

**Universidad Acción Pro-educación y Cultura
UNAPEC**



**Decanato De Ingeniería e Informática
Escuela de Ingeniería**

Sistemas De Telemetría Para Medidores Industriales

Sustentantes:

Br. Jorge Taveras	2004-1837
Br. Carlos Espinosa	2005-1179
Br. Alexis Guzmán	2006-0734

Asesor:

Ing. Eddy Matos

Los Conceptos Expuestos
en esta Investigación son
de la Exclusiva
Responsabilidad de sus
Autores

Trabajo de grado para optar por el título de:
Ingeniero Eléctrico Mención Potencia

**Santo Domingo, D.N., República Dominicana
Noviembre, 2010**

**AGRADECIMIENTOS Y
DEDICATORIAS**

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darme la virtud y el don de recibir estos conocimientos, permitirme lograr mis metas, mostrarme los caminos de la fe y el amor al prójimo.

A mis Padres, Víctor Taveras y Elsa Alonzo, por darme la educación, enseñarme los valores, y ofrecer el apoyo necesario para guiarme por el camino correcto, además de siempre confiar en mis acciones y mis planes futuros.

A mi abuela, María Celia López Vda. Alonzo, por estar siempre a mi lado, siempre guiándome a no cometer errores, enseñándome nuevas experiencias, y mantener siempre la alegría y el contacto familiar en el ambiente el cual me encuentre.

A mis Hermanos, David Taveras y Vanessa Taveras, por darme soporte en todo momento. Siempre contar con esta parte de la familia es de suma gratitud para desarrollo de nuevos proyectos.

A mis compañeros de este Trabajo de Grado, Alexis Guzmán y Carlos Espinosa, por confiar en mí para el desarrollo de esta investigación, además de aportar sus conocimientos, experiencias, y su empeño y esfuerzo para la finalización del mismo.

A nuestro asesor, Ing. Eddy Matos, por su tiempo, dedicación, conocimiento y guía para el desarrollo de la investigación, el orden y la presentación del mismo. Su coordinación y supervisión sirvió de ayuda inminente para que el Trabajo de Grado sea un éxito.

A mis Amigos, los cuáles siempre me ayudaron a tomar valor de seguir adelante, levantarme cada vez que ocurra una caída y siempre darme la mano sin ningún interés.

Adrian de la Cruz, Adrian Jiménez, Rosadi Alcántara, Abelardo Núñez, Jarib Santos, Ángela Andújar, Rafael García (Padre e Hijo), Julio Marichal, Erickson Ortiz, Luis José Bello, Melissa Santos, Omar Pimentel, Paola Serrano, Larimar Rojas, Vasti Borges, Franchesca Pujols, Melody Imbert, Angie Nicolás, Luz Medrano y Michelle Nicolás.

Personas nuevas que entraron en mi vida, Souhair Aoun y otros más que no puedo dejar de mencionar, compañeros la universidad que agradezco sus aportes y valores, Juan Carlos Ramírez, Raymen Echavarría, Elide Polanco, Vilmania Vega, Melissa Lugo, Elizabeth Jiménez, Luis José Castillo, Kepler Luciano, Henry Castro, Einstein Bello, Noja Feliz, Jissel Ortega, José Rafael Guerrero, Walter Parra y todos aquellos que me acompañaron durante toda la carrera.

Jorge Tomas Taveras Alonzo

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por ser la fuente de inspiración que me lleno de sabiduría, entendimiento y por poder disfrutar de su gracia y su amor.

A mi familia y mis hermanos, por darme el soporte y el entusiasmo para seguir. Mi madre, Rosa Suriel, por ser el ser más valioso de mi vida.

A mi esposa María Teresa Sosa, por su entrega, dedicación y entusiasmo, que en los momentos más difíciles, estuvo siempre presente para darme fortaleza y continuar.

A mis hijos Juan Carlos, Angie y Darwin, por ser ellos mis tres tesoros, que me inspiraron a continuar para trillar el camino del seguimiento que ellos deben continuar.

A mis compañeros de mi grupo pastoral Elin Montero, Frank Martínez, Juan Santos, Rudy Taveras y Nicolás, quienes tuvieron el tiempo y la paciencia para esperarme en cada una de nuestras reuniones, por sus oraciones, amor y lealtad.

A mis compañeros de este Trabajo de Grado Jorge Taveras y Alexis Guzmán, por la confianza demostrada, el entusiasmo de trabajo en equipo y por la seguridad de que lograríamos la meta propuesta.

A mi asesor Ing. Eddy Matos, por su paciencia, entusiasmo, entrega y dedicación, quien con gran acto de profesionalismo nos supo conducir al término de esta investigación.

A mis compañeros de universidad, José Rafael Guerrero, Walter Parra, Miguel Bello, Miguel Casilla, Jodhanmes Martes, Teudy Vidal, Henry Castro, Kepler Luciano y Melissa Lugo por el acompañamiento, su soporte y entrega.

Carlos Antonio Espinosa Suriel

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por siempre iluminar mi camino y ayudarme a elegir el buen sendero.

A mis abuelos Sofía Robles y Victorino Abreu, por darme la educación, el ejemplo de lo que significa una familia unida, el amor y el apoyo que todo hijo pudiese desear de sus padres.

A mi esposa Jissell Ortega, por la confianza depositada, el apoyo incondicional y por compartir todos sus sueños y metas en mí.

A mi familia, por darme el apoyo y la motivación de continuar hasta llegar a la meta.

A mis tíos Fausto y Rosario Abreu, por siempre confiar en mí a pesar de todos los obstáculos que pudieran presentarse.

A mi hermano Arismendy del Rosario, por todo el apoyo demostrado durante todo el tiempo compartido y ser parte esencial de mi desarrollo personal.

A mis compañeros de tesis Jorge Taveras y Carlos Espinosa por la confianza depositada y la paciencia con la cual logramos compenetrarnos para conseguir un objetivo común de todos.

A nuestro asesor de tesis el Ing. Eddy Matos, por todo el apoyo depositado y el enfoque que logro marcarnos el rumbo para lograr completar nuestro proyecto.

A mis compañeros de carrera Walter Parra, Henry Castro, Kepler Luciano, Vilma Vega, Elide Polanco, José Guerrero, Juan Carlos Ramírez, y todos aquellos que de alguna forma me apoyaron en esta larga jornada.

Alexis Patricio Guzmán Abreu

DEDICATORIAS

A Dios, por mantener la guía y ubicación de mis acciones, y ayudarme a encontrar el camino de la fe, amor y entrega.

A mis padres, los cuales se entregaron sin pensar a que mis metas sean logradas, su entrega y dedicación, además de su educación, para mí son los dos pilares más importantes de ayer, hoy, mañana y siempre.

A mis abuelas, Isabel Henríquez y María Celia López, que siempre soñaron con este momento, ver a su nieto crecer a esta etapa no es regalo solo para ellas, sino para mí también, que tengo la virtud de tenerlas conmigo siempre de una u otra manera.

Al resto de mi Familia, hermanos, tíos, primos, padrinos, cuñada, que nunca tuvieron problemas para complacerme en cualquiera de mis necesidades y siempre confiaron en mis aptitudes de llegar a lograr mis metas

No se pueden quedar aquellos que sin saber se convirtieron en mis mejores recuerdos, aquellos que no quiero pasar un día sin saber de sus ocurrencias, mis amigos, los cuales los considero mis hermanos y hermanas, amigos cercanos que mencione anteriormente y cada uno de los compañeros que estuvieron conmigo durante toda la jornada universitaria.

Jorge Tomas Taveras Alonzo

DEDICATORIAS

A Dios por ser el centro de mi vida y roca fuerte que me da su soporte y auxilio.

A mi esposa María Teresa por su dedicación, amor y cuidado, por el sacrificio del tiempo de espera en la noche cuando se develaba a mi lado para brindarme su compañía y su motivación en los momentos más difíciles.

A mis tres hijos Juan Carlos, Angie Elizabeth y Darwin Joel por ocuparle parte del tiempo que le correspondía, por su cariño y amor mostrado a pesar de mi ausencia, por ser mi inspiración para alcanzar la meta trazada.

