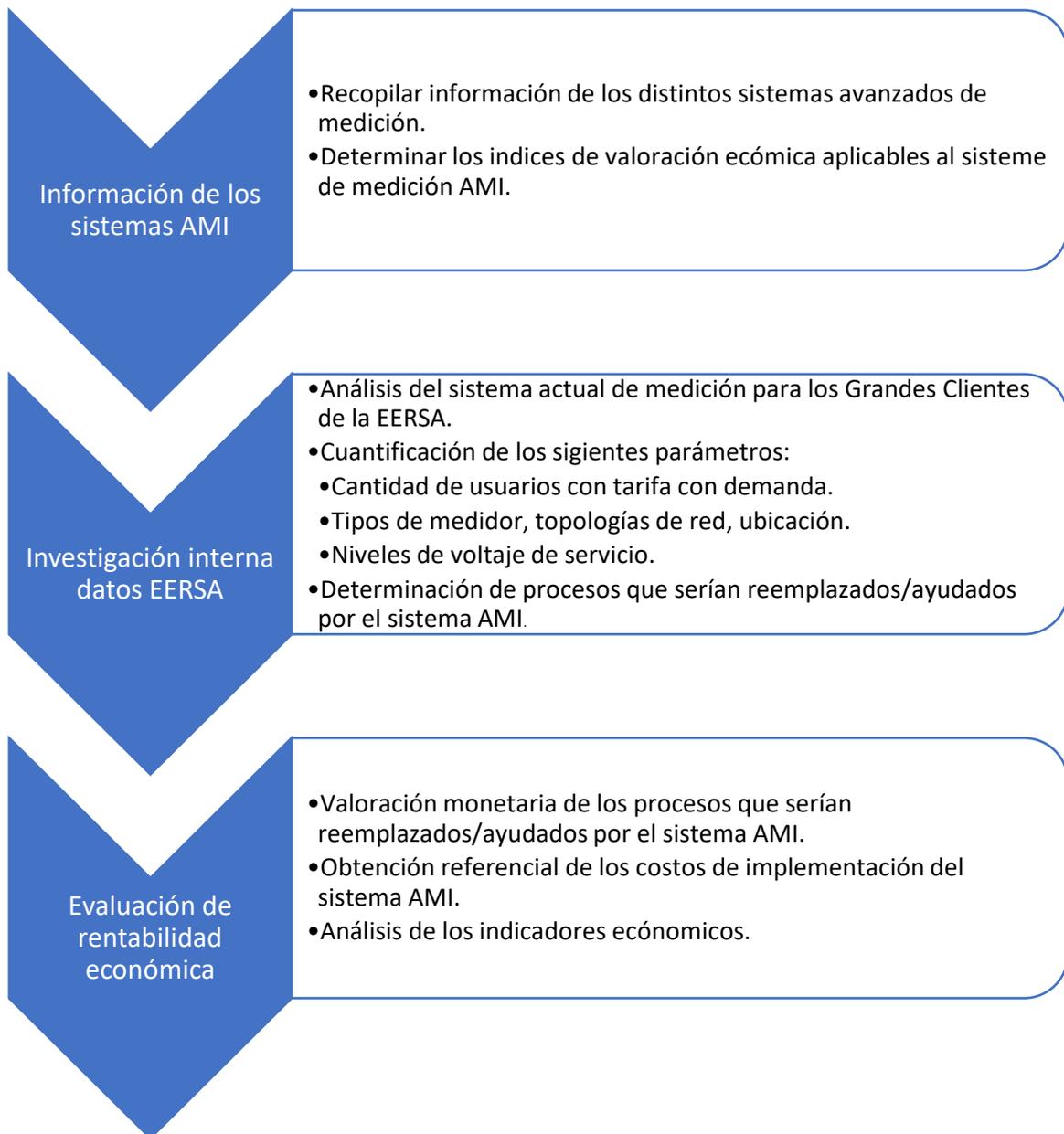
Para determinar la viabilidad considerando el tema de rentabilidad de un proyecto, se realiza el estudio económico a través de los métodos, entre los más comunes y aceptados a nivel general para la considerar a nivel de implementación de este proyecto de inversión, entre estos:

- Valor Presente Neto (VPN).
- Tasa Interna de Retorno (TIR).
- Período de recuperación de capital (PRC).
- Rentabilidad contable medio (RCM).
- Índice de rentabilidad (IR).
- Costo – beneficio.

Además, considerando que la EERSA requiere las características técnicas del proyecto, se realiza un análisis detallado tomando como base la Ley de Contratación Pública y su Reglamento, a razón de proponer un modelo de los pliegos de contratación para el proyecto avanzado de medición AMI.

3.1 Flujograma del Análisis Económico

Para realizar el análisis económico de los distintos indicadores se realizó bajo el esquema del siguiente flujograma:



3.2 Rentabilidad del proyecto AMI

Los conceptos del Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno servirán para realizar y definir la rentabilidad del proyecto de medición avanzada AMI, para calcular estos dos índices, se considerará los flujos de efectivo (FFj) sobre la base del proyecto con una proyección de 15 años.

El realizar el estudio considerando tal proyección se requiere valorar de manera económica el impacto sobre los procesos que la EERSA desempeña actualmente, también requiere valorar aquellas actividades actuales y aquellas que son oportunidades potenciales que incrementarían la recuperación económica del proyecto AMI.

Es necesario determinar el costo de la inversión inicial (FFo) y el efecto esperado sobre la implementación del sistema AMI, sobre todo lo que tenga potencia de causar un impacto positivo.

A continuación, se presentan los costos relacionados a la implementación del sistema de medición AMI:

3.2.1 Costo de toma de lecturas

La actividad de toma de lectura de los Grandes Clientes de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., es gestionada por un supervisor de lecturas y facturación junto con dos grupos operativos que laboran directamente para la empresa por medio de contrato, además de requerirse 2 vehículos para la movilización del personal operativo, se detallan en la Tabla 20 los valores:

TABLA 20. COSTO ANUAL DE TOMA DE LECTURAS.

Descripción	Unidad	Cantidad	Valor unitario	Valor mensual	Valor anual
Personal operativo.					
Lector	c/u	2	900,00	1.800,00	21.600,00
Chofer	c/u	2	600,00	1.200,00	14.400,00
Insumos					
Camioneta + combustible	c/u	2	1.100,00	2.200,00	26.400,00
Valor total por año.					62.400,00

No se incluye el costo representado por el supervisor de lecturas, por cuanto a pesar de que se automatice el procedimiento de toma de lecturas, aun así, es necesario que exista el personal que verifique la coherencia y secuencia de los datos recibidos además de ser necesario realizar una valoración total con respecto a los valores dependiendo de los criterios previamente establecidos.

Únicamente se realiza el análisis de lo que se reemplazaría si se llega a implementar el sistema AMI en la EERSA, por lo tanto, constan dos lectores, dos choferes y la camioneta con los rubros de mantenimiento y combustible involucrados.

3.2.2 Costo de recuperación de energía por aumento de la precisión de los medidores.

Se determina el costo valorado en referencia a la energía que se recuperaría por un cambio en las características de los medidores de Grandes Clientes, al momento se han realizado adquisiciones de medidores para la categoría general con demanda, equipos con precisión de 0,5; analizando las características básicas de los medidores solicitados por la Empresa y comparando con las características proporcionadas por el Ministerio de Energía, las características expuestas en el Catálogo Digital de Redes de Distribución Eléctrica [51], se verifica la posibilidad de adquirir medidores con precisión 0,2.

Considerando esta modificación a las características requeridas por la EERSA, además se han realizado pruebas en el laboratorio de medidores donde se ha verificado que la precisión promedio de los medidores clase 0,5 corresponde al 0,35 % de error al momento que los medidores ingresan a las bodegas de la EERSA, por lo tanto con los medidores que son clase 0,2, teniendo un estimado discreto, se estima que la mejora debe ser al menos del 0,1 % en la precisión con respecto a la energía registrada por los contadores a esta categoría de consumo, referido a la parte industrial y comercial de la provincia de Chimborazo.

Se realiza una proyección en base a los consumos de año 2021, esto con los usuarios de la categoría general con demanda y se obtiene el valor de recuperación mostrado en la tabla 21:

TABLA 21. RECUPERACIÓN ANUAL POR MEJORA EN PRECISIÓN,

Recuperación anual	Cantidad
Energía (kWh)	2.052.173
Valor (USD)	143.652

La energía recuperada con la implementación del sistema de medición AMI junto con las características mejoradas del sistema de medición, se estima una recuperación de 2.052.173 kWh/año, esto representa el 0,55 % de la energía comercializada al año y considerando un valor promedio de 0,08 dólares/kWh, se obtiene un ingreso de flujo efectivo de \$ 143.652 dólares , el detalle del análisis se presenta en el Anexo II.

3.2.3 Costo de recuperación de energía por pérdidas no técnicas.

La metodología adoptada por la EERSA con respecto a las perdidas no técnicas y considerando que no cuentan un sistema de alarmas para actuar de forma inmediata cuando se presume algún tipo de intervención o daño al sistema de medición, corresponde a realizar inspecciones anuales a una muestra representativa de forma aleatoria y de esta manera tratar de detectar anomalías de los sistemas de medida.

Otra metodología adoptada es trabajar en conjunto con el Departamento de Lecturas, a través de reportes mensuales sobre los equipos de medición que presenten alguna alteración y que sea detectable de forma visual, por lo que el lector debe tener algún conocimiento básico en redes y sistemas de medición eléctrica, además también se utiliza la base de datos de facturación mensual para verificar usuarios con promedios o ceros consumos.

En cualquiera de los métodos presentados la información al menos se analiza un mes después de lo ocurrido y en varios casos en mucho más tiempo, llegando a pasar años en que los sistemas de medición fueron manipulados o debido al paso del tiempo, estos sistemas se encuentran obsoletos.

Por lo tanto, de los 1385 usuarios involucrados, se determina que al menos se generaría una recuperación del promedio de recuperación que han tenido este grupo en los últimos tres años, de acuerdo al análisis presentado en la tabla 22.

TABLA 22. PROMEDIO DE RECUPERACIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA.

Recuperación / Años	2019	2020	2021	Promedio
Kwh	577.651	307.411	411.360	432.141
Valor del kWh				0,08
Valor recuperado al año.				34.571

Es necesario considerar, según el Departamento de Pérdidas de la EERSA, las pérdidas de energía que equivalen a 34.571 dólares al año se dieron por equipos obsoletos que dejaron de registrar los consumos de los usuarios, también detallan que esa pérdida pudo ser evitada de forma inmediata si hubiera existido un sistema de alerta temprana, como las alarmas que pueden ser gestionadas por el sistema AMI.

3.2.4 Costo de gestión de cartera.

Los valores relacionados con la gestión de cartera, corresponde a las actividades de notificación, cortes y reconexiones, para los usuarios que, por falta de pago, entran en mora con la institución y se requiere realizar la gestión correspondiente, esto básicamente se trata de determinar aquellos usuarios que están en deuda con la empresa.

A todos los usuarios que se determinaron con deuda, la gestión corresponde en tres pasos:

1. Notificación.
2. Corte.
3. Reconexión.

Según el Jefe de Recaudación, responsable de la gestión de cortes y reconexiones de los Grandes Clientes de la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., la cultura de pago en Chimborazo es muy alta, los usuarios cancelan o al menos tratan de liquidar los valores facturados en las planillas de manera constante en forma mensual, y se notifica a los Grandes Clientes como razón principal por descuido generándose un acuerdo o pago inmediato de la deuda, esto se refleja en una de las más bajas carteras vencidas a nivel nacional.[52]

Para este cálculo, señala que en promedio mensual se notifica a diez usuarios y cada dos meses se procede a realizar un corte, los valores se detallan en la tabla 23.

TABLA 23. VALOR ANUAL DE LA GESTIÓN DE CARTERA.

	Valor unitario	Usuarios por mes	Meses al año	Valor monetario
Notificación	1,67	10	12	200,40
Corte y reconexión	4,30	1	6	25,80
Total (USD)				226,20

La gestión de cartera si tiene un gran impacto en lo que corresponde a clientes de tipo residencial o todos aquellos que están fuera de la categoría general con demanda, que son más del 99% del total de usuarios, en donde si se realiza una gestión diaria y permanente con varias cuadrillas operativas para cubrir la demanda de notificaciones, cortes y reconexiones del servicio de energía eléctrica, junto a estas actividades se adicionan las notificaciones a los clientes especiales, razón de no incluir los costos operativos ya que se diluyen con respecto a la gestión de clientela masiva.

3.2.5 Costo de energía fuera de servicio.

Este valor corresponde a la energía que se deja de suministrar al usuario durante el periodo de tiempo entre el pago de la factura y el tiempo que toma a los grupos operativos en restablecer el servicio, esto consta como dinero que la Empresa deja de percibir por las actividades operativas que corresponden a la gestión de cartera.

El tiempo en horas cuentan, las horas laborables dentro de la Empresa, desde que el usuario realiza la cancelación hasta la reposición y comprobación del servicio público de energía eléctrica.

El detalle para obtener estos valores, se detallan en la tabla 24:

TABLA 24. COSTO DE ENERGÍA FUERA DE SERVICIO.

Promedio de usuarios para corte.	Promedio de consumo mensual estimado. (kWh)	Tiempo fuera de servicio. (horas)	Costo neto de la energía (USD)	Costo / mes (USD)	Costo / año (USD)
6	32,99	5	0,035	5,77	415,66

El costo neto de la energía de 0,035 \$/kWh, resulta de la diferencia entre los valores promedios determinados por el Mercado Eléctrico Mayorista [53] durante el año 2021 siendo de 0.045 \$/kWh y el valor de comercialización para la Sierra Centro, en promedio este valor es 0,08 \$/kWh, por lo tanto, se estima con la implementación del proyecto de medición avanzada AMI, la empresa recuperaría por concepto de energía por periodo fuera de servicio un flujo de efectivo de \$415,66 dólares al año.

3.2.6 Valoración del impacto.

La valoración del impacto que conlleva la implementación del sistema de medición avanzada AMI en la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., se considera un impacto positivo por todas los beneficios que el mismo puede traer a la Empresa como usuario interno y a los clientes como usuarios externos, a continuación, en la tabla 30, se detallan varios de aquellos beneficios:

TABLA 25. IMPACTO DE LA IMPLEMENTACIÓN AMI

Partes Interesadas Internas	Beneficios
Lecturas y Facturación	Lecturas reales aumentando la calidad de la facturación. Reducción de personal operativo para toma de lecturas. Designar un solo día en el calendario de toma de lecturas para los Grandes Clientes
Pérdidas de Energía	Monitoreo constante y permanente de los Grandes Clientes.
Dirección Comercial	Cumplimiento de la regulación 002/20 para mejora de los

	índices de calidad.
Dirección de Planificación	Balances energéticos en línea de varias redes en medio y alto voltaje
Dirección de Operación y Mantenimiento	Mejora de los tiempos de respuesta ante anomalías en la red de medio o alto voltaje.
Desarrollo operativo de la Empresa	Permitirá optimizar procesos estandarizados aumentado al eficiencia de los mismos.
Imagen	Empresa comprometida en la mejora de sus servicios.
Partes Interesadas Internas	
Cliente	Mejora de calidad en la atención del servicio.

En la tabla 24, se muestra el impacto de implementar el sistema avanzado de medición AMI, este impacto tiene un costo económico que debe ingresar en el análisis para determinar la rentabilidad del proyecto, en este caso poder definir de forma individual los costos asociados a una gran cantidad de variables en algunos casos de forma subjetiva, se estima el impacto positivo del proyecto en el 0,01 % del valor de la inversión inicial, por lo tanto, este valor representa \$ 15.205,41.

3.2.7 Costo de la Inversión Inicial.

La inversión inicial se considera dentro de este proyecto, una cantidad considerable de flujo de efectivo, esto debido a que se requiere adquirir una gran cantidad de medidores para los usuarios, definido previamente en el capítulo II, 2.5 Determinación de usuarios para proyecto AMI EERSA, se requieren 1385 medidores de varios tipos como se define en la tabla 26.

TABLA 26. CANTIDADES DE MEDIDOR POR SU TIPO.

Tipo de medidor	Cantidad
MED-2F3H200_12S	611
MED-3F4H200_16S	547
MED-1F3H20_4S	24
MED-3F4H20_9S	203
Total	1385

Para determinar el costo y la mejor opción para adquirir estos equipos se analizan dos firmas de empresas proveedoras y poder tomar la decisión en base a los indicadores financieros resultantes.

Se toma como base los valores detallados en el Anexo. IV la cotización presentada vía correo electrónico de la Firma HEXING con sistema de comunicación GPRS, un proyecto peruano como referencia al sistema PLC y una implementación de sistema de comunicación por fibra óptica de un estudio nacional, como se resume en la Tabla 27.

TABLA 27. COSTO DE LOS MEDIDORES, EQUIPOS Y SERVICIOS AMI.

Equipos	GPRS			PLC			FIBRA		
	Cantidad	Valor unitario	Valor Total	Cantidad	Valor unitario	Valor Total	Cantidad	Valor unitario	Valor Total
MED-2F3H200_12S	420	441	185.220	420	655	275.112	420	441	185.220
MED-3F4H200_16S	737	441	325.017	737	655	482.755	737	441	325.017
MED-1F3H20_4S	24	441	10.584	24	655	15.721	24	441	10.584
MED-3F4H20_9S	204	441	89.964	204	655	133.626	204	441	89.964
Transformadores de Modulación	0	0	0	31	5.500	170.500	0	0	0
Tableros de recepción IN/OUT	0	0	0	1.385	797	1.103.215	0	0	0
Cable de fibra más accesorios	0	0	0	0	0	0	190.000	2	380.000
Servicios									
Instalación de medidores	1.385	90	124.650	1.385	88	121.534	1.385	90	124.650
Instalación de tableros y transformadores de modulación.	0	0	0	1.416	42	59.826	0	0	0
Instalación de fibra más accesorios	0	0	0	0	0	0	190.000	1	190.000
Servicio de datos GPRS	1.385	10	13.254	0	0	0	0	0	0
Plataforma MDM	1	88.200	88.200	1	301.564	301.564	1	148.618	148.618
TOTAL			836.889			2.663.852			1.454.053

3.2.8 Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de retorno (TIR) del proyecto AMI.

Al tener calculados y estimado todos los valores involucrados en la implementación del proyecto de medición avanzada AMI para la Empresa Eléctrica Riobamba S.A., se determinan los indicadores de Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), se considera realizar una proyección para 15 años, teniendo en cuenta que los medidores tienen ese rango de vida útil y se analiza con una tasa de interés del 9,3%, tasa actual reportada por el Banco Central del Ecuador[54] para proyectos de inversión pública.

En el Anexo III, se detalla el análisis de los indicadores VAN y TIR del proyecto de medición avanzada para las 3 opciones de comunicación y en la tabla 28, se detalla el resultado del análisis.

TABLA 28. VAN Y TIR DE LAS OPCIONES AMI.

ÍNDICES	AMI CON GPRS	AMI CON PLC	AMI CON FIBRA ÓPTICA
Valor Actual Neto (VAN)	\$ 344.451	\$ -716.618	\$ 106.652
Tasa Interna de Retorno (TIR)	6,03 %	-4,52 %	0,90 %

Por lo tanto, de acuerdo a los resultados obtenidos para la Tasa Interna de Retorno y para el Valor Actual Neto, el sistema de Medición Inteligente con sistema de comunicación con GPRS sería la mejor opción de acuerdo a la primera valoración económica.

3.2.9 Período de recuperación de capital (PRC)

En el Anexo III, se detalla el análisis de factibilidad del indicador del Periodo de Recuperación de Capital (PRC) del proyecto de medición avanzada para los tres sistemas de comunicación analizados y en la tabla 29 se detalla el resultado del análisis.

TABLA 29. PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LAS OPCIONES AMI.

ÍNDICES	AMI CON GPRS	AMI CON PLC	AMI CON FIBRA ÓPTICA
Período de Recuperación de Capital (PRC)	5,60 años	10,71 años	7.94 años

Como se puede apreciar en la Tabla 27, el sistema AMI con comunicación por GPRS también es más conveniente con respecto al índice de recuperación de capital, resultando en una recuperación del capital en 5,26 años.

3.2.10 Rentabilidad Contable Media (RCM)

En el Anexo III, se detalla el análisis de factibilidad del indicador de la Rentabilidad Contable Media (RCM) del proyecto de medición avanzada para las dos marcas de proveedores analizados y en la tabla 30 se detalla el resultado del análisis.

TABLA 30. RENTABILIDAD CONTABLE MEDIA DE LAS OPCIONES AMI.

ÍNDICES	AMI CON GPRS	AMI CON PLC	AMI CON FIBRA ÓPTICA
Rentabilidad Contable Media (RCM)	56,09 %	17,63 %	24,15 %

Como se puede apreciar en la Tabla 30 el sistema de medición inteligente con GPRS es aquella que presenta una mayor rentabilidad contable media con respecto a las dos opciones restantes.

3.2.11 Índice de Rentabilidad (IR)

En el Anexo III, se detalla el análisis del indicador del Índice de Rentabilidad (IR) del proyecto de medición avanzada para las tres opciones AMI analizadas y en la tabla 31 se muestra el resultado del análisis.

TABLA 31. *ÍNDICE DE RENTABILIDAD DE LAS OPCIONES AMI.*

ÍNDICES	AMI CON GPRS	AMI CON PLC	AMI CON FIBRA ÓPTICA
Índice de Rentabilidad (IR)	3,18	0,31	0,91

El índice de rentabilidad del sistema AMI con sistema de comunicación con GPRS presenta la mayor rentabilidad en comparación con las otras dos opciones de comunicación.

3.2.12 Costo – Beneficio (C/B)

En el Anexo III, se detalla el análisis del índice del Costo – Beneficio (C/B) del proyecto de medición avanzada para las tres sistemas de comunicación AMI propuestos y en la tabla 32, se detalla el resultado del análisis.

TABLA 32. *COSTO -BENEFICIO (C/B) DE LAS OPCIONES AMI.*

ÍNDICES	AMI CON GPRS	AMI CON PLC	AMI CON FIBRA ÓPTICA
Costo – Beneficio (C/B)	1,16	0,67	0,97

El índice del Costo – Beneficio en el proyecto de medición inteligente utilizando la comunicación GPRS es 1,16, indicando que el mayor beneficio al menor costo se obtiene al aplicando esta tecnología de comunicación.

3.2.13 Resumen de los indicadores económicos.

A continuación, en la Tabla 34 se muestra un resumen de los indicadores analizados por las Marcas A y B, para poder tener la visión global del análisis económico.

TABLA 33. RESUMEN DE LOS INDICADORES ECONÓMICOS DE LAS OPCIONES AMI.

ÍNDICES	AMI CON GPRS	AMI CON PLC	AMI CON FIBRA ÓPTICA
Valor Actual Neto (VAN)	\$ 344.451	\$ -716.618	\$ 106.652
Tasa Interna de Retorno (TIR)	6,03 %	-4,52 %	0,90 %
Período de Recuperación de Capital (PRC)	5,60 años	10,71 años	7.94 años
Rentabilidad Contable Media (RCM)	56,09 %	17,63 %	24,15 %
Índice de Rentabilidad (IR)	3,18	0,31	0,91
Costo – Beneficio (C/B)	1,16	0,67	0,97

A continuación, en la figura 27 se resume de manera grafica todos los indicadores de acuerdo a su sistema de gestión para una mejor valoración.