Carlos Antonio Espinosa Suriel

DEDICATORIAS

A Dios por ser quien me ha dado la fortaleza y el valor de trillar mi propio camino.

A mi Madre fallecida María del Carmen, no existen palabras que pueda llenar el deseo de que me hubiese podido acompañar en este momento tan especial para en mi vida.

A mi Abuelo fallecido Victorino Abreu, sé que le hubiese llenado de satisfacción verme completar este trayecto y no sé como agradecerle por ayudarme durante su existencia. A mi abuela Sofía Robles, por ser la luz en mi camino en todo momento y siempre estar atenta a mis estudios alentándome a seguir en los momentos que más lo necesite.

A mi esposa Jissell Ortega, que este sea un recordatorio de todo el esfuerzo realizado y los momentos sacrificados para poder cumplir nuestras metas.

A mi padre Patricio Guzmán, gracias por el apoyo y el aliento de seguir mis estudios.

A todos los que de alguna forma han contribuido en mi desarrollo personal y profesional, a todos, Gracias.

Alexis Patricio Guzmán Abreu

INDICE

INDICE GENERAL DE CONTENIDO

I - RESUMEN.....	1
II - INTRODUCCION.....	3
III - PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	6
IV - OBJETIVOS.....	10
V - JUSTIFICACION.....	13
VI - METODOLOGÍA.....	16
VII - MARCO TEORICO.....	19
1 - CAPITULO I – SECTOR ELECTRICO DOMINICANO.....	20
1.1 - Historia de la Electricidad en la República Dominicana.....	21
1.2 - Principales Empresas e Instituciones del Sector Eléctrico Nacional.....	25
1.2.1 – CDEEE.....	25
1.2.2 – EDESUR.....	27
1.2.3 – EDENORTE.....	29
1.2.4 – EDEESTE.....	31
1.2.5 – SIE.....	32
1.2.6 – ETED.....	33
1.2.7 – EGEHID.....	34
1.2.8 – OC.....	34
1.2.9 - CNE.....	35

2 - CAPITULO II – TELEMETRIA.....	37
2.1 - Historia de la Telemetría.....	38
2.2 - Definición.....	38
2.3 - Características y Aplicaciones.....	39
2.4 - Sistema de Lectura Automática de Medidores (AMR)	
2.4.1 – Sistema de AMR.....	40
2.4.2 - AMR de Red.....	41
2.4.3 - Automatización de la Distribución Eléctric.....	43
2.4.4 - Sistema de Control de Red.....	44
2.4.5 - Sistema de Gestión de Distribución.....	44
2.4.6 - Administración de Fallas de la Red de Baja Tensión.....	45
2.4.7 - Sistema Scada de Administración y Control.....	45
2.5 - Diferentes Técnicas de Lectura de Medidores	
2.5.1 - Directamente del Medidor.....	46
2.5.2 - Lectura del Medidor a Distancia.....	47
2.5.3 - Lectura Automática de Medidores.....	48
2.5.4 - Comparación de Tecnología.....	49

2.6 - Medidores de Energía y Lectura	
2.6.1 - Medidor Electromagnético.....	50
2.6.2 - Medidores Digitales.....	51
2.6.2.1 - Medidor REX.....	52
2.6.2.2 - Medidor Alpha (A3).....	53
2.7 - Tipos de Comunicaciones para Sistemas de Telemetría más Comunes	
2.7.1 - GSM.....	56
2.7.2 – TCP/GPRS.....	61
2.7.3 - EDGE.....	66
2.7.4 – SMS.....	67
2.7.5 – Protocolos RS-232.....	68
2.7.6 - PLC.....	70
VIII – MARCO METODOLOGICO.....	73
3 – CAPITULO III - Propuesta para Mejora del Sistema de Telemetría Actual de EDESUR.....	74
3.1 - Implementación de Sistemas de Telemetría Industrial en la República Dominicana.....	75
3.2 - Proceso Actual de Lectura y Facturación de Energía Eléctrica para los Abonados Industriales en Media Tensión en la Empresa EDESUR Dominicana.	79

3.2.1 – Flujograma de Proceso Actual de Lectura de Medidores en Media Tensión.....	80
3.3 – Principales Dificultades en la Toma de Lectura Actual.....	83
3.4 - Propuesta para la Mejora del Sistema de Facturación, Inspección y Monitoreo en Tiempo Real a los Abonados Industriales en Media Tensión de la Empresa EDESUR Dominicana.	
3.4.1 – Propuesta general.....	84
3.4.2 – Tele-Facturación.....	87
3.4.3 – Monitoreo y Seguimiento al Comportamiento de los Abonados Industriales.....	87
3.4.4 - Transparencia del sistema de Telemetría.....	89
3.5 – Propuesta de Proyecto Piloto para la Implementación del Sistema de Medición y Monitoreo.....	90
4 – CAPITULO IV – ANALISIS DE FACTIBILIDAD ECONOMICA.....	91
4.1 – Presupuesto para la Propuesta de Implementación del Sistema de Telemetría con Tecnología TCP/GPRS (Etapa Piloto)	92
VIII - CONCLUSION.....	95
IX - RECOMENDACIONES.....	98
X - BIBLIOGRAFIA.....	100
XI – ANEXOS.....	104

RESUMEN

RESUMEN

En el presente trabajo de grado, serán abordados diferentes sistemas de telemetría, dedicado a abonados industriales. Los mismos sistemas permitirán a las distribuidoras de electricidad proporcionar un mayor control de la energía eléctrica, además de reducir las pérdidas técnicas y no técnicas con el fin de seleccionar el sistema que cumpla con los requisitos más adecuados para los fines de automatización de la facturación, monitoreo de la energía consumida, evaluación de los históricos de consumo para fines de control y lograr así reducciones de costos y pérdidas.

Los diferentes sistemas se diferencian debido al protocolo de comunicación que utilicen, además de los equipos que sean compatibles con el sistema. Dentro de ellos podemos citar: GSM, TCP/GPRS, PLC, Radiofrecuencia, entre otros. Cada uno con sus respectivas ventajas y desventajas conforme a la necesidad requerida por las distribuidoras.

Se evaluará la cartera de abonados industriales de EDESUR, y se propondrá la solución más apropiada para la integración de todos los abonados industriales al sistema de telemetría más eficiente. Para la sustentación del mismo, se evaluarán análisis técnicos, experiencias de otras distribuidoras de energía y un análisis de factibilidad económica para su inversión.

INTRODUCCION

INTRODUCCION

El presente trabajo de grado, pretende marcar el inicio de una nueva etapa en la implementación de tecnología de telemetría en la República Dominicana, con la introducción de un nuevo sistema capaz de mejorar la toma de lectura de los usuarios y el control de la energía eléctrica entregada en las industrias del país.

Uno de los propósitos de esta investigación es mejorar la satisfacción de los usuarios industriales de modo que sean capaces de mantener un control activo y constante del consumo real de su energía eléctrica, asimismo llevar constancia de sus fallas y la calidad de la energía servida.

La investigación pretende dar mayor soporte a las distribuidoras de forma tal que puedan suministrar un servicio más eficiente, controlado, y con mayores ingresos económicos. Asimismo, proponer un sistema mejorado para optimizar el actual proceso de medición y facturación de la energía eléctrica en las industrias de la República Dominicana.

El desarrollo del siguiente trabajo de grado, conformará una exposición detallada de la situación eléctrica en las industrias del país, del proceso actual de medición eléctrica y del control de facturación de la misma. Se propondrá la mejora a través de sistemas más actualizados que respondan a las necesidades detectadas en los estudios realizados en los levantamientos de campo.

De la misma manera, se desarrollará una conceptualización de los sistemas de telemetría, sus diferentes tipos y aplicaciones que permitan seleccionar el sistema más apropiado para ser implementado por las distribuidoras en las industrias de la República Dominicana.

Del mismo modo, se pretende determinar la factibilidad económica de la implementación de este sistema, donde se pueda visualizar las ventajas del mismo en comparación con los vigentes.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Desde el año 1970 la situación energética es uno de los males que más daño le hace a la vida productiva de la República Dominicana. Los inconvenientes en la distribución y la generación no son los más graves. La falta de control en el consumo por parte del usuario así como el fraude eléctrico constituyen los factores más importantes de estos conflictos [1].