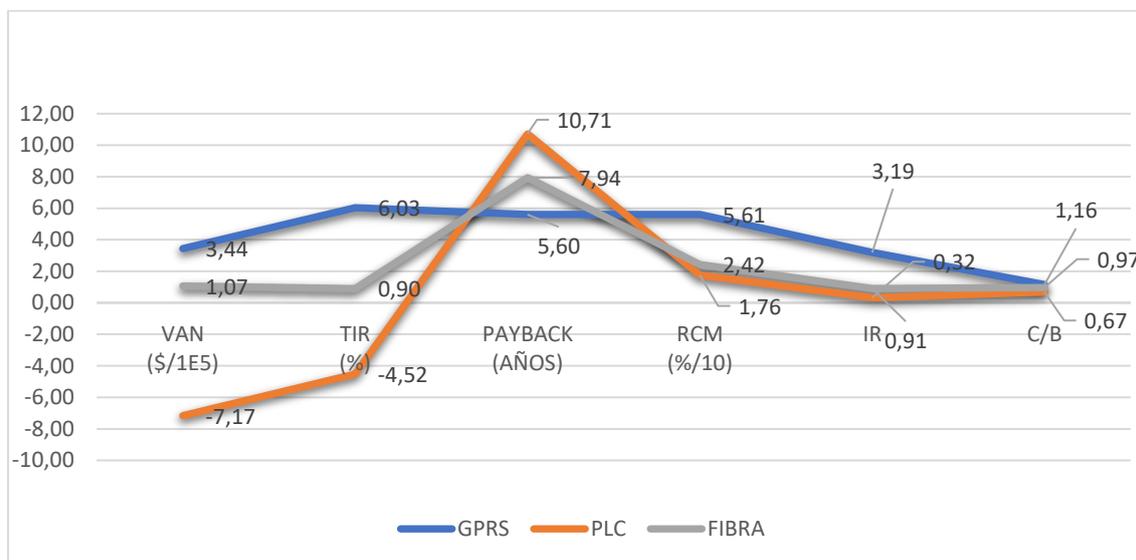


Fig. 27. Resumen de los indicadores económicos.

El proyecto presentado contempla la adquisición e implementación de nuevos contadores de energía o medidores de energía como se los conoce en el mercado nacional, esta adquisición corresponde a un total de 1385 clientes considerados dentro de la categoría general con demanda, junto con un sistema de comunicación que tiene que cubrir los 10 cantones de la provincia de Chimborazo además de la adquisición de una plataforma que permita el monitoreo y reportería de manera constante las 24 horas del día y los 365 días del año, como resumen de las características principales requeridas.

A pesar de todo lo que involucra este proyecto, de acuerdo a los resultados obtenidos se puede determinar que la implementación de un sistema de medición avanzado es completamente viable y necesario conforme a las necesidades actuales de los clientes de las Empresas Distribuidoras de Energía como en este caso para la Empresa Eléctrica Riobamba S.A.

El análisis económico se realizó en base a los costos actuales de tres sistemas de comunicación siendo el costo que más difiere, sin embargo, los mayores beneficios se encuentran al implementar la infraestructura de medición avanzada con un sistema de comunicación GPRS, esto debido a la ubicación de los terminales que requieren este sistema.

Actualmente el proyecto en análisis es fundamental para evaluar la implementación de un sistema automatizado que permita asegurar la calidad de los servicios prestados, como lo es el caso del servicio público de energía eléctrica, además de mejorar la confiabilidad por parte de los clientes al incrementar el índice de toma de lecturas facturando consumos reales de los usuarios considerados como Grandes Clientes que en este caso abarca a los clientes que se encuentran dentro de la categoría general con demanda, dando un total de 1385 usuarios a la fecha de este estudio que se beneficiarían con este proyecto.

3.3 Consideraciones Generales de la Ley

En el año 2008, elaborada por la Asamblea Constituyente, la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública (SNCP), tiene como objeto “establecer el Sistema Nacional de Contratación Pública y determinar los principios y normas para regular los procedimientos de contratación para la adquisición o arrendamiento de bienes, ejecución de obras y prestación de servicios, incluidos los de consultoría...” [55], a nivel nacional todas las instituciones públicas están en la obligación de cumplir esta ley y sus reglamentos.

3.4 Normativa General de la Ley

La Normativa General de la Ley corresponde al Reglamento a la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, se muestra como Decreto Ejecutivo 1700 y con fecha de última modificación al 16 de agosto de 2021, tiene como objeto “ el desarrollo y aplicación de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, en adelante la Ley, que crea el Sistema Nacional de Contratación Pública, SNCP, de aplicación obligatoria para las entidades ...”[56] estatales.

3.5 Proyecto de Pliegos de Contratación

Los Pliegos de Contratación son parte de los documentos fundamentales en los procesos de adquisiciones, deben ser elaborados por las entidades contratantes y se basan en modelos elaborados por el Servicio Nacional de Contratación Pública (SERCOP) y tienen que ser aprobados por la máxima autoridad de la entidad contratante o su delegado.

Los pliegos deben establecer la condiciones para alcanzar la combinación más ventajosa entre todos los beneficios de lo que se pretenda contratar, además tiene que constar todos sus costos asociados, presentes y futuros; todo el conjunto debe tender hacia la eficacia, eficiencia, calidad en las obras, bienes o servicios.

En las condiciones de los Pliegos, no deben afectar el trato igualitario para todos los posibles oferentes ni establecer diferencia arbitrarias entre ellos, ni exigir especificaciones, requerimientos técnicos que no pueda cumplir la industria nacional, salvo justificación.

De acuerdo al modelo de Pliego de Subasta Inversa Electrónica de Bienes y/o Servicios [57], el Pliego se divide en seis secciones, de la siguiente manera:

1. SECCIÓN I: Convocatoria.
2. SECCIÓN II: Objeto de la contratación, presupuesto referencia, especificaciones técnicas o términos de referencia.
3. SECCIÓN III: Condiciones del procedimiento.
4. SECCIÓN IV: Verificación y evaluación de las ofertas técnicas.
5. SECCIÓN V: Puja.
6. SECCIÓN VI: Obligaciones de las partes.

La Sección II es la parte fundamental de todo el pliego, contiene las especificaciones técnicas y el presupuesto referencia de los bienes que se desean adquirir y deben ser realizadas por la empresa pública y aprobados por la máxima autoridad o su delegado.

El proyecto de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), debe ser ejecutado a través de la modalidad de Subasta Inversa Electrónica, el detalle del Pliego propuesto se muestra en el ANEXO I, también se plantea un cronograma de ejecución del proyecto.

3.6 Conclusiones y recomendaciones

3.6.1 Conclusiones

- El control de los terminales contadores de energía de los clientes de tarifa general con demanda bajo el sistema de medición avanzada AMI permitirá mejorar en cuanto a los tiempos de acción para la revisión y regularización de las instalaciones, en este caso se estima recuperar en promedio 432.141 kWh anuales por las alertas tempranas que presenta el sistema AMI lo que deriva en una mejora hacia los niveles de facturación.
- Los equipos inteligentes de medición que se requieren adquirir para implementar este sistema pueden venir acompañados de una gran precisión considerando el volumen de la energía a registrar mensualmente, cambiando la precisión de la que se adquiere actualmente de 0,5 a 0,2, se obtiene una gran recuperación energética considerando el segmento de clientes que se pretende incluir en este proyecto, que representan sobre el 40% del total de energía facturada mensualmente.
- Los equipos de medición que se requieren reemplazar junto con la plataforma para la gestión de la información presentan características similar en todos los sistemas AMI, la diferencia de estos sistemas se presenta en el tipo de comunicación, en este estudio se presentan 3 opciones de sistemas considerando que la distribución de los terminales a ser intervenidos presentan una distribución no concentrada, la comunicación vía GPRS presenta la ventaja de no requerir implementación de infraestructura mientras que la comunicación vía fibra óptica o a través del sistema de PLC requieren de manera obligatoria infraestructura presentando la ventaja de una alta inversión inicial pero libre de costos de datos.
- La factibilidad económica del proyecto se ha realizado para un periodo de 15 años considerando la vida útil de los equipos de medición, además de una tasa de interés del 9,3%, tasa actual reportada por el Banco Central del Ecuador[54] para proyectos de inversión pública, proceso ejecutado para los 3 tipos de sistemas AMI propuestos y se concluye que el proyecto con mayor rentabilidad es el sistema AMI con comunicación GPRS, esto debido al bajo costo inicial ya que no requiere más inversión que la de adquirir equipos de medición y plataforma junto con un plan de datos básico.

3.6.2 Recomendaciones

- Con base en el estudio realizado, considerando las características técnicas de distribución de los equipos contadores de energía junto con el análisis de indicadores económicos, se recomienda a la Empresa Eléctrica Riobamba implementar un Sistema de Medición Avanzada con un sistema de comunicación vía GPRS siendo la más conveniente a los intereses de la institución.
- Incluir a las áreas fuera de la Dirección Comercial para que conozcan las bondades del sistema AMI y se pueda aprovechar de una manera integral todas las características, datos e información relacionada con la gestión de parámetros técnicos que permitan realizar predicciones en tiempo real sobre las características de la red eléctrica y sus posibles mejoras.
- Los equipos a intervenir, básicamente son los medidores, tienen que cumplir con características técnicas bien definidas y estándares internacionales en cuanto al cumplimiento de normas para garantizar la adecuada medición de la energía consumida además es necesario verificar los materiales utilizados a través de la solicitud de conformidad del producto de cada fabricante considerando que estos equipos indican una vida útil de 15 años siendo este periodo fundamental para la rentabilidad del proyecto.
- Se recomienda aplicar la metodología de implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada AMI, basada en el plan de implementación de la Empresa Eléctrica Quito S.A., adaptada para la Empresa Eléctrica Riobamba S.A. con todas las variaciones necesarias.

REFERENCIAS

- [1] A. R. Casanova Montero y M. E. Ceniceros González, "Hacia una estrategia de internacionalización de la economía ecuatoriana 2020-2030", *Rev. CIENTÍFICA ECOCIENCIA*, vol. 7, n.º 4, pp. 73-95, ago. 2020, doi: 10.21855/ecociencia.74.393.
- [2] S. Junestrand, "Perspectivas sobre la transición energética en 2050, un informe de DNV GL, *SMARTGRIDSINFO*", 14 de septiembre de 2018. <https://www.smartgridsinfo.es/2018/09/14/perspectivas-sobre-transicion-energetica-2050-informe-dnv-gl>
- [3] Román et al. - "TARIFICACIÓN COSTO-REFLECTIVA PARA LA INVERSIÓN" Disponible en: <https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/173344/Tarificaci%C3%B3n-costo-reflectiva-para-la-inversi%C3%B3n-y-operaci%C3%B3n-%C3%B3ptima-de-la-generaci%C3%B3n-distribuida.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [4] Ministerio de Energía de Colombia. "Infraestructura de Medición Avanzada GM" <https://www.minenergia.gov.co/infraestructura-de-medicion-avanzada>
- [5] L. Regalado. "Análisis comparativo de plataformas tecnológicas de Telecomunicaciones que se pueden aplicar para la red de acceso de última milla que permita operar a los servicios de infraestructura de medición avanzada (AMI) en la Empresa Eléctrica Regional Centrosur S.A." [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.ug.edu.ec/bitstream/redug/27489/1/Formato%20tesis%20DR%20completa.pdf>
- [6] A. G. P. Sevilla y F. O. A. Fernández, "Evolución de las redes eléctricas hacia Smart Grid en países de la Región Andina", *Rev. Educ. En Ing.*, vol. 8, n.º 15, Art. n.º 15, jun. 2013, doi: 10.26507/rei.v8n15.285.
- [7] B. D. Sawarkar y Mrs. S. S. Golait, "A Review Paper on Automatic Meter Reading and Instant Billing", *IJARCCCE*, pp. 213-217, ene. 2015, doi: 10.17148/IJARCCCE.2015.4146.
- [8] I. Petrusevski, M. Zivanovic, A. Rakic, y I. Popovic, "Novel AMI architecture for real-time Smart Metering", en *2014 22nd Telecommunications Forum Telfor (TELFOR)*, Belgrade, Serbia, nov. 2014, pp. 664-667. doi: 10.1109/TELFOR.2014.7034496.

- [9] E. Sánchez, "Smart Energy". Disponible en: https://books.google.com/books/about/Smart_Energy.html?id=cXPQCgAAQBAJ
- [10] "Global Advanced Metering Infrastructure Market Size, Share Forecast 2028", *MarketResearch.biz*. <https://marketresearch.biz/report/advanced-metering-infrastructure-market/>
- [11] Ministerio de Energía de Colombia. "Infraestructura de Medición Avanzada GM" <https://www.minenergia.gov.co/infraestructura-de-medicion-avanzada>
- [12] A. Ortega, "Redes de comunicación para medición eléctrica AMI, *Telemetric - Telemetría y tecnología especializada*", <http://www.telemetric.com.mx/redes-de-comunicacion-para-medicion-electrica-ami.html>.
- [13] L. Inclán, "Gana terreno la medición eléctrica inteligente", *Revista Energy Management*. <https://e-management.mx/2018/04/05/gana-terreno-la-medicion-electrica-inteligente/> (accedido 14 de febrero de 2022).
- [14] J. Taylor, "Introducción al análisis de errores". Disponible en: https://books.google.com/books/about/Introducci%C3%B3n_al_an%C3%A1lisis_de_errores.html?id=E93eDwAAQBAJ
- [15] S. M. Téllez Gutiérrez, J. Rosero García, "Advanced metering infrastructure in Colombia: benefits, challenges and opportunities", *Ing. Desarro.*, vol. 36, n.º 2, pp. 469-488, jul. 2018, doi: 10.14482/inde.36.2.10711.
- [16] M. Pacheco, "Medidores inteligentes: La experiencia internacional en la implementación de los aparatos que generan polémica en Chile", <https://medidores-inteligentes-la-experiencia-internacional-en-la-implementacion-de-los-aparatos-que-generan-polemica-en-chile/>
- [17] J. Alvarado, "Servicios de Medición Avanzada (AMI) para Redes Inteligentes y su Adaptabilidad en el Marco de la Legislación Ecuatoriana", p. 159.
- [18] J. Huidrobo, D. Roldán, "Comunicaciones_y_redes_wlan", https://coitaoc.org/wp-content/uploads/2008/08/comunicaciones_y_redes_wlan_0079d818.pdf
- [19] W. Fu y D. P. Agrawal, "Capacity of Hybrid Wireless Mesh Networks with Random APs", *IEEE Trans. Mob. Comput.*, vol. 12, n.º 1, pp. 136-150, ene. 2013, doi: 10.1109/TMC.2011.247.
- [20] E. Inga Ortega, D. Arias Cazco, "Comunicaciones celulares para medición inteligente de energía eléctrica en sistemas de distribución", *Ingenius*, n.º 10, dic. 2013, doi: 10.17163/ings.n10.2013.03.

- [21] M. Quiroz y U. de Pamplona, "Estudio sobre la implementación de redes eléctricas inteligentes "Smart Grids" en el departamento del cesar: una revisión", p. 24.
- [22] R. Yapo, "Sistema de tele-medición mediante la aplicación de tecnología two way automatic communication system (twacs) en el sistema electrico combapata de electro sur este s.a.a" ., p. 257.
- [23] L. Proaño, "Sistema de comunicación por fibra óptica para la Corporacion Nacional de Electricidad Cnel Regional Santo Domingo". Accedido: 7 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.uta.edu.ec/bitstream/123456789/106/1/t539ec.pdf>
- [24] C. Ungye, "Implementación de una red mesh con fibra óptica y su software de gestión para integrar las tres tecnologías AMI existentes", p. 78.
- [25] "ERDF-Vous-Spécial-LINKY-Avril-2016" Accedido: 7 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://la-falaise.fr/wp-content/uploads/2017/01/ERDF-Vous-Sp%C3%A9cial-LINKY-Avril-2016.pdf>
- [26] "Plan_energetico_de_la_Region_de_Murcia_2016-2020", Accedido: 7 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: https://inarquia.es/wp-content/uploads/2017/04/k2_attachments_Plan_energetico_de_la_Region_de_Murcia_2016-2020.compressed.pdf
- [27] "S. E. International, AES Eletropaulo's smart grid program", *Smart Energy International*, 28 de agosto de 2013. <https://www.smart-energy.com/top-stories/aes-eletropaulo-s-smart-grid-program/> (accedido 7 de noviembre de 2022).
- [28] "La gestión de proyectos en la Administración Pública" - Funiber Blogs - FUNIBER. <https://blogs.funiber.org/blog-proyectos/2018/11/17/funiber-gestion-proyectos-administracion-publica> (accedido 8 de febrero de 2022).
- [29] R. Canales, "Criterios para la toma de decisión de Inversiones", *REICE Rev. Electrónica Investig. En Cienc. Económicas*, vol. 3, n.º 5, pp. 101-117, ago. 2015, doi: 10.5377/reice.v3i5.2022.
- [30] G. Baca, "Evaluación de proyectos", Accedido: 9 de agosto de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://econforesyproyec.files.wordpress.com/2014/11/evaluacion-de-proyectos-gabriel-baca-urbina-corregido.pdf>
- [31] M. Ferrer, "Indicadores de rentabilidad: herramientas para la toma decisiones financieras en hoteles de categoría media ubicados en Maracaibo", http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1315-95182008000100008 (accedido 9 de agosto de 2022).

- [32] J. Loomis, "Incorporating Distributional Issues into Benefit Cost Analysis: Why, How, and Two Empirical Examples Using Non-market Valuation", *J. Benefit-Cost Anal.*, vol. 2, n.º 1, pp. 1-24, ene. 2011, doi: 10.2202/2152-2812.1044.
- [33] EERSA, "La Institución Empresa Eléctrica Riobamba S.A." <https://www.eersa.com.ec/site/la-institucion/> (accedido 15 de enero de 2022).
- [34] GCP.430.MC.01V0.2_ "ManualGestiónCalidad".
- [35] J. Torres, "Modelo para el análisis técnico-económico de la factibilidad de microcentrales eólicas para generación distribuida"
- [36] Plataforma de lanzamiento de BI. <http://172.30.132.152:8082/BOE/BI> (accedido 12 de junio de 2022).
- [37] P. Smith, "Nuestra Historia, *TECUN - Beyond Ideas*", <https://tecun.com/quienes-somos/nuestra-historia/> (accedido 2 de febrero de 2022).
- [38] X. Visión, "¿Qué es AMI (Advanced Metering Infrastructure)? - *TECUN-Beyond Ideas*, *TECUN - Beyond Ideas*". <https://tecun.com/que-es-ami/> (accedido 2 de febrero de 2022).
- [39] "Medidor LY-SM350, *TECUN - Beyond Ideas*", <https://tecun.com/medidores/medidor-ly-sm350/> (accedido 2 de febrero de 2022).
- [40] ADD Grup, "Información general" |. <https://addgrup.com/es/general-information/> (accedido 2 de febrero de 2022).
- [41] "ENERI", <http://www.eneri.com.mx/> (accedido 7 de febrero de 2022).
- [42] Itron. "Advanced Metering Infrastructure (AMI)", <https://www.itron.com/lam/solutions/what-we-enable/ami> (accedido 7 de febrero de 2022).
- [43] Hex, "AMI-Hexing Electrical Co., Ltd.", http://www.hxgroup.cn/en/mobile/solution_detail/id-1.html (accedido 8 de febrero de 2022).
- [44] Elster, "Honeywell Elster - Elster Group - About us - Intelligent Community" <https://www.elster-instromet.com/en/elster-group#sbox6494=;sbox6488=;sbox6491=sbox64910;> (accedido 8 de febrero de 2022).
- [45] G. Electric, "Building a world that works" <https://www.ge.com/> (accedido 8 de febrero de 2022).

- [46] IEC, "Internacional Standard IEC 61968-9". Accedido: 30 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61968-9%7Bed1.0%7Den.pdf
- [47] A. Jurado, "*Introducción a la seguridad informática y el análisis de vulnerabilidades*", Accedido: 15 de febrero de 2022. [En línea]. Disponible en: https://books.google.com/books/about/INTRODUCCI%C3%93N_A_LA_SEGURIDAD_INFORM%C3%81TIC.html?id=5Z9yDwAAQBAJ
- [48] M. Munasinghe, "energy efficiency: optimization of electric power distribution system losses", p. 149.
- [49] "Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2021". Accedido: 24 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/04/Estadistica2021.pdf>
- [50] Sercop, "Proceso de compra corporativa de la Empresa Eléctrica Quito S.A.", https://www.compraspublicas.gob.ec/ProcesoContratacion/compras/PC/informacionProcesoContratacion2.cpe?idSoliCompra=SdFsrhX5UBs_hCC1oPT3ZZDnJv4-vw1YsBaLHAXD8Vg, (accedido 27 de junio de 2022).
- [51] Portada. <https://www.unidadespropiedad.com/> (accedido 9 de febrero de 2022).
- [52] EERSA, "Indicadores de Gestión", <https://www.eersa.com.ec/site/indicadores/> (accedido 15 de febrero de 2022).
- [53] Agencia de Regulación y Control de la Energía y Recursos Naturales No Renovables, "Procedimientos del mercado eléctrico mayorista", p. 80.
- [54] Banco Central del Ecuador, "Tasas de Interés 2022", <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm> (accedido 13 de febrero de 2022).
- [55] Sercop, "losncp_actualizad", Accedido: 14 de febrero de 2022. [En línea]. Disponible en: https://portal.compraspublicas.gob.ec/sercop/wp-content/uploads/2021/04/losncp_actualizada1702.pdf
- [56] Sercop, "rglosncpactualizado", Accedido: 14 de febrero de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://portal.compraspublicas.gob.ec/sercop/wp-content/uploads/2021/08/rglosncpactualizado.pdf>
- [57] Sercop. "condiciones_particulares_del_pliego_de_subasta_inversa_electronica1", Accedido: 14 de febrero de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://portal.compraspublicas.gob.ec/sercop/wp->

content/uploads/2020/01/1_condiciones_particulares_del_pliego_de_subasta_inversa_electronica1.pdf

- [58] C. Torres, W. Oswaldo, "Estudio y diseño de la red de fibra óptica para el transporte de aplicación triple play en el trayecto Cuenca - Girón – Pasaje", p. 147.
- [59] R. Yapo, Sistema de telemedición mediante la aplicación de tecnología two way automatic communication system (twacs) en el sistema eléctrico Combapata de electro sur este S.A.A"., p. 257.

ANEXO I. Modelo de Pliego de Subasta Inversa Electrónica de Bienes y/o Servicios

MODELO DE PLIEGO DE SUBASTA INVERSA ELECTRÓNICA DE BIENES Y/O SERVICIOS

Versión SERCOP 2.1 (09 de junio de 2017)

**SUBASTA INVERSA
ELECTRÓNICA
(CÓDIGO DEL
PROCEDIMIENTO)**

I. CONDICIONES PARTICULARES DEL PLIEGO SUBASTA INVERSA ELECTRÓNICA

SECCIÓN I

CONVOCATORIA

Se convoca a las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, asociaciones de éstas o consorcios o compromisos de asociación, que se encuentren habilitadas en el Registro Único de Proveedores, legalmente capaces para contratar, a que presenten sus ofertas para (*describir bien y/o servicio normalizado /Objeto Contractual*).

SECCIÓN II

OBJETO DE LA CONTRATACIÓN, PRESUPUESTO REFERENCIAL, ESPECIFICACIONES TÉCNICAS O TÉRMINOS DE REFERENCIA.

2.1 Objeto de contratación: Este procedimiento precontractual tiene como propósito seleccionar a la oferta de origen ecuatoriano de mejor costo, en los términos del numeral

17 del artículo 6 de la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, para la (*adquisición de bienes y/o prestación de servicios normalizados objeto de la contratación*)

Si en el procedimiento de contratación no hubiere oferta u ofertas consideradas de origen ecuatoriano, se considerará y analizará las ofertas que no se consideren ecuatorianas que se hubieren presentado.

2.2 Presupuesto referencial:

El presupuesto referencial no será visible, sin embargo, las entidades contratantes deberán registrarlo al momento de la creación de dicho procedimiento en el Sistema Oficial de Contratación del Estado – SOCE.