Las tres empresas distribuidoras de electricidad (EDESUR, EDENORTE y EDEESTE) hacen los esfuerzos necesarios por concientizar a los consumidores industriales sobre la importancia del pago del consumo real de la energía eléctrica. Actualmente las pérdidas de energía en las distribuidoras, es de un 20% a 25%. [2]. Esto se refleja directamente en la capacidad de pago a la hora de corte de la factura eléctrica de las distribuidoras.

Desde el año 1940 hasta el año 2000 las compañías de comercialización y distribución eléctrica han leído sus medidores de forma manual, este trabajo normalmente es llamado rutina de lectura de medidores eléctricos. Este método tiene la desventaja de producir mayor número de errores, además de utilizar más tiempo en el proceso. En el año 2000 iniciaron las pruebas con los clientes de mayor incidencia de fraudes, para tomar control del consumo de su energía eléctrica. A partir de este año se introducen al mercado los medidores digitales con los cuales se avanzó grandemente en la toma de lecturas, sin embargo, la misma no evita que se cometan errores en la digitación.

A partir del año 2005 se inician las primeras pruebas de tomas de lectura a distancia mejorando así grandemente el control de la lectura y manipulación de la energía eléctrica de los abonados [2].

Asimismo, los errores cometidos en la toma de lectura manual, afectan gravemente el proceso de facturación de los abonados, llevando esto a una sucesión de eventos no deseados, donde a partir del origen del error hasta su solución, se dedican numerosas horas de trabajo, afectando el sistema de facturación de las distribuidoras.

Por otro lado, están los abonados, que deben seguir diferentes pasos requeridos por el organismo de protección al abonado para que el error pueda ser solucionado sin que éste sea afectado. Las distribuidoras no compensan por los daños causados a partir del error cometido, limitándose simplemente a devolver el monto cargado como nota de crédito a favor del abonado.

Visto los inconvenientes presentados anteriormente, los sustentantes del presente trabajo refieren como objetivo principal de este proyecto, la mejoría de la satisfacción del cliente en cuanto al control de energía eléctrica en las empresas. Además del desarrollo de nuevos conocimientos en el uso de la tecnología digital de la comunicación, en la toma de lectura automática de los medidores eléctricos industriales sin la presencia física del lector en los medidores, sino a través de lectura remota desde la oficina evitando el uso de un gran personal para esos fines.

El estudio de los sistemas de telemetría propuestos en el presente trabajo se aplicará a los abonados de facturaciones industriales. Este estudio evaluará varios sistemas de alta tecnología de comunicación, medición y facturación, que permitirán seleccionar los mejores equipos disponibles en el mercado para garantizar la calidad del servicio a los abonados.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Proponer un sistema de telemetría para el monitoreo, control y facturación de la energía eléctrica de los abonados industriales que permita mejorar la plataforma actual de toma de lecturas de energía eléctrica con el fin de reducir las pérdidas y los fraudes en la manipulación de los medidores.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Determinar los beneficios que arrojarían directamente la incorporación de los diferentes sistemas de telemetría en los medidores industriales.
- Determinar el sistema más adecuado de telemetría a implementarse en los medidores de los abonados industriales para que pueda ser adaptado dentro de la plataforma de las distintas distribuidoras del país.
- Determinar que a través de la implementación de los sistemas de telemetría industriales se puede optimizar el proceso de lectura de datos reduciendo así el uso de recursos humanos y económicos.
- Lograr dinamismo y rapidez en la facturación, además de mejorar el control de las maniobras y los fraudes de los abonados en los medidores industriales.

- Evaluar la exactitud y confiabilidad de la información obtenida de los medidores industriales.
- Proponer un sistema que proporcione transparencia del servicio eléctrico suministrado a los abonados industriales de las diferentes distribuidoras.

JUSTIFICACION

JUSTIFICACION

Dentro del ámbito industrial, los inconvenientes que se presentan en el sector eléctrico afectan sensiblemente a los abonados industriales. Una gran parte de las industrias no tienen acceso directo a sus lecturas en los medidores actuales, así como el control sobre el consumo real de la energía eléctrica en su empresa.

Por otro lado, las distribuidoras en el proceso de lectura, control y facturación de la energía, ejecutan una rutina de lectura que requiere de un tiempo amplio para el análisis y finalización del proceso, además de utilizar un numeroso personal para estos fines, teniendo como resultado un gran margen de error. Los errores cometidos por las empresas distribuidoras afectan enormemente el proceso de facturación.

En lo que respecta a las distribuidoras, las pérdidas porcentuales de energía producidas por las manipulaciones y/o fraudes cometidos por los abonados, causan pérdidas millonarias en la energía que las distribuidoras compran a los generadores.

Dadas estas situaciones, las distribuidoras han tomado la iniciativa de implementar sistemas que le ayuden a reducir las pérdidas, basados en sistemas de lectura remota. Estos sistemas de lectura han sido implementados a través de planes pilotos dentro de los sectores cuyas estadísticas revelan un alto índice de pérdidas, y a la vez determinar cuál de los sistemas de lectura remota, posee mayor calidad y eficiencia en su implementación [2].

Mediante el sistema de lectura automática se obtiene la capacidad de controlar el uso de la red de distribución de media tensión y al mismo tiempo disponer de una red de datos. Estos datos permitirán conocer las alarmas de incidencias en tiempos reales, obtener calidad y precisión en los datos de consumo.

Las principales áreas de aplicación de los datos son: Gestión de red, distribución de red, que puede ser subdividida en media tensión, administración de fallas, cortes de suministro, gestión de la calidad y por último los análisis de red.

Los posibles beneficios en la adquisición de estos nuevos datos se reflejarían en la eficiencia de la liquidación de las causas de los fallos y sus magnitudes, así como mejora en la presentación de los informes en caso de interrupciones del servicio, un mayor conocimiento para la planificación de distribución de la red de distribución.

Mediante este sistema las distribuidoras pueden, a través de las pantallas de aviso, informar a los abonados el estado de su servicio eléctrico (facturación al día, facturación vencida o en corte).

METODOLOGIA

METODOLOGIA

Metodología Operativa para el Desarrollo del Trabajo.

Se visitarán bibliotecas para consultar libros, diccionarios, tesis, trabajos y folletos donde se pueda obtener información acerca del tema a desarrollar. Serán visitadas las distribuidoras eléctricas con la finalidad de obtener la información que permita sustentar la investigación.

El método a utilizar será el comparativo, ya que se realizará un análisis del uso de los instrumentos de medida convencional y la implementación de los sistemas de Telemetría por parte de las distribuidoras eléctricas. Además de comparar sus incidencias con otros países en el mundo que ya han adoptado este tipo de sistemas.

Técnicas a Utilizar en el Desarrollo Metodológico del Trabajo.

Investigación de documentos:

- Libros
- Diccionarios
- Folletos
- Publicaciones de Internet
- Revistas
- Trabajos de grado
- Otros.

Entrevistas al personal indicado, para conocer a cabalidad las incidencias positivas que tendría la implementación de esta tecnología.

MARCO TEORICO

CAPITULO I

Sector Eléctrico Dominicano

1.1 – Historia de la Electricidad en la República Dominicana

Las primeras instalaciones eléctricas de la República Dominicana se remontan al año 1845 cuando se instala en el país el primer alumbrado público en la ciudad de Baní, ya que el existente consistía en el uso de faroles de velas de cera. Otro tipo de iluminación utilizado en años posteriores fue el de alumbrado por gas o electricidad que servía para alumbrar el trayecto del ferrocarril Samaná-Santiago. Y para el año 1893 se le otorga permiso, con la Resolución No. 3308, al Ayuntamiento de Santo Domingo. Ya en el año 1900 la energía es suministrada por plantas eléctricas en algunas ciudades del interior [3].

En el año 1920 existía el suministro de energía en varias ciudades del interior y algunas instituciones radicadas en el país, tales como la Compañía Anónima Dominicana de Luz y Fuerza Motriz que, por lo general, eran de inversión extranjera.