2.3 Especificaciones técnicas o términos de referencia: Las especificaciones técnicas o términos de referencia para la presente contratación se detallan a continuación:

MEDIDORES ELECTRÓNICOS 2F-3H, 3F-4H, KWH, KVARH, KW, CLASE 200

ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN	OFERTA
1	DATOS GENERALES		
1,1	Cantidad	547	
1,2	Procedencia	Especificar	
1,3	Marca	Especificar	
1,4	Modelo	Especificar	
2	MATERIAL		
2,1	Cubierta o tapa principal	Policarbonato transparente o visor transparente NOTA 1	
3	CARACTERÍSTICAS DEL MEDIDOR		
3,1	Norma de fabricación	ANSI C12.1, C12.10, C12.16, C12.20, C12.21	
	Interoperabilidad	IEC 61968	
3,2	<i>Propiedades generales:</i>		
3.2.1	Año de fabricación	No menor al año de adjudicación.	
3.2.2	Número de fases	3	
3.2.3	Número de hilos	4	
3.2.4	Número de elementos de medición	3	
3.2.5	Tipo de ensamble	Socket	
3.2.6	Tarifa	Multitarifa, mínimo 4.	
3.2.7	Forma	16 S	
3,3	<i>Propiedades eléctricas:</i>		
3.3.1	Voltaje nominal	Auto rango 120-480 VAC.	
3.3.2	Frecuencia nominal	60 Hz	
3.3.3	Corriente nominal (corriente base Ib)	30 A	
3.3.4	Corriente máxima	200 A	
3.3.5	Clase de precisión	0,2 ó mejor.	
3.3.6	Magnitud por medir	Energía activa, energía reactiva, demanda máxima en 4 tarifas y registros de perfil de carga.	
3.3.7	Tipo de conexión	Indirecta	
3.3.8	Consumo propio por cada elemento de voltaje a condiciones nominales de corriente, voltaje y frecuencia	Máximo 1,0 W	
3.3.9	Consumo propio por cada elemento de corriente, incluido LCD a condiciones nominales de corriente, voltaje y frecuencia	Máximo 0,5 VA	
3,4	Resistencia a la intemperie de la base, cubierta y tapa cubrebornes:		
3.4.1	Grado de protección	> = IP 54	
3.4.2	Resistencia rayos UV	720h(ASTM G 154)	
4	REQUISITOS CONSTRUCTIVOS		
4,1	Tapa principal	Con dispositivos independientes para	

		colocar sellos de seguridad NOTA 2	
4,4	Visualizador de generación de impulsos que permita su verificación	LED o Display.	
4,5	Puerto de comunicación principal.	Puerto óptico.	
4,6	<i>Indicador de lecturas y datos:</i>		
4.6.1	Pantalla (display o visualizador)	Cristal líquido (LCD) de alta resolución	
4.6.2	Tamaño de los números	Mínimo 7 mm de alto x 4 mm de ancho	
4.6.3	Número de dígitos.	Mínimo 6, programable entre enteros y decimales.	
4.6.5	Diagrama de conexión	Impreso en placa de datos de medidor	
4,7	Número de medidor de fábrica (serie)	No adhesivo, visual y en código de barras	
4,8	Número de medidor de empresa (EERSA)	No adhesivo, el código es alfanumérico proporcionado por la EERSA.	
5	CERTIFICACIONES		
5,1	Certificado de cumplimiento de normas de fabricación	Presentar copia del certificado vigente (NOTA 3)	
5,2	Vida útil garantizada por el fabricante	Mínima 15 años NOTA 4	
5,3	Tiempo de garantía técnica	Mínima 2 años	
5,4	Certificado de calibración	Se proporcionará un certificado de calibración avalado por un laboratorio acreditado. (NOTA 3)	
6	PERFIL DE CARGA	Debe permitir grabar el perfil de carga por lo menos 45 días en periodos de 15 minutos.	
7	SOFTWARE DE CONFIGURACIÓN DEL MEDIDOR		
7,1	Reset y edición de registros.	Deberá permitir el reset a condiciones iniciales de todos los registros de energías, demandas, perfil de carga, eventos y demás parámetros. Además, deberá permitir la edición de los registros de lecturas y parámetros de configuración.	
7,2	Reset de demanda automático.	Se podrá configurar el reset manual y automático un día específico del mes.	
8	CATALOGO	Obligatoriamente se debe presentar un catálogo en el que conste todas las características técnicas del medidor junto con la base socket ofertada. Este servirá para la evaluación técnica de la oferta.	
9	BASE SOCKET	Incluir Base socket para medidor 3 fases 4 hilos forma 16 S	
10	COMUNICACIÓN		
10.1	Interfaz	Incluir dos (2) unidades del cable óptico de comunicación (cable sin batería auxiliar).	
10.2	Tarjeta de comunicación	Tipo ENCLOSED, instalada dentro del medidor, sin necesidad de adaptador.	
10.3	Consumo máximo de la tarjeta de comunicación. (W)	Máximo 1W.	
10.4	Seguridad y encriptación	Password de acceso, especificar estándar.	
10.5	Capacidad de transmisión	Codificar y reportar hasta seis dígitos de lecturas en bandas horarias.	
10.6	Transmisión de la información	Capaz de extraer toda la información	

		acumulada: 1. Información de lecturas. 2. Información de perfiles.	
10.7	Sistema de comunicación.	GPRS	
10.8	Programación de medidor y actualización de software.	De forma remota.	
11	CAPACITACION	- Se deberá considerar en la oferta la capacitación de manejo de software, en las instalaciones de la EERSA, en al menos 8 horas efectivas, para los funcionarios que designe la empresa, la misma que será impartida por personal designado por el oferente y al final de la misma se entregará un certificado. - Incluir manual de uso y manejo de producto, en formato digital y en físico.	

MEDIDORES ELECTRÓNICOS 1F-3H, 3F-4H, KWH, KVARH, KW, CLASE 20

ITEM	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN	OFERTA
1	DATOS GENERALES		
1,1	Cantidad	24	
1,2	Procedencia	Especificar	
1,3	Marca	Especificar	
1,4	Modelo	Especificar	
2	MATERIAL		
2,1	Cubierta o tapa principal	Policarbonato transparente o visor transparente NOTA 1	
3	CARACTERÍSTICAS DEL MEDIDOR		
3,1	Norma de fabricación	ANSI C12.1, C12.10, C12.16, C12.20, C12.21	
	Interoperabilidad	IEC 61968	
3,2	<i>Propiedades generales:</i>		
3.2.1	Año de fabricación	No menor al año de adjudicación.	
3.2.2	Número de fases	1	
3.2.3	Número de hilos	2	
3.2.4	Número de elementos de medición	2	
3.2.5	Tipo de ensamble	Socket	
3.2.6	Tarifa	Multitarifa, mínimo 4.	
3.2.7	Forma	4S	
3,3	<i>Propiedades eléctricas:</i>		
3.3.1	Voltaje nominal	Auto rango 120-480 VAC.	
3.3.2	Frecuencia nominal	60 Hz	
3.3.3	Corriente nominal (corriente base Ib)	2.5 A	
3.3.4	Corriente máxima	20 A	
3.3.5	Clase de precisión	0,2 ó mejor.	
3.3.6	Magnitud por medir	Energía activa, energía reactiva, demanda máxima en 4 tarifas y registros de perfil de carga.	
3.3.7	Tipo de conexión	Indirecta	
3.3.8	Consumo propio por cada elemento de voltaje a condiciones nominales de corriente, voltaje y frecuencia	Máximo 1,0 W	

3.3.9	Consumo propio por cada elemento de corriente, incluido LCD a condiciones nominales de corriente, voltaje y frecuencia	Máximo 0,5 VA	
3,4	Resistencia a la intemperie de la base, cubierta y tapa cubrebornes:		
3.4.1	Grado de protección	> = IP 54	
3.4.2	Resistencia rayos UV	720h(ASTM G 154)	
4	REQUISITOS CONSTRUCTIVOS		
4,1	Tapa principal	Con dispositivos independientes para colocar sellos de seguridad NOTA 2	
4,4	Visualizador de generación de impulsos que permita su verificación	LED o Display.	
4,5	Puerto de comunicación principal.	Puerto óptico.	
4,6	<i>Indicador de lecturas y datos:</i>		
4.6.1	Pantalla (display o visualizador)	Cristal líquido (LCD) de alta resolución	
4.6.2	Tamaño de los números	Mínimo 7 mm de alto x 4 mm de ancho	
4.6.3	Número de dígitos.	Mínimo 6, programable entre enteros y decimales.	
4.6.5	Diagrama de conexión	Impreso en placa de datos de medidor	
4,7	Número de medidor de fábrica (serie)	No adhesivo, visual y en código de barras	
4,8	Número de medidor de empresa (EERSA)	No adhesivo, el código es alfanumérico proporcionado por la EERSA.	
5	CERTIFICACIONES		
5,1	Certificado de cumplimiento de normas de fabricación	Presentar copia del certificado vigente (NOTA 3)	
5,2	Vida útil garantizada por el fabricante	Mínima 15 años NOTA 4	
5,3	Tiempo de garantía técnica	Mínima 2 años	
5,4	Certificado de calibración	Se proporcionará un certificado de calibración avalado por un laboratorio acreditado. (NOTA 3)	
6	PERFIL DE CARGA	Debe permitir grabar el perfil de carga por lo menos 45 días en periodos de 15 minutos.	
7	SOFTWARE DE CONFIGURACIÓN DEL MEDIDOR		
7,1	Reset y edición de registros.	Deberá permitir el reset a condiciones iniciales de todos los registros de energías, demandas, perfil de carga, eventos y demás parámetros. Además, deberá permitir la edición de los registros de lecturas y parámetros de configuración.	
7,2	Reset de demanda automático.	Se podrá configurar el reset manual y automático un día específico del mes.	
8	CATALOGO	Obligatoriamente se debe presentar un catálogo en el que conste todas las características técnicas del medidor junto con la base socket ofertada. Este servirá para la evaluación técnica de la oferta.	
9	BASE SOCKET	Incluir Base socket para medidor 1 fases 3 hilos forma 4 S	
10	COMUNICACIÓN		
10.1	Interfaz	Incluir dos (2) unidades del cable óptico de comunicación (cable sin batería auxiliar).	
10.2	Tarjeta de comunicación	Tipo ENCLOSED, instalada dentro del medidor, sin necesidad de adaptador.	
10.3	Consumo máximo de la tarjeta de comunicación. (W)	Máximo 1W.	
10.4	Seguridad y encriptación	Password de acceso, especificar estándar.	
10.5	Capacidad de transmisión	Codificar y reportar hasta seis dígitos de lecturas en bandas horarias.	
10.6	Transmisión de la información	Capaz de extraer toda la información acumulada: 1. Información de lecturas. 2. Información de perfiles.	

10.7	Sistema de comunicación.	GPRS	
10.8	Programación de medidor y actualización de software.	De forma remota.	
11	CAPACITACIÓN	- Se deberá considerar en la oferta la capacitación de manejo de software, en las instalaciones de la EERSA, en al menos 8 horas efectivas, para los funcionarios que designe la empresa, la misma que será impartida por personal designado por el oferente y al final de la misma se entregará un certificado. - Incluir manual de uso y manejo de producto, en formato digital y en físico.	

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS			
SERVICIO DE LA PLATAFORMA DE MEDICIÓN AMI			
IT E M	DESCRIPCIÓN	ESPECIFICACIÓN SOLICITADA	
	DURACIÓN DEL CONTRATO	60 meses	
	NOMBRE DEL SOFTWARE	INDICAR	
	PAÍS DE ORIGEN	INDICAR	
1	CARACTERÍSTICAS DEL SERVICIO		OFERTADO
1,1	Modalidad	Software as service.	
1,2	Ubicación de la plataforma de telemedición.	Datacenter del fabricante de los dispositivos.	
1,3	Acceso por parte de la EERSA	Acceso a todas las funciones vía web las 24 horas del día mediante acceso de claves y niveles.	
1,4	Instalación y mantenimiento de la plataforma.	La EERSA no debe necesitar realizar ninguna instalación, ni mantenimiento, ni tener personal informático dedicado a administrar la plataforma.	
1,5	Upgrade del software.	Debe incluir la última versión disponible de forma ilimitada, sin costo adicional.	
1,6	Gestión de datos.	EL PROVEEDOR no debe disponer ni utilizar los datos para ningún otro fin que no sea la generación de reportes online para la empresa propietaria de dichos datos. Siempre que la empresa lo solicite, se le debe entregar una copia de las bases de datos del sistema.	
1,7	Condición de alojamiento de datos.	EL PROVEEDOR debe incluir el alojamiento en servidores ubicados en un ambiente bajo temperatura controlada permanentemente, con sus correspondientes licencias de software, energía ininterrumpida garantizada con UPS y generador de energía diésel automatizado, servicio de conectividad a internet redundante, monitoreo de la plataforma 24/7 mediante sistemas de notificación y acceso restringido y controlado.	
1,8	Escalabilidad	Las necesidades de equipamiento o de conectividad deben poder irse adaptando a los requerimientos del negocio.	
1,9	Interoperabilidad	EL PROVEEDOR debe ofrecer la posibilidad de acceso a los datos vía web services e integración con otras plataformas ERP o SCADA.	
1,1	Seguridad del Datacenter	EL PROVEEDOR debe contar con una configuración con doble firewall de diferentes tecnologías (Linux Debian + IPTables, y Windows ISA server), formando una DMZ (zona desmilitarizada), para proteger la red interna (LAN).	
2	Políticas de Seguridad de la Información relativas al Acceso al Sistema		
2,1	Niveles de Acceso	Deben existir diferentes niveles de acceso al sistema, para que pueda ser utilizado con seguridad dentro de la organización de la EERSA, otorgando a cada miembro de la organización el nivel operativo que su función requiere. Los niveles son disponibles: Administrador, Operador,	

		Administrativo y Técnico.	
2,2	Perfil de Administrador	La EERSA puede ingresar con el perfil “Administrador” del sistema, y dar de alta o de baja usuarios, y/o bloquear sus perfiles de acceso.	
3	Políticas de Seguridad y Confidencialidad de Datos en el Proveedor.		
3,1	Los datos pertenecen a la EERSA.	EL PROVEEDOR no dispone ni utiliza los datos para ningún otro fin que no sea la generación de reportes online para la empresa propietario de dichos datos.	
3,2	Bases de datos.	Siempre que la EERSA lo solicite, se le debe entregar una copia de las bases de datos de su sistema.	
3,3	Convenio de Confidencialidad.	Todo el personal de la Empresa PROVEEDORA debe poseer un Convenio de Confidencialidad, que comprende específicamente toda la información almacenada en medios informáticos.	
4	Seguridad, monitoreo y recuperación de la Plataforma		
4,1	Monitoreo automático	La plataforma debe disponer de un Sistema de software para el monitoreo automático de los servicios y servidores con envío de alertas vía SMS y e-mail las 24 horas.	
4,2	Guardia Pasiva	Debe mantener una Guardia pasiva de profesionales administradores durante las 24 horas.	
4,3	Sistemas de backup	Debe manejar un Procedimiento y sistemas de backup de información automatizados.	
4,4	Sistemas para Disaster Recovery	Debe contar con un Procedimiento y sistemas para Disaster Recovery.	
4,5	Acceso físico al Datacenter	Debe disponer de Seguridad en el acceso físico al Datacenter vía tarjeta RFID y seguimiento vía cámaras de video.	
5	Servicio de GPRS		
5.1	Compatibilidad	Conectividad segura y certificada con la plataforma de medición inteligente.	
5.2	Tecnología	SIM Global m2m con servicio disponible en todo el país y con cobertura global por cada uno de los terminales.	
5.3	Infraestructura	Basado en una Infraestructura m2m de conectividad móvil (datos, SMS y voz).	
5.4	Personal calificado	El proveedor debe garantizar ejecutar el proyecto de instalación a inicio de transmisión de datos para lo cual debe tener en su nómina una persona certificada en proyectos PMP (Adjuntar hoja de vida, planilla IESS y certificado PMP Vigente)	
5.5	Autogestión	Debe permitir la autogestión desde la plataforma de Conectividad Gestionada m2m, vía interfaz Web o API.	
5.6	Costo de provisión	Los SIMs no debe tener ningún costo de provisión sino únicamente se debe considerar el uso del servicio.	
5.7	Habilitación inicial	Se deben Habilitar inicialmente 1385 SIMS como parte del servicio.	
6	Manual de usuario y Capacitación.		
6,1	Manual de usuario	Manual de usuario en formato digital.	
6,2	Capacitación.	<p>Curso de capacitación para conocer el correcto uso o manejo del software, con una duración de 4 horas efectivas y un número aproximado de 6 asistentes, en las instalaciones de la EERSA o en línea, en coordinación con el Administrador de contrato.</p> <p>Se dará un certificado por la capacitación.</p>	

ANEXO II. Recuperación de Energía por Pérdidas No Técnicas.

Se establece los consumos por tarifas del año 2021.

Servicio	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21
Residencial	12.58 0.825	12.56 6.691	12.58 4.475	12.60 3.768	12.62 1.918	12.64 0.273	12.65 9.600	12.67 8.673	12.69 7.708	12.71 3.511	12.73 5.670	12.75 3.836
Comercial S.D.	3.632. 853	3.113. 588	3.119. 592	3.125. 125	3.131. 428	3.137. 617	3.143. 546	3.149. 782	3.155. 970	3.162. 157	3.168. 088	3.173. 817
Comercial C.D	1.203. 723	1.113. 430										
Indust. Artesanal	80.91 5	83.46 5	88.56 8	84.34 9	82.49 5	86.45 5	85.42 2	87.36 9	83.41 2	85.43 6	84.46 7	85.23 2
Industrial	1.857. 048	2.620. 300	2.120. 309	2.517. 256	2.420. 986	2.520. 300	2.410. 200	2.517. 301	2.560. 201	2.529. 589	2.590. 305	2.520. 300
Bombeo de Agua	648.8 65	667.8 22	697.8 22	567.8 22	669.8 22	657.8 22	557.8 22	669.3 22	677.8 21	699.8 32	697.8 42	627.9 22
Ucem	9.145. 222	7.343. 891	8.071. 351	9.006. 659	6.910. 878	9.110. 582	9.058. 621	9.647. 518	9.664. 847	9.578. 235	9.993. 928	9.699. 480
Ofi, Mun, Culto	1.015. 551	1.048. 195	1.050. 182	1.049. 132	1.039. 188	1.049. 132	1.051. 238	1.044. 998	1.049. 328	1.044. 915	1.044. 322	1.041. 168
Asist. Social	347.3 38	459.0 75	451.1 15	459.0 05	461.0 87	459.6 85	456.0 84	457.0 77	454.0 81	455.0 49	459.3 23	454.2 32
Total	30.51 2.340	28.91 5.467	29.66 6.715	30.62 6.849	28.55 5.521	30.77 9.769	30.75 3.064	31.36 7.270	31.40 9.822	31.34 5.260	31.78 9.043	31.51 8.683

Residencial	19.51 0.070	19.05 1.276	19.07 5.064	19.09 9.890	19.12 4.343	19.14 8.887	19.17 4.143	19.19 9.452	19.22 4.675	19.24 6.725	19.27 4.815	19.29 8.903
General	11.00 2.270	9.864. 191	10.59 1.651	11.52 6.959	9.431. 178	11.63 0.882	11.57 8.921	12.16 7.818	12.18 5.147	12.09 8.535	12.51 4.228	12.21 9.780
Porcentaje General	0,360 58428	0,341 13891	0,357 02136	0,376 36777	0,330 27512	0,377 87425	0,376 51276	0,387 91447	0,387 94066	0,385 97654	0,393 66482	0,387 69957

Factor de ajuste precisión (0,1)	165. 034	147. 963	158. 875	172. 904	141. 468	174. 463	173. 684	182. 517	182. 777	181. 478	187. 713	183. 297
Valor promedio (0,08 kWh)	11.5 52	10.3 57	11.1 21	12.1 03	9.90 3	12.2 12	12.1 58	12.7 76	12.7 94	12.7 03	13.1 40	12.8 31

Recuperación anual (kWh)	2.052.173
Recuperación anual (USD)	143.652

ANEXO III. Análisis económico.

Sobre los flujos de efectivo esperados con proyección para 15 años, siendo este periodo la vida útil de los medidores.

Flujos de efectivo:

Descripción.	Año 0	Año 01	Año 02	Año 03	Año 04	Año 05	Año 06	Año 07	Año 08	Año 09	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
1. Toma de Lecturas.		62.400	55.200	55.200	55.200	55.200	55.200	55.200	55.200	55.200	55.200	55.200	55.200	55.200	55.200	55.200
2. Aumento de precisión.		143.652	143.652	143.652	143.652	143.652	143.652	143.652	143.652	143.652	143.652	143.652	143.652	143.652	143.652	143.652
3. Pérdidas no técnicas.		34.571	34.571	34.571	34.571	34.571	34.571	34.571	34.571	34.571	34.571	34.571	34.571	34.571	34.571	34.571
4. Gestión de cartera.		226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226	226
5. Energía FDS.		416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416	416
6. Impacto positivo.		13.800	15.969	15.969	15.969	15.969	15.969	15.969	15.969	15.969	15.969	15.969	15.969	15.969	15.969	15.969
Total		255.065	250.034	250.034	250.034	250.034	250.034	250.034	250.034	250.034	250.034	250.034	250.034	250.034	250.034	250.034

VALOR ACTUAL NETO Y TASA INTERNA DE RETORNO

Equipos	AMI CON GPRS			AMI CON PLC			AMI CON FIBRA		
	Cantidad	Valor unitario	Valor Total	Cantidad	Valor unitario	Valor Total	Cantidad	Valor unitario	Valor Total
MED-2F3H200_12S	420	441	185.220	420	655	275.112	420	441	185.220
MED-3F4H200_16S	737	441	325.017	737	655	482.755	737	441	325.017
MED-1F3H20_4S	24	441	10.584	24	655	15.721	24	441	10.584
MED-3F4H20_9S	204	441	89.964	204	655	133.626	204	441	89.964
Transformadores de Modulación	0	0	0	31	5.500	170.500	0	0	0
Tableros de recepción IN/OUT	0	0	0	1.385	797	1.103.215	0	0	0
Cable de fibra más accesorios	0	0	0	0	0	0	190.000	2	380.000
Servicios									
Instalación de medidores	1.385	90	124.650	1.385	88	121.534	1.385	90	124.650
Instalación de tableros y transformadores de modulación.	0	0	0	1.416	42	59.826	0	0	0
Instalación de fibra más accesorios	0	0	0	0	0	0	190.000	1	190.000
Servicio de datos GPRS	1.385	10	13.254	0	0	0	0	0	0
Plataforma MDM	1	88.200	88.200	1	301.564	301.564	1	148.618	148.618
TOTAL			836.889			2.663.852			1.454.053

Costo de oportunidad anual

9,30%

Año	AMI CON GPRS		AMI CON PLC		AMI CON FIBRA ÓPTICA	
	Flujo de Efectivo	VAN	Flujo de Efectivo	VAN	Flujo de Efectivo	VAN
0	-836.889	- 836.889	-2.663.852	- 2.663.852	-1.834.053	- 1.834.053
1	153.611	140.541	252.234	230.772	245.224	224.359
2	148.580	124.371	245.034	205.110	245.034	205.110
3	148.580	113.789	245.034	187.658	245.034	187.658
4	148.580	104.107	245.034	171.690	245.034	171.690
5	148.580	95.249	245.034	157.082	245.034	157.082
6	148.580	87.144	245.034	143.716	245.034	143.716
7	148.580	79.729	245.034	131.488	245.034	131.488
8	148.580	72.946	245.034	120.300	245.034	120.300
9	148.580	66.739	245.034	110.064	245.034	110.064
10	148.580	61.060	245.034	100.699	245.034	100.699
11	148.580	55.865	245.034	92.131	245.034	92.131
12	148.580	51.111	245.034	84.292	245.034	84.292
13	148.580	46.763	245.034	77.120	245.034	77.120
14	148.580	42.784	245.034	70.558	245.034	70.558
15	148.580	39.143	245.034	64.554	245.034	64.554
	VAN	344.451		-716.618		106.767
	TIR	6,03%		-4,52%		0,90%

PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL

Año	AMI CON GPRS		AMI CON PLC		AMI CON FIBRA ÓPTICA	
	Flujo de caja	Flujo acumulado	Flujo de caja	Flujo acumulado	Flujo de caja	Flujo acumulado
0	-836.889	-836.889	-2.663.852	-2.663.852	-1.834.168	-1.834.168
1	153.611	-683.279	262.234	-2.401.618	245.224	-1.588.944
2	148.580	-534.699	255.034	-2.146.583	245.034	-1.343.910
3	148.580	-386.119	255.034	-1.891.549	245.034	-1.098.875
4	148.580	-237.539	255.034	-1.636.515	245.034	-853.841
5	148.580	-88.959	255.034	-1.381.480	245.034	-608.807
6	148.580	59.621	255.034	-1.126.446	245.034	-363.772
7	148.580	208.201	255.034	-871.412	245.034	-118.738
8	148.580	356.780	255.034	-616.377	245.034	126.296
9	148.580	505.360	255.034	-361.343	245.034	371.330
10			255.034	-106.309	245.034	616.365
11			255.034	148.725	245.034	861.399
12			255.034	403.760	245.034	1.106.433

Período anterior al cambio de signo	3		10		7
Valor absoluto del flujo acumulado	386.119		106.309		118.738
Flujo de Caja en siguiente período	148.580		148.725		126.296
Período de Payback	5,60 años		10,71 años		7,94 años