En 1928 se inicia el Sistema Eléctrico Nacional, cuando mediante Decreto Presidencial se autorizó la creación de la Compañía Eléctrica de Santo Domingo, la cual quedó encargada de generar, construir, rehabilitar y extender las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica. La historia del Sector Eléctrico Dominicano está marcada por una serie de fechas clave que han orientado definitivamente desarrollo. Los hitos más destacados han sido los siguientes:

En 1933 con la Ley No. 552, se instituyen los períodos y las fases en las que sería suministrada la electricidad a la población.

En 1954 se continuó la extensión del alumbrado en todo el país, y son inauguradas varias plantas hidroeléctricas. En este año el Congreso Nacional aprobó la Ley No. 4018 que declaró de alto interés nacional la adquisición por el Estado de las compañías que entonces producían, transmitían y distribuían electricidad al público en general.

En 1955 el Gobierno Dominicano modificó el sector eléctrico al adquirir la Compañía Eléctrica de Santo Domingo. Asimismo, mediante el Decreto No. 555, se creó la Corporación Dominicana de Electricidad (CDE), a la cual se le asignó la responsabilidad de mantener, extender y generar toda la energía eléctrica del país. A los fines de crear un marco jurídico que regulara el sector eléctrico, en fecha 21 de abril de 1955 el Congreso Nacional aprobó la Ley Orgánica de la Corporación Dominicana de Electricidad (Ley No. 4115) que le otorgó jurisdicción y autonomía a esa corporación para ejercer la autoridad eléctrica en el territorio de la República Dominicana de manera exclusiva.

En 1962 con el interés de lograr un mejor desenvolvimiento de las actividades de la Corporación otorgarle mayor autonomía, se promulga la Ley no. 6116, donde se le otorga autonomía y personería jurídica; además se crea el Consejo Directivo. Luego de esta medida se prosigue con la construcción de nuevos generadores y electrificación de poblaciones.

En 1966 se promulgó la Ley Orgánica de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio No. 290, y se le asigna a ésta, supervisar todo lo relacionado con la energía y, específicamente, la Corporación Dominicana de Electricidad.

En 1979 mediante el Decreto No. 584, se creó la Comisión Nacional de Energía, la cual bajo la Dirección de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio se le atribuyó las funciones de delinear y proponer al Poder Ejecutivo los programas de inversión para la generación de energía.

En 1990 en aras de incentivar el desarrollo del sector energético, se promulgó la Ley No. 14-90 sobre Incentivo al Desarrollo Eléctrico Nacional. Con esta ley, se procuraba fomentar y estimular la generación de energía a través del establecimiento de incentivos y amnistías a las empresas que se dedicaren a la producción de energía eléctrica.

En 1992 se inició el proceso de reestructuración de la Corporación Dominicana de Electricidad, cuando el Gobierno Dominicano promovió conversaciones con organismos internacionales para diseñar un proyecto de Reforma y reestructuración del Sistema Eléctrico Dominicano.

En 1993 mediante el Decreto No. 148-93 se crea el Consejo Nacional para la Energía con la finalidad de continuar con la reforma y reestructuración del Sistema Eléctrico Dominicano.

En 1997 se promulga la Ley General de Reforma de la Empresa Pública No. 141-97, para la transformación y reforma de las entidades estatales, marco legal que sirvió de base para la capitalización de la Compañía Dominicana de Electricidad (CDE). Para los efectos de la capitalización establecida en la Ley No. 141-97, se crearon cinco nuevas empresas. Dos de estas empresas estarían dedicadas a la actividad de generación de electricidad (Empresa

Generadora de Electricidad ITABO y Empresa Generadora de Electricidad HAINA) y las otras tres empresas se dedicarían a la distribución de electricidad (Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EDE Norte), Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EDE Este) y Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EDE Sur). Cada una de estas empresas recibió de la CDE los activos que estaban afectados a las actividades asignadas a estas nuevas empresas, mientras funcionaran como parte de la única unidad corporativa de la CDE. Todos los demás activos, incluyendo los de transmisión y generación hidroeléctrica quedaron a cargo de la CDE.

En 1998 mediante Decreto No. 118-98 se creó la Superintendencia de Electricidad, bajo la dependencia de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio y se aprueba el Reglamento No. 428-98, para el funcionamiento de la Corporación. Este nuevo Reglamento divide la Corporación Dominicana de Electricidad en siete (7) unidades de negocios y una unidad corporativa que operarían como empresas independientes, para facilitar así el proceso de capitalización de la entidad.

En el 2001 mediante la Ley General de Electricidad No. 125-01 se crea la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) y de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID). La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), fue creada con la finalidad de liderar y coordinar las empresas eléctricas, llevar a cabo los programas del Estado en materia de electrificación rural y suburbana a favor de las comunidades de

escasos recursos económicos, así como de la administración y aplicación de los contratos de suministro de energía con los Productores Independientes de Electricidad (IPP).

En el 2002 se dictan los decretos Nos. 647-02 y 648-02, el primero reconoce la creación de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) como una empresa autónoma de servicio público, quedando investida de personalidad jurídica, con los atributos inherentes a tal calidad. El segundo, tiene por objeto reglamentar el funcionamiento de dicha Corporación.

En el 2004 Se transfiere a la CDEEE el Programa de Reducción de Apagones (PRA), con los objetivos de incentivar, conjuntamente con las Empresas Eléctricas de Distribución, las condiciones para la prestación y mejoría del servicio de energía eléctrica y facilitar los arreglos de pagos entre las Empresas Eléctricas de Distribución [3].

1.2 – Principales Empresas e Instituciones del Sector Eléctrico Nacional

1.2.1 - La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE)

La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) ahora es un Holding que surgió fruto de la transformación que experimentó la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) con la Ley General de Electricidad número 125-01 del 26 de Julio del 2001 [3].

Según en su Artículo 138, sus funciones consistirían en liderar y coordinar las empresas eléctricas, ejecutar los programas del Estado de electrificación rural y sub-urbana a favor de las comunidades de escasos recursos económicos, así como de la administración y aplicación de los contratos de suministro de energía eléctrica con los Productores Independientes de Electricidad (IPP).

Más adelante, en fecha 19 de junio del año 2002, el Poder Ejecutivo dictó el Decreto No. 555-02, mediante el cual se instituye el Reglamento para la Aplicación de la Ley No. 125-01. Mediante Decreto No.647-02, del 21 de agosto del 2002, se reconoce la creación de la CDEEE, como una empresa autónoma de servicio público, con patrimonio propio y personalidad jurídica. De igual modo, a través del Decreto No. 648-02, dictado en esa misma fecha, se estableció el Reglamento para el Funcionamiento de la Institución.

En fecha 30 de diciembre del 2009, el Poder Ejecutivo promulgó el Decreto No. 923-09, a través del cual se establece a la CDEEE como líder y coordinadora de todas las estrategias, objetivos y actuaciones de las empresas eléctricas de carácter estatal, así como aquellas en las que el Estado sea propietario mayoritario o controlador y los entes o unidades que dependan de esta Institución o de cualquier otra empresa estatal vinculada al sector eléctrico. A tales fines, se incluye dentro de dicho régimen, a las empresas ETED, EGEHID, EDENORTE, EDESUR y EDEESTE.

Interactuar continuamente con el entorno económico, social y ambiental, presentando las fórmulas más adecuadas para mantener un diálogo abierto, permanente y sistemático con los actores del sector energético, en el desarrollo de nuestras actividades. Implementar los programas del Estado en materia de electrificación rural y sub-urbana, a favor de las

comunidades de escasos recursos económicos, a través de la Unidad de Electrificación Rural y Sub-Urbana (UERS).

Diseñar y ejecutar los planes de asistencia social que el Gobierno Dominicano proyecte en el área de electricidad.

Aprobar los planes de negocios, las líneas de producción y el presupuesto de gastos de inversión de las Empresas y Unidades del Holding.

La CDEEE financia sus actividades con recursos asignados con la Ley de Gastos Públicos, con financiamientos y con otros fondos especializados que le sean asignados [3].