RENTABILIDAD CONTABLE MEDIA

AÑO	AMI CON GPRS		AMI CON PLC		AMI CON FIBRA ÓPTICA	
	INVERSIÓN	INGRESOS	INVERSIÓN	INGRESOS	INVERSIÓN	INGRESOS
0	836.889	0	2.663.852	0	1.834.168	0
1	781.097	255.065	2.486.262	257.234	1.711.890	250.224
2	725.304	250.034	2.308.672	250.034	1.597.764	250.034
3	669.512	250.034	2.131.081	250.034	1.483.638	250.034
4	613.719	250.034	1.953.491	250.034	1.369.512	250.034
5	557.926	250.034	1.775.901	250.034	1.255.386	250.034
6	502.134	250.034	1.598.311	250.034	1.141.260	250.034
7	446.341	250.034	1.420.721	250.034	1.027.134	250.034
8	390.548	250.034	1.243.131	250.034	913.008	250.034
9	334.756	250.034	1.065.541	250.034	798.882	250.034
10	278.963	250.034	887.951	250.034	684.756	250.034
11	223.171	250.034	710.360	250.034	570.630	250.034
12	167.378	250.034	532.770	250.034	456.504	250.034
13	111.585	250.034	355.180	250.034	342.378	250.034
14	55.793	250.034	177.590	250.034	228.252	250.034
15	0	250.034	0	250.034	114.126	250.034
TOTAL	446.341	250.370	1.420.721	250.514	1.420.721	250.514
RENDIMIENTO CONTABLE		56,09%		17,63%		24,15%

ÍNDICE DE RENTABILIDAD

Año	AMI CON GPRS		AMI CON PLC		AMI CON FIBRA ÓPTICA	
	Flujo de Efectivo	VAN	Flujo de Efectivo	VAN	Flujo de Efectivo	VAN
0	-836.889	-836.889	-2.663.852	-2.663.852	-1.834.053	-1.834.053
1	153.611	140.541	252.234	230.772	245.224	224.359
2	148.580	124.371	245.034	205.110	245.034	205.110
3	148.580	113.789	245.034	187.658	245.034	187.658
4	148.580	104.107	245.034	171.690	245.034	171.690
5	148.580	95.249	245.034	157.082	245.034	157.082
6	148.580	87.144	245.034	143.716	245.034	143.716
7	148.580	79.729	245.034	131.488	245.034	131.488
8	148.580	72.946	245.034	120.300	245.034	120.300
9	148.580	66.739	245.034	110.064	245.034	110.064
10	148.580	61.060	245.034	100.699	245.034	100.699
11	148.580	55.865	245.034	92.131	245.034	92.131
12	148.580	51.111	245.034	84.292	245.034	84.292
13	148.580	46.763	245.034	77.120	245.034	77.120
14	148.580	42.784	245.034	70.558	245.034	70.558
15	148.580	39.143	245.034	64.554	245.034	64.554
	VAN	344.451		-716.618		106.767

	AMI CON GPRS	AMI CON PLC	AMI CON FIBRA ÓPTICA
BENEFICIO TOTAL INV	3.505.511	3.507.680	3.500.670
INVERSIÓN INICIAL	836.889	2.663.852	1.834.168
VAN	344.451	-716.618	106.652
IR	3,19	0,32	0,91

COSTO – BENEFICIO

Año	AMI CON GPRS				AMI CON PLC			
	Inversión	Ingreso	Egreso	Utilidad - FCA	Inversión	Ingreso	Egreso	FCA
0	-836.889	0	0	-836.889	-2.663.852	0	0	-2.663.852
1	0	255.065	101.454	153.611	0	257.234	5.000	252.234
2	0	250.034	101.454	148.580	0	250.034	5.000	245.034
3	0	250.034	101.454	148.580	0	250.034	5.000	245.034
4	0	250.034	101.454	148.580	0	250.034	5.000	245.034
5	0	250.034	101.454	148.580	0	250.034	5.000	245.034
6	0	250.034	101.454	148.580	0	250.034	5.000	245.034
7	0	250.034	101.454	148.580	0	250.034	5.000	245.034
8	0	250.034	101.454	148.580	0	250.034	5.000	245.034
9	0	250.034	101.454	148.580	0	250.034	5.000	245.034
10	0	250.034	101.454	148.580	0	250.034	5.000	245.034
11	0	250.034	101.454	148.580	0	250.034	5.000	245.034
12	0	250.034	101.454	148.580	0	250.034	5.000	245.034
13	0	250.034	101.454	148.580	0	250.034	5.000	245.034
14	0	250.034	101.454	148.580	0	250.034	5.000	245.034
15	0	250.034	101.454	148.580	0	250.034	5.000	245.034

Año	AMI CON FIBRA ÓPTICA			
	Inversión	Ingreso	Egreso	FCA
0	1.834.168	0	0	1.834.168
1	0	250.224	5.000	245.224
2	0	250.034	5.000	245.034
3	0	250.034	5.000	245.034
4	0	250.034	5.000	245.034
5	0	250.034	5.000	245.034
6	0	250.034	5.000	245.034
7	0	250.034	5.000	245.034
8	0	250.034	5.000	245.034
9	0	250.034	5.000	245.034
10	0	250.034	5.000	245.034
11	0	250.034	5.000	245.034
12	0	250.034	5.000	245.034
13	0	250.034	5.000	245.034
14	0	250.034	5.000	245.034
15	0	250.034	5.000	245.034

	AMI CON GPRS	AMI CON PLC	AMI CON FIBRA ÓPTICA
Inversión	836.889	2.663.852	1.834.168
Tasa retorno	9,30%	9,30%	9,30%
Sum Ingresos	1.815.964	1.817.780	1.811.912
Sum Egresos	735.141	36.230	36.230
Costo-inversión	1.572.030	2.700.082	1.870.398
C/B	1,16	0,67	0,97

ANEXO IV. Cotización de equipos con tecnología de comunicación AMI

De: SANTIAGO REINO <sreino@pmk-ecuador.com>
Enviado el: martes, 3 de mayo de 2022 17:07
Para: 'Carlos Pazmiño'; mleon@pmk-ecuador.com; jruiz@eersa.com.ec; fsuarez@eersa.com.ec; bbarragan@eersa.com.ec
CC: 'juan.avila'; 'jose.vizcaino'
Asunto: RE: Acta Reunión - Alcance Proyecto AMI - Empresa Electrica Riobamba S.A.
Datos adjuntos: HXB8023Z - Catalog for Ecuador AMI Ready_V1_20211126.pdf; HXS300-catalogue V2_0 20211126.pdf

Estimado Carlos,

Reciba un cordial saludo, respecto al presupuesto referencial solicitado, le indico a continuación:

Ítem	Cantidad	Descripción	Precio Unitario
1	2000	Medidor Masivo AMI RDY IEC Wi-SUN HES Cloud (incluye Licencias, Instalación, Comunicaciones y Configuración)	215,00
2	500	Medidor Especial AMI ANSI GPRS/GSM HES Cloud (incluye Licencias, Instalación, Comunicaciones y Configuración)	441,00
3	4	Punto de Acceso (incluye Comunicación, Permisos, Instalación, Configuraciones y Configuración)	13540,00
			SUMA

El valor antes de IVA, incluye el servicio de comunicaciones móviles para cobertura en la ciudad de Riobamba durante un año, así como el acceso a la nube del Head End System HES Cloud durante el mismo período.

Adjuntamos los catálogos de los medidores mencionados para su referencia.

Saludos cordiales:

SANTIAGO REINO
CONSORCIO PMK ECUADOR
Móvil: +593 9 813 5972



Costos del material de fibra óptica junto con la instalación.

TABLA 34. COSTOS DE CONSTRUCCIÓN Y MATERIAL DE FIBRA ÓPTICA [58].

COSTOS DE CONSTRUCCIÓN						
ITEM	RED	ESPECIFICACIÓN DE TRAMOS	RED PRIMARIA	FIBRA ÓPTICA	COSTO	
T01	Troncal	CNT-EP Paccha - Entrada a Rayoloma	\$ 626,16	\$ 58.785,08	\$ 59.411,24	
T02	Troncal	Entrada a Rayoloma - Estación Cumbe	\$ 614,94	\$ 155.918,00	\$ 156.532,94	
T03	Troncal	Estación Cumbe - Portete de Tarquí	\$ 1.239,27	\$ 70.915,13	\$ 72.154,40	
T04	Troncal	Portete de Tarquí - Entrada a Girón	\$ 11.138,94	\$ 67.567,19	\$ 78.706,13	
T05	Troncal	Entrada a Girón - Entrada a Lentag	\$ 24.578,25	\$ 108.054,48	\$ 132.632,73	
T06	Troncal	Entrada a Lentag - Entrada a La Unión	\$ 4.006,38	\$ 42.900,22	\$ 46.906,60	
T07	Troncal	Entrada a La Unión - Entrada a Santa Isabel	\$ 107,67	\$ 37.895,89	\$ 38.003,56	
T08	Troncal	Entrada Santa Isabel - Entrada a Puente Loma	\$ 3.591,81	\$ 29.102,32	\$ 32.694,13	
T09	Troncal	Entrada Puente Loma - Tendales	\$ 86.282,19	\$ 172.621,77	\$ 258.903,96	
T10	Troncal	Tendales - CNT-EP Tres Banderas	\$ 17.452,35	\$ 86.797,11	\$ 104.249,46	
T11	Troncal	CNT-EP Tres Banderas - CNT-EP Pasaje	\$ 38.885,55	\$ 203.197,94	\$ 242.083,49	
A01	Acceso	Entrada Rayoloma - TransElectric Rayoloma	\$ 84,36	\$ 14.497,11	\$ 14.581,47	
A02	Acceso	Estación Cumbe - CNT-EP Cumbe	\$ 126,54	\$ 29.076,99	\$ 29.203,53	
A03	Acceso	Portete de Tarquí - CNT-EP Simbala	\$ 15.577,08	\$ 23.706,99	\$ 39.284,07	
A04	Acceso	Entrada a Girón - CNT-EP Girón	\$ -	\$ 7.694,37	\$ 7.694,37	
A05	Acceso	Entrada a Girón - CNT-EP San Gerardo	\$ 15.339,00	\$ 47.942,51	\$ 63.281,51	
A06	Acceso	CNT-EP San Gerardo - CNT-EP San Fernando	\$ 4.136,94	\$ 37.829,99	\$ 41.966,93	
A07	Acceso	Entrada a Lentag - CNT-EP Lentag	\$ 14,43	\$ 8.965,13	\$ 8.979,56	
A08	Acceso	CNT-EP Lentag - Entrada a Rumiloma	\$ 3.293,79	\$ 28.606,34	\$ 31.900,13	
A09	Acceso	Entrada a Rumiloma - CNT-EP La Asunción	\$ 1.077,21	\$ 6.543,36	\$ 7.620,57	
A10	Acceso	Entrada a Rumiloma - CNT-EP Rumiloma	\$ 372,39	\$ 5.802,88	\$ 6.175,27	
A11	Acceso	Entrada a La Unión - CNT-EP La Unión	\$ -	\$ 5.109,15	\$ 5.109,15	
A12	Acceso	Entrada a Santa Isabel - CNT-EP Santa Isabel	\$ 35,52	\$ 19.427,86	\$ 19.463,38	
A13	Acceso	CNT EP Santa Isabel - CNT-EP Cañaribamba	\$ 2.600,07	\$ 36.181,73	\$ 38.781,80	
A14	Acceso	CNT-EP Carañibamba - La Libertad	\$ 8.595,48	\$ 40.798,24	\$ 49.393,72	
A15	Acceso	La Libertad - CNT-EP Shagly	\$ 14.941,08	\$ 45.278,80	\$ 60.219,88	
A16	Acceso	CNT-EP Pucará - Vía salida de Pucará	\$ 76,59	\$ 15.426,72	\$ 15.503,31	
A17	Acceso	Vía salida de Pucará - La Libertad	\$ 2.858,13	\$ 60.580,83	\$ 63.438,96	
A18	Acceso	CNT-EP Pucará - CNT-EP Lomaplancha	\$ 2.539,02	\$ 21.199,12	\$ 23.738,14	
A19	Acceso	Entrada a Santa Isabel - CNT-EP Jubones	\$ 19.877,04	\$ 49.995,95	\$ 69.872,99	
A20	Acceso	CNT-EP Jubones - CNT-EP Sumaypamba	\$ 488,52	\$ 41.290,15	\$ 41.778,67	
A21	Acceso	CNT-EP Sumaypamba - CNT-EP Manú	\$ 18.774,30	\$ 188.183,74	\$ 206.958,04	
A22	Acceso	CNT-EP Sumaypamba - CNT-EP San Sebastián de Yulug	\$ 2.289,42	\$ 118.885,17	\$ 121.174,59	
A23	Acceso	Entrada Puente Loma - CNT-EP Puente Loma	\$ 1.773,15	\$ 4.872,19	\$ 6.645,34	
A24	Acceso	Tendales - CNT-EP San Rafael de Sharug	\$ 35.025,12	\$ 46.495,64	\$ 81.520,76	
A25	Acceso	CNT- EP Tres banderas - CNT-EP Uzhcurrani	\$ 19,98	\$ 7.163,80	\$ 7.183,78	
TOTAL.			\$ 338.438,67	\$ 1.945.309,92	\$ 2.283.748,59	

Costos del proyecto AMI con tecnología PLC

TABLA 35. RESUMEN DE COSTOS PROYECTO PLC CARRIER. [59].