1.2.2 - Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur (EDESUR)

Es una de las empresas distribuidoras de electricidad de República Dominicana. Tiene un área de concesión que se inicia en la acera oeste de la Ave. Máximo Gómez, en el Distrito Nacional y termina en la provincia fronteriza de Elías Piña. Tiene su origen en el conjunto de medidas que adoptó el presidente Leonel Fernández en su primera administración para superar la crisis eléctrica que afectaba el desarrollo de la vida nacional [4].

El 24 de junio de 1997, el Jefe del Estado promulgó la ley 141-97, de Reforma de la Empresa Pública. El servicio de energía eléctrica, originalmente manejado por empresas extranjeras, desde que fue adquirido por el Estado en 1955, había sido administrado como un instrumento político, condicionado a prácticas permisivas y clientelistas que

distorsionaron su naturaleza comercial. Apoyado en la nueva legislación y la ley Orgánica de la Corporación Dominicana de Electricidad, al número 4115 del 21 de abril de 1955, el presidente Leonel Fernández emitió el decreto 464-98 del 13 de diciembre de 1999, en virtud del cual autorizó a la Corporación Dominicana de Electricidad a aportar los activos de su propiedad, seleccionados por la Comisión de Reforma de la Empresa Pública para la integración del capital pagado de las cinco nuevas sociedades anónimas a ser constituidas de conformidad con las disposiciones de la nueva Ley General de Reforma de la Empresa Pública, es decir: Empresa Generadora de Electricidad HAINA, S. A.; Empresa Generadora de Electricidad ITABO, S.A.; Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A.; Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A.; y Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S.A.

En septiembre de 2003, el Gobierno del presidente Hipólito Mejía compró las acciones de Unión FENOSA en EDESUR y EDENORTE, lo que provocó un retroceso que agravó la situación de las compañías, pues se establecieron los apagones financieros.

Las empresas distribuidoras estatizadas aumentaron el flujo negativo de caja y el Gobierno no suministró los recursos requeridos para cubrir el déficit. En consecuencia, el 16 de agosto de 2004, casi la mitad de la electricidad que se producía se perdía o no se pagaba. La recuperación de la calidad del servicio se evidencia en los circuitos 24 horas que garantizan energía permanente a los sectores que colaboran con la empresa hasta lograr reducir las pérdidas en por lo menos un 85 por ciento. En 2004 no había ningún circuito 24 horas. En la actualidad 82 circuitos del área de concesión de EDESUR reciben energía las 24 horas

del día. Esto ha sido posible con acuerdos entre EDESUR y las comunidades que asumen la responsabilidad de pagar su consumo de energía y rechazar las distintas formas de fraude [4].

1.2.3 - Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte (EDENORTE)

La Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte S. A. (EDENORTE Dominicana S.A.) tiene la concesión de la comercialización y distribución de energía eléctrica en las 14 provincias de la Zona Norte de la República Dominicana: Santiago, La Vega, Duarte, Puerto Plata, Espaillat, María Trinidad Sánchez, Monseñor Nouel, Sánchez Ramírez, Valverde, Santiago Rodríguez, Montecristi, Samaná, Salcedo y Dajabón. EDENORTE Dominicana es de propiedad del Estado, que adquirió las acciones de su anterior propietario, el grupo español Unión FENOSA, y que la administra a través de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), que ejerce las funciones de Junta de Accionistas, y el Consejo de Administración, presidido por el señor Marcelo Bermúdez, que constituye el directorio [5].

La administración de la empresa ha sido encargada al Ingeniero Félix Tavares, quien ejerce el cargo de Administrador Gerente General. La empresa cuenta con 26 oficinas de servicio al cliente y 27 puntos expresos diseminados en toda la región. EDENORTE distribuye un promedio mensual de 235 MWh a un total de 515 mil clientes, de los cuales se facturan unos 350 mil. Además, hay más de 250 mil usuarios que no están incluidos dentro del ciclo

comercial vigente. El costo promedio mensual de la energía distribuida es de US\$ 27 Millones.

Sus redes de media y baja tensión cubren una extensión de 16,274 kilómetros Km², e incluyen 65 subestaciones y 31,627 transformadores de distribución con una carga instalada de 1,466 MVA.

El mercado energético clasifica a los usuarios del servicio eléctrico en dos grupos, los regulados y los no regulados. Los usuarios regulados o usuarios del servicio público son aquellos que demandan hasta 200 KVA de potencia. Los usuarios regulados sólo pueden comprar energía eléctrica a la empresa distribuidora concesionaria de la zona geográfica correspondiente y a los precios establecidos por la Superintendencia de Electricidad mediante resolución. Si el usuario sobrepasa la potencia descrita puede optar por comprar la energía directamente a los productores de electricidad y pasa a ser usuario no regulado. Los precios de la energía para este tipo de usuario son acordados mediante contrato entre las partes.

La estructura organizacional de la empresa ha sido concebida y dimensionada por la nueva administración en función de las necesidades de su mercado, y comprende tres Direcciones que reportan a la Gerencia General:

- Dirección de Administración y Finanzas
- Dirección Comercial
- Dirección de Distribución, las cuales se subdividen en 14 Gerencias.

En la actualidad EDENORTE Dominicana S. A. cuenta con una fuerza laboral de 2,500 trabajadores [5].

1.2.4 - Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (EDEESTE)

La Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S. A. (EDEESTE), surgió el 9 de agosto de 1999 producto del proceso de capitalización realizado en la República Dominicana para pasar a manos privadas la administración del negocio de distribución de energía eléctrica, que era manejado por el Estado Dominicano a través de la otrora Corporación Dominicana de Electricidad (CDE). El mismo fue dividido en tres compañías Norte, Sur y Este. El 50% de las acciones de EDE Este fue adquirido por AES Corp., el restante 50% por el Estado Dominicano. La zona de concesión de EDEESTE va desde la acera Este de la Av. Máximo Gómez, incluyendo Monte Plata y todas las provincias del Este [6].

Desde entonces cubre una extensión de 11,500 kilómetros cuadrados, servir a más de 321,000 clientes y suministran más de 260 millones de Kwh. al año. En noviembre del 2004, el 50% de las acciones de AES Corp., fue adquirida por Trust Company of the West (TCW).

EDEESTE es una empresa comprometida con el desarrollo del país, cuyo objetivo va más allá de brindar el servicio de electricidad. Tiene a disposición de sus clientes quince (15) oficinas comerciales en toda su área de concesión, con la facilidad de que puede realizar cualquier gestión relacionada con su suministro de energía en cualquier localidad [6].

1.2.5 - Superintendencia de Electricidad (SIE)

La Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana es una institución descentralizada del Estado Dominicano con personalidad jurídica de derecho público, con patrimonio propio y capacidad para adquirir, ejercer derechos y contraer obligaciones, que se relacionará con el Poder Ejecutivo por intermedio de la Comisión Nacional de Energía [7].

Está llamada a fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como las normas técnicas en relación con la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad.

La institución fue creada mediante la Ley General de Electricidad No.125-01 promulgada por el Poder Ejecutivo en fecha 26 de Julio del 2001 y la administración corresponderá a un Consejo integrado por un (1) presidente y dos (2) miembros designados por el Poder Ejecutivo y ratificados por el Congreso Nacional. Ostentará el cargo de Superintendente quién sea señalado como Presidente del Consejo.

En adición a la Ley General de Electricidad No.125-01, el sub-sector eléctrico se rige por el Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad No.125-01 puesto en vigencia mediante Decreto No.555 del 19 de Julio del 2002 del Poder Ejecutivo, por las resoluciones que emanan del Consejo de la SIE y las normas y códigos que se emitan para regular el sub-sector.

La Superintendencia de Electricidad está estructurada por cinco (5) direcciones: Dirección Administrativa, Dirección de protección al consumidor (PROTECOM), Dirección Legal, Dirección Mercado Mayorista y Dirección Mercado Minorista, que son las encargadas de supervisar y velar porque el sub-sector eléctrico funcione de acuerdo a sus normativas vigentes [7].

1.2.6 - Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED)

La Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED): compañía eléctrica estatal cuyo objetivo es operar el Sistema de Transmisión Nacional Interconectado (SENI) para proveer servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión a todo el territorio nacional. ETED, es una Empresa descentralizada propiedad del Estado Dominicano que surge a partir de la segmentación del sector eléctrico producto de la capitalización de la Corporación Dominicana de Electricidad mediante la Ley General de Reforma de la Empresa Pública No. 141-97 de fecha 24 de junio del año 1997, teniendo su marco legal en la Ley General de Electricidad No. 125-01 de fecha 26 de julio del año 2001, que regula todos los aspectos relativos a la producción, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en la Republica Dominicana [8].

A estos fines, el Poder Ejecutivo mediante el decreto No. 629-07 de fecha 2 de noviembre del año 2007, crea con fecha de efectividad a partir del primero de enero del 2008, la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) con autonomía presupuestaria y personería jurídica propia, según lo establece la Ley General de Electricidad, cuya responsabilidad es la operación, mantenimiento y administración de todas las redes de alta tensión, subestaciones, equipos, maquinarias, sistemas de transmisión de electricidad, bienes muebles e inmuebles transferidos desde la CDE [8].

1.2.7 - Empresa de Generación Dominicana EGEHID

Empresa de Generación Dominicana (EGEHID) son parte del Holding de la CDEEE. Es la propietaria de todo el sistema de generación hidroeléctrica del Estado, que de acuerdo por lo establecido por la Ley 125-01 es de propiedad estrictamente estatal [9].

1.2.8 - El Organismo Coordinador (OC)

El organismo coordinador (OC) fue creado para realizar la coordinación de las actividades de las empresas de generación y transmisión en el marco regulatorio del Subsector Eléctrico establecido en la Resolución No. 235 de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio de fecha 29 de octubre de 1998 [10]. El artículo 38 de la Ley General de Electricidad No. 125-01 define como las principales funciones del Organismo Coordinador las siguientes:

- Planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras de electricidad, de las líneas de transmisión, de la distribución y comercialización del Sistema a fin de garantizar un abastecimiento confiable y seguro de electricidad a un mínimo costo económico.
- Garantizar la venta de la potencia firme de las unidades generadoras del Sistema.
- Calcular y valorizar las transferencias de energía que se produzcan por esta coordinación.
- Facilitar el ejercicio del derecho de servidumbre sobre las líneas de transmisión.
- Entregar a La Superintendencia las informaciones que ésta le solicite y hacer públicos sus cálculos, estadísticas y otros antecedentes relevantes del subsector en el Sistema Interconectado.
- Cooperar con La Comisión Nacional de Energía y La Superintendencia de Electricidad en la promoción de una sana competencia, transparencia y equidad en el mercado de la electricidad [10].

1.2.9 - Comisión Nacional de Energía (CNE)

La Comisión Nacional de Energía fue creada mediante la Ley General de Electricidad (LGE) (125-01), consagrada en su artículo 7, promulgada el 26 de julio de 2001. Esta ley establece el nuevo marco legal e institucional que rigen las actividades de los subsectores: Eléctrico, Hidrocarburos, Fuentes Alternas y Uso Racional de Energía, es decir del Sector Energético en general [11].

Aunque la Comisión Nacional de energía, surge y se sustenta en la Ley General de Electricidad, su misión y funciones rebasan ampliamente el ámbito de la "Energía Eléctrica" hacia la Energía en su sentido más amplio: Energía convencional sustentada en el uso de los combustibles derivados del petróleo, gas natural y carbón para su uso en la generación, transporte, industria, comercio y residencial, así como lo referente a las energías renovables (solar, eólica, hidráulica, etc.) y los bio-combustibles o combustibles de fuentes bio-másicas como el bio-etanol, el bio-diesel y el biogás y sus potenciales en nuestro país.

La CNE es la Institución Estatal encargada de trazar la política del Estado en el Sector Energía y está facultada para autorizar a las Empresas Eléctricas, los Auto productores y Co-generadores a realizar importaciones directas de cualquier proveedor externo de los combustibles y lubricantes que requieran sus plantas [11].

CAPITULO II

Telemetría

2.1 - Historia de la Telemetría.

La palabra *telemetría* procede de las palabras griegas *τελε* (tele), que quiere decir “a distancia”, y la palabra *μετρον* (metron), que quiere decir “medida”. La telemetría inicia alrededor del 1915, cuando se desarrollo el primer telémetro, con la finalidad de medir las distancias de objetivos de artillería para mediados de la primera guerra mundial. El sistema fue desarrollado por dos científicos, el alemán Khris Osterhein y el italiano Franchesco Di Buonanno (1894 – 1954) [12].

2.2 - Definición

Es un sistema de comunicación bidireccional que permite: recolección de datos, lectura y control remoto de medidores utilizando diferentes sistemas de telecomunicación a través de protocolos (TCP/IP, GSM, Dial – Up, GPRS, LAN, HTTP, FTP, PLC etc.) como medio de comunicación. Este completo sistema escalable permite a las empresas de energía integrarlo de manera transparente con su actual sistema [13].

2.3 - Características y Aplicaciones

La telemetría se utiliza en grandes sistemas, tales como naves espaciales, plantas químicas, redes de suministro eléctrico, redes de suministro de gas entre otras empresas de provisión de servicios públicos, debido a que facilita la monitorización automática y el registro de las mediciones, así como el envío de alertas o alarmas al centro de control, con el fin de que el funcionamiento sea seguro y eficiente [14].

La telemetría se utiliza en infinidad de campos, tales como la exploración científica con naves tripuladas o no (submarinos, aviones de reconocimiento y satélites), diversos tipos de competición (Fórmula 1 y MotoGP), o la operación de modelos matemáticos destinados a dar sustento a la operación de embalses.

En las fábricas, oficinas y residencias, el monitoreo del uso de energía de cada sección o equipo y los fenómenos derivados (como la temperatura) en un punto de control por telemetría facilita la coordinación para un uso más eficiente de la energía) [14].

Las Principales Características de la Telemetría son:

- Transmite en el canal de control de la red análoga.
- Utiliza la capacidad ociosa del canal de control de dos modalidades:
 - Reverse control Channel: Mensajes al dispositivo.
 - Forward control Channel: Mensajes desde el dispositivo.
- Es compatible con los estándares de la industria (SS7/IS41).
- Si el canal de control está usado en más de un 80%, el dispositivo no transmite.
- Estos dispositivos son vistos en la red como un teléfono celular con roaming.
- Dispone de una cobertura extendida que supera a los servicios típicos de canales de voz.
- No se requiere de inversión en la red [15]

2.4 - Sistema de Lectura Automática de Medidores (AMR)

Son sistemas usados en la recolección automática de datos para dispositivos de medición de agua, gas o electricidad hacia una base de datos central para su posterior análisis y manipulación según convenga. El objetivo de estos sistemas es disminuir la intervención de personas en los procesos de toma de lecturas, corte de servicio logrando reducir la carga operativa en la empresa y por el lado de los abonados aumentando la satisfacción al recibir un mejor servicio. Los sistemas AMR incluyen tecnologías móviles (handheld, smartphone), redes de computadores, red celular, redes inalámbricas y radio frecuencia [16].

2.4.2 - AMR de Red

Su nombre técnico en inglés es *Fixed Network AMR*, es un sistema donde su infraestructura es la de una red de transmisión de datos, donde los datos son recolectados en el medidor y luego digitalizados para viajar a través de esta red hasta un computador central en donde se almacenarán en una base de datos. Todo este proceso de manera automática sin la presencia de persona alguna en la ubicación del medidor [16].

Como podemos observar en la Figura 2.1, los AMR de Red pueden ser implementados no solo para la medición remota de energía eléctrica que es nuestro caso, sino también para las compañías que ofrecen servicios de gas y agua [16].