Ítem	Descripción	Epata	Cantidad	precio Unitario (S/.)	Precio Total (S/.) inc. IGV
1	Medidores Electrónicos Trifásicos con Tecnología TWCAS	Equipo	146	2,620.11	382,536.06
2	Medidores Electrónicos Monofásicos con Tecnología TWCAS	Equipo	4460	533.62	2,379,945.20
3	Suministro de Tableros para montaje de SED de Tipo 1 Trifásico	Unidad	96	3,186.18	305,873.28
4	Suministro de Tableros para montaje de SED de Tipo 2 Monofásico	Unidad	288	2,290.11	659,551.68
5	Integración al Sistema TWACS	Unidad	4606	58.34	268,714.04
6	Montaje y Puesta en servicio de medidores en subestaciones de distribución	Servicio	1	506,317.00	506,317.00
Total					4,502,937.26

ANEXO V. Implementación del Proyecto AMI

1. Organización del Proyecto

- La Empresa Contratista debe designar un Jefe de Proyecto cuya responsabilidad principal es coordinar toda la operación del proyecto y la gestión de comunicación entre la Contratista y la Contratante.
- La Empresa Contratante debe designar un Administrador de Contrato, cuya responsabilidad es de verificar los avances de implementación de los bienes y servicios a ser contratados.
- La Empresa Contratista y Contratante deben constituir un equipo técnico para cada una de las áreas que componen el proyecto como base en las áreas eléctrica, electrónica y telecomunicación.
- La Empresa Contratante debe ofertar un modelo de gestión de proyecto, misma que deberá ser revisada y aprobada por el administrador del contrato.

2. Gestión del Proyecto e Implementación

En esta parte se especifican las características requeridas para la implementación del proyecto, relacionado con la gestión, procedimientos, documentos, instalaciones y demás actividades necesarias.

- Gestión del Proyecto
 - Plan del Proyecto.

La empresa contratista debe presentar un plan del proyecto, el mismo debe ser reportado mensualmente y en caso de requerir modificación, esta debe ser aprobada por el administrador del contrato.

Los puntos mínimos del plan son los siguientes:

- Base del Proyecto.
- Análisis de riesgos potenciales.
- Metodología para ser utilizada.
- Plan de personal (incluido recursos, roles requeridos)
- Descripción de los productos entregables por proceso.

- Referencias de los documentos actualizados y aprobados en el transcurso del proyecto.
- Control de avances y reportes.
- Planes de respaldo.
 - o Cronograma de la implementación

La empresa contratista dispondrá de un cronograma previamente aprobado por la contratante donde se describan todas las actividades relacionadas y deben incluir:

- Alcance.
- Componentes y diseños de la plataforma.
- Entrega de equipos.
- Homologación de equipos.
- Contratación de planes de comunicación.
- Consideraciones para la instalación de los equipos.
- Instalación, configuración y pruebas de las estaciones de trabajo.
- Desarrollo y configuración del software HES.
- Pruebas de fábrica y de campo.
- Desarrollo y pruebas de integración del sistema AMI con el sistema SAP-EDM.
- Pruebas integrales de los sistemas en gestión en paralelo.
- Transferencia de conocimientos.
- Recepción y liquidación del proyecto.

3. Aseguramiento de la calidad.

Las actividades tendrán que cumplirse de acuerdo a lo planificado y con los mecanismos de medición sistemática, comparación de estándares, seguimiento de los procesos, todas las actividades relacionadas, para minimizar los posibles errores o retardos en la etapa de implementación del proyecto.

- o Programa de aseguramiento de la calidad
 1. Se debe aplicar una metodología de aseguramiento de la calidad (QA).
 2. En esta etapa se debe considerar la preparación y revisión de los documentos entregables.
 3. Se debe aplicar un sistema de detección y corrección de defectos de manera temprana para minimizar potenciales fallas en el sistema total.

4. Los documentos de control, identificación de defectos y corrección de los mismos tienen que ser remitidos al administrador del contrato.

4. Pruebas de campo.

Se ejecutarán cuando haya sido implementado la infraestructura de medición inteligente previo al despliegue masivo, se seleccionará una zona específica con condiciones normales de operación esperada.

4. Registro y Resolución de Desviaciones

○ Inicio de las Pruebas

Se deben cumplir las siguientes condiciones antes de cualquier prueba:

1. La Contratista debe tener aprobados todos los documentos, planes y procedimientos para las pruebas.
2. Deben estar disponibles los documentos de diseños, mantenimiento, manuales de usuario, procedimientos y cualquier relacionado que se considere relevante.
3. Se requiere almacenar los datos obtenidos por software y asegurar la reproducción de los escenarios en caso de ser necesario.
4. Los documentos físicos generados tienen que ser almacenados en medios digitales para asegurar su conservación en una base de datos adecuada.
5. Aquellas pruebas que resulten con la calificación de “No Aprueba”, tienen que ser corregidas a satisfacción de la contratante.

○ Finalización de las pruebas

Las pruebas finalizarán a satisfacción de la Contratando, cuando:

1. Se han realizado todas las correcciones necesarias.
2. La entrega oficial de todos los reportes y documentos generados durante las pruebas.
3. Informe de aceptación por escrito por parte de la Contratante.

5. Transferencia de conocimientos.

Existen cronogramas de capacitación dependiendo de las áreas que correspondan para ajustar de manera adecuada la transferencia de conocimientos.

6. Soporte técnico Post Implementación del Sistema

1. La Contratista se compromete a proveer soporte virtual en los casos que la situación lo permita para solventar inconvenientes en el sistema.

2. La Contratista se compromete a proveer soporte presencial en estos casos:

Cuando no exista disponibilidad del sistema por más de 2 horas relacionados con el software, el hardware o proceso.

Cuando existan inconsistencias que afecten la información generada y alimentada al proceso comercial como lecturas, cortes y reconexiones en más de 2% mensual y del 0.5 % de lecturas para facturación.

3. El soporte debe incluir las nuevas versiones de software, validación y corrección de errores y nuevas características.

4. Será responsabilidad total de la Contratista el soporte del hardware o software que fue previsto para la implementación del sistema.

5. Mientras dure el periodo de post implementación, la Contratante podrá ejecutar las operaciones que sean necesarias sin notificar a la Contratista sobre tales cambios.

6. La Contratista realizará un informe de todos los cambios que se hayan realizado a nivel del hardware o software incluyendo los niveles de seguridad en las fases de soporte y mantenimiento.

1. La Contratista debe considerar en los costos asociados el plan de mantenimiento preventivo y correctivo post implementación por un periodo de 12 meses.

2. El mantenimiento presentado debe incluir la detección y corrección de fallas en el hardware y software de la plataforma implementada, además incluye lo correspondientes a los licenciamientos y actualizaciones en caso de requerirse.

- Niveles de servicio

Dependiendo de la urgencia del requerimiento se ha clasificado de acuerdo a la criticidad mostrada en la tabla 34.

1. Urgente o crítico.

2. No urgente

TABLA 36. NIVELES DE SERVICIO DEL SISTEMA AMI.

Nivel de servicio	Tiempo de atención
<p>NS 1. Extremo o crítico:</p> <p>Indisponibilidad del sistema más de 30 minutos relacionado con el software, producto, función o proceso crítico del sistema.</p> <p>Incidencias de cualquier naturaleza que afecten el ciclo de ingresos de información (lecturas, cortes, reconexiones, monitoreo en línea, etc) en más del 2 % mensual y del 0,5 % de lecturas para facturación.</p> <p>Incidencias que afecten la interoperabilidad de los sistemas.</p>	<p>El tiempo de atención será de treinta (30) minutos de manera presencial, no se considera el tiempo de traslados.</p> <p>Comunicación inmediata entre la Contratista y la Contratante.</p>
<p>NS 2. De impacto medio.</p> <p>Corresponde a inconvenientes en el sistema de manera restringida. El sistema mantiene disponibilidad de ciertos módulos.</p>	<p>El tiempo de atención será de treinta (24) horas de manera virtual.</p>
<p>NS 3. De impacto bajo.</p> <p>Se considera inconsistencias de datos o errores en lagunas de las funciones de apoyo que no afectan directamente al proceso general.</p>	<p>El tiempo de atención será de cuarenta y ocho (48) horas de manera virtual.</p>
<p>NS 4. De operación</p> <p>Se presentan errores de diseño, presentación, reportería, entre otros que nos afectan al procedimiento general.</p>	<p>El tiempo de atención será de setenta y dos (72) horas de manera virtual.</p>

La disponibilidad de atención de los niveles de servicio para atender los requerimientos será de 24 horas al día, los 7 días de la semana.

7. Aceptación del Sistema

1. Después de cumplir con el objeto del contrato, los términos para la garantía del sistema, la Contratista notificará y solicitará a la Contratista la Aceptación Definitiva, elaborando un informe de recepción definitiva para la aprobación de la Contratante.
2. Se notificará de acuerdo a la planificación inicial presentada, donde consten todas las actividades que fueron ejecutadas con las respectivas evidencias de los resultados obtenidos.
3. Las versiones de software y hardware deben ser las últimas siendo esto certificado por parte del fabricante o desarrollador y en caso de requerirse

actualizaciones o correcciones, los mismos tienen que ser detallados y aceptados.

4. Haber realizado y aprobado todos los ítems de las distintas pruebas realizadas, haber realizado las correcciones y verificaciones del software y hardware del sistema, entregado y aprobado toda la documentación a satisfacción de la Contratante.

a. Datos para futuras integraciones

1. La Contratante tiene la autorización de manera permanente para el uso de las librerías de programación del software, de comunicación, de servicios web, aplicaciones y componentes informáticos para futuras integraciones.

El documento completo consta en los pliegos de contratación pública para el proceso LICB-EEQ-GC001-2022 de la Empresa Eléctrica Quito y consta en el siguiente enlace: https://www.compraspublicas.gob.ec/ProcesoContratacion/compras/PC/informacionProcesoContratacion2.cpe?idSoliCompra=SdFsrhX5UBs_hCC1oPT3ZZDnJv4-vw1YsBaLHAXD8Vg,

ANEXO VI. Cronograma de ejecución de la Implementación del Proyecto AMI

Etapa	Actividad	Meses											
		01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12
1	Organización del Proyecto - Designar un líder. - Designar Administrador del Contrato. - Constitución de equipo técnico. - Definir modelo de gestión.	■											
2	Gestión del Proyecto. - Plan de Proyecto. - Base del Proyecto. - Metodología. - Control de avances y reportes. - Cronograma de implementación. - Alcance. - Entrega de equipos. - Instalación, configuración y pruebas de campo. - Pruebas integrales.	■	■	■									
3	Aseguramiento de la Calidad. - Instalación, configuración y pruebas de campo. - Metodología de aseguramiento de la calidad. - Preparación y revisión de documentos entregables.				■	■	■	■	■	■			
4	Registro y Resolución de Desviaciones. - Tener aprobados todos los planes, documentos y procedimientos para las pruebas. - Inicio de pruebas. - Sistema de detección y corrección de defectos.						■	■	■	■	■		
5	Transferencia de conocimientos. - Capacitación.										■		
6	Soporte técnico post-implementación. - Validación y corrección de errores. - Soporte de hardware o software. - Informe de cambios.											■	
7	Aceptación del sistema. - Informe de aceptación definitiva. - Revisión de todos los entregables.												■