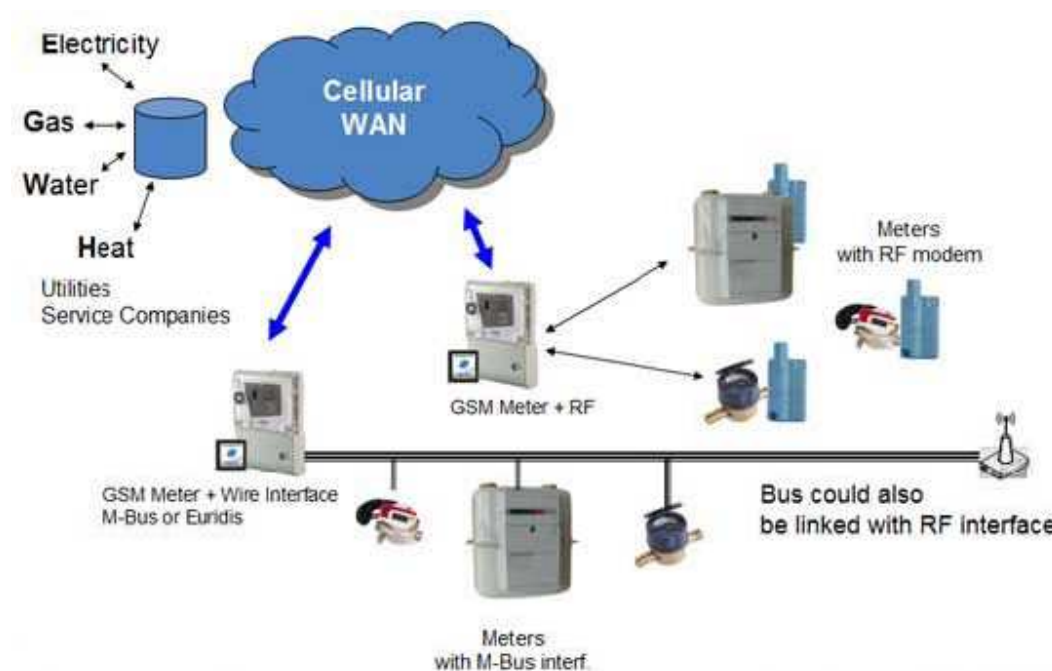


Figura 2.1 - Infraestructura de AMR para la tele-medición de agua, electricidad y gas [16].

- Esta tecnología abarca desde los medidores de energía electromecánicos (de integración ciclo-métrica) hasta los medidores completamente digitales
- Los Nuevos medidores digitales incluyen funciones avanzadas y son conectados a sistemas de información relacionada [18].

Un sistema AMR consiste de cuatro niveles:

Nivel # 1

Residencial	Comercial e Industrial	Punto de Lectura
-------------	------------------------	------------------

Clientes

Nivel # 2

GSM/GPRS	LAN	PSTN	PLC
----------	-----	------	-----

Comunicación

Nivel # 3

Sistemas de información AMR, colección y Perfeccionamientos de Datas
--

Sistema AMR

Nivel#4

Cientes Servicios	Facturación	Medición del sitio gestión	Balance Liquidación	Red Operaciones
-------------------	-------------	----------------------------	---------------------	-----------------

Proceso
Energía de la
Empresa

Tabla 2.1 - Estructura comunicación AMR [18].

2.4.3 - Automatización de la Distribución Eléctrica

Comprende las Sigüientes Características:

- Monitoreo y control de la distribución de la red eléctrica
- Realización con el sistemas de información, tales como:
 - o Sistema de control de red (NCS)
 - o Sistema de gestión de distribución (DMS)

Comprende además:

- Atomización de subestaciones
- Automatización de red
- Automatización del servicios al clientes [18].

En la aplicación de sistema AMR (Lectura Automática de medidores) es complementario en la aplicación de sistema la automatización de control de la distribución en subestaciones y la red eléctrica, permitiendo un seguimiento real monitoreado en todos los puntos, de modo que se puedan obtener todas las informaciones en tiempo reales para determinar las causas ante posibles fallas o contingencias (*ver anexo 1*). Para la obtención de los mejores resultados se hace necesaria la instalación de un sistema de automatización de red (NCS) y un sistema de gestión de distribución (DMS) [18].

2.4.4 - Sistema de Control de Red

- Permite el control centralizado a distancia de la red eléctrica
- El Sistema de control de la red incluye una central de información del sistema que está localizado en el centro de control, los mismos localizan a las subestaciones en la red de distribución y la conexión de comunicación entre estas unidades (*ver anexo 2*) [18].

2.4.5 - Sistema de Gestión de Distribución

- Un sistema de planificación operativa, que apoya la red de distribución vía las diversas características de soporte.
- Extiende las capacidades del Sistema de control de red (NCS) proporcionando geográficamente red de puntos de vista basados en visualizaciones de red.
- El propósito del sistema es reducir al mínimo el funcionamiento costes de la red eléctrica, al mismo tiempo teniendo en cuenta la estabilidad del proceso objetivo (de suministro nivel) y los límites establecidos por restricciones técnicas [18].

2.4.6 - Administración de Fallas de Red de Baja Tensión

El Sistema de gestión de distribución (DMS) podría utilizar los datos respectivos en:

- La localización de una falla de baja tensión
- Aclaración de la magnitud
- Aclaración de la causa del fallo y (origen) y más rápido inicio de la restauración operaciones (*ver anexo 3*) [18].

2.4.7 - Sistema Scada de Administración y Control

- La herramienta de mayor importancia en controles de sistemas eléctricos y lectura automática de medidores (AMR) es el sistema Scada de administración y control, porque nos facilita la operatividad de visualización de todos los parámetros y acontecimientos que puedan presentarse el tiempo real, así como la planificación de toma de decisiones en la entrada y salida de los diferentes circuitos integrado en el sistema en casos de: el aumento y baja tensión, variación de la frecuencia, sobre-voltaje, sobre-corriente, distorsión de armónicos y otros [18].

2.5 - Diferentes Técnicas de Lectura de Medidas

2.5.1 - Directamente desde el medidor [18]

- Este tipo de toma de lectura se realiza a través de puertos ópticos conectados directamente con el cable denominado “Lector óptico”, quien transfiere la data desde el medidor a un dispositivo portátil o computador tipo Laptop. Para el mismo se necesita un programa que pueda acceder al medidor con un sistema de seguridad. Este tipo de toma de lectura necesita de una persona física frente al medidor (Ejemplo Figura 2.2).

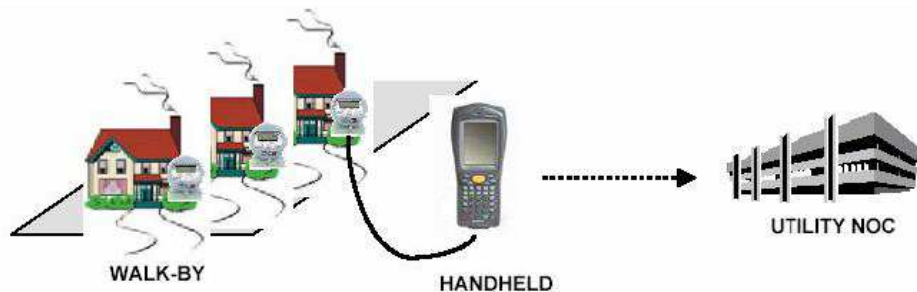


Figure 5-9 Electronic Meter Reading (EMR)

Figura 2.2 - Lectura de contadores electrónicos (EMR) [18].

2.5.2 - Medidor a Distancia

- Este tipo de toma de lectura, se hace a través de ondas de radiofrecuencia instalados desde un vehículo o un dispositivo portátil el cual es capaz de enviar y recibir ondas electromagnéticas, en el rango de los 900Mhz para la toma de lectura simultánea de varios medidores tipo concentradores. Para este tipo de toma de lectura se necesita de una persona física que recorra el espacio geográfico de los medidores (*Ejemplo Figura 2.3*).

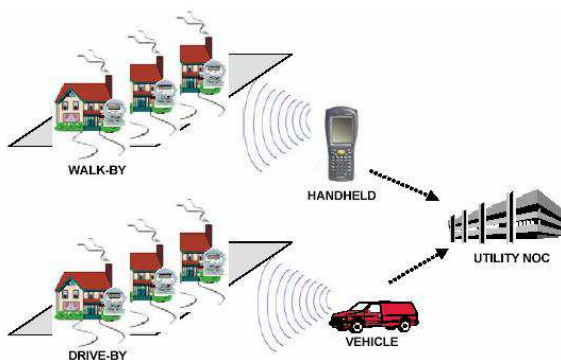


Figura 2.3 - Off Site Meter Reading (OMR) “Medidor a Distancia”

Común en la Europa Central y América del Norte [18].

2.5.3 - Lectura Automática de Medidores

En la figura 2.4, se muestra un sistema de toma de lectura automática (AMR) de medidores, los cuales son interrogados directamente desde la oficina distribuidora del servicio hasta los abonados, a través de una red de comunicación. Para este tipo de lectura no se necesita de una persona física cerca del medidor.

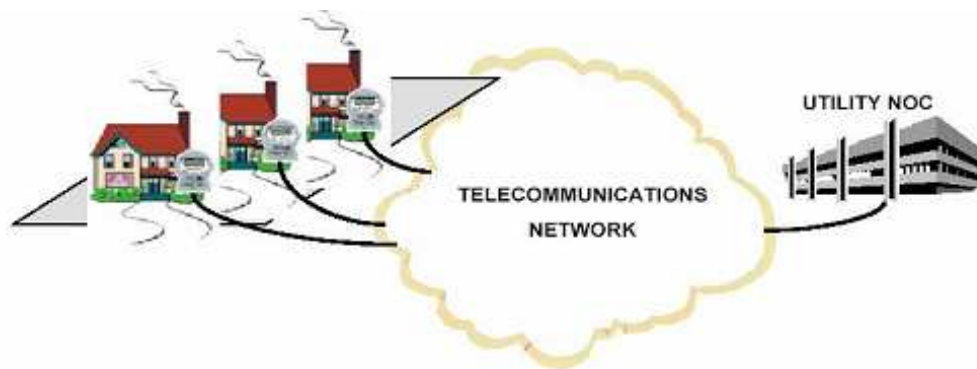


Figura 2.4 - Lectura automática de medidores (AMR)

A través de una red de telecomunicaciones

Común en Europa del Norte y del Sur [18].

2.5.4 - Comparación de Tecnología

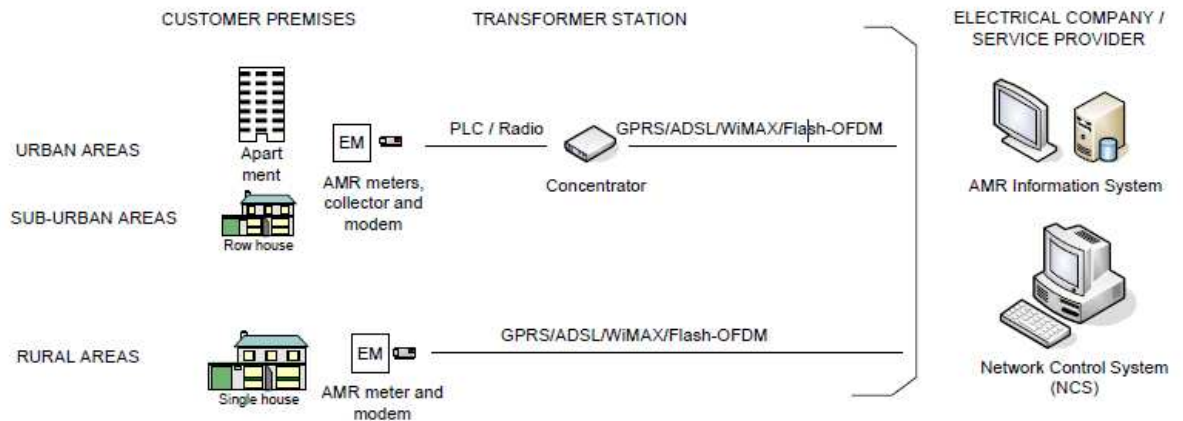


Figura 2.5 - Comparación de tecnología entre las diferentes técnicas de lectura de medidores

En la Figura 2.5 podemos observar los distintos protocolos de comunicación que comprenden desde PLC (Power Line Carrier), Ondas Electromagnéticas (Radiofrecuencia), entre otros (GPRS, WiMax, Flash-OFDM, etc....). Los cuales son usados dependiendo de las áreas de ubicación de los abonados, y enviadas a los servidores de los proveedores del servicio.

2.6 - Medidores de energía y Lectura

2.6.1 - Medidor Electromagnético

Es el medidor de energía eléctrica más común. Este medidor de Inducción Electromagnética fue inventado por Eliu Thompson en 1889 [16].

Su método de operación es por conteo de revoluciones de un disco de aluminio, el cual está hecho para rotar a una velocidad proporcional a la energía usada. Este proceso consume energía pero en una cantidad pequeña, alrededor de 2 Watts. En el disco, actúan en él 2 bobinas. Uno de ellos es conectado de manera que éste produzca un FLUJO MAGNÉTICO en proporción al voltaje, la otra así mismo un flujo en proporción a la corriente, ejerciendo así una fuerza vectorial sobre el disco la cual lo hace girar [16].

El magnetismo creado ejerce una fuerza que se opone proporcionalmente a la velocidad de rotación del disco, trabajando como freno deteniendo al disco cuando el consumo de energía detenga también. El monto de energía consumida es representado por una revolución del disco.

Los voltajes máximos que soportan los medidores electromecánicos son de 600 V y las corrientes máximas de 200 Amperes. Cuando estos parámetros van a exceder de dichos valores, se requerirán de transformadores de voltaje y corriente [16].

Otro punto importante de mencionar es que hay una bobina la cual esta cortocircuitada, esta bobina posee una resistencia despreciable y por lo cual por ahí circulará una corriente considerable, ésta al estar sometida al campo magnético generará una cupla motora, la misma que eliminará el coeficiente de rozamiento de los engranes [16].

2.6.2 - Medidores Digitales

Estos medidores muestran la potencia usada en un LCD además de grabar otros parámetros de carga y suministro como: factor de potencia, potencia reactiva, rangos de energía consumida, precio de consumo variando el día o la semana, etc.

Usan un transformador de corriente para medir la misma, lo que significa que los conductores de corriente no necesitan pasar a través del medidor y puede ser localizado remotamente, lo cual es una ventaja en instalaciones grandes.

Los medidores electrónicos en la actualidad vienen equipados con tecnologías de comunicación: Radio de Poder, GSM, GPRS, Bluetooth y enlaces de cable como RS232 y RS485. El consumo del cliente es almacenado en perfiles de carga y los datos son enviados de forma remota sea de automáticamente o en periodos de tiempo determinados [16].

2.6.2.1 - Medidor REX

Medidor de electricidad totalmente electrónico diseñado para medición residencial y proveer comunicaciones remotas. El medidor REX tiene la capacidad de programarse para demanda de tiempo de uso, carga de perfil almacenado, medición bidireccional y medición de consumo en KWH [16].



Figura 2.6 - Medidor Rex [16].

El medidor Rex no usa batería para su funcionamiento, lo que reduce su costo y gastos de futuros mantenimientos. Estas características reducen las costosas visitas del personal de la empresa a la ubicación del medidor. Así mismo, una vez instalado el Rex, éste se registra automáticamente a la red de comunicación, evitando la necesidad de programarlo en ese instante, haciendo la instalación del mismo más fácil.

Al usar un Rex, se disminuyen los costos de lectura, provee lecturas mas exactas y mejora la satisfacción de los clientes por la reducción de las dudas con respecto a lecturas incorrectas. Si las condiciones de la red cambian, el Rex automáticamente descubre la mejor nueva vía de comunicación. El servicio de control remoto para corte o reconexión de energía al consumidor es una de las características que posee el medidor Rex. Está en la práctica reemplaza el servicio manual como normalmente lo hacen las empresas eléctricas [16].

2.6.2.2 - Medidores ALPHA (A3)

El medidor A3 Alpha es una plataforma de comunicaciones y puede fácilmente integrarse a una variedad de soluciones AMR (Medición de Lectura Automática) así como también a una AMI (Infraestructura de Medición Avanzada).

Cada medidor A3 Alpha contiene un MODEM de teléfono interno, una red de área local (LAN), una placa controladora RF (Radio Frecuencia) de 900Mhz para capacidades de transmisión y recepción de datos [16].



Figura 2.7 - Medidor Alpha [16].

Un A3 Alpha puede administrar una red de hasta 1.024 Kb, la placa controladora soporta registro automático de medidores por RF, medidores designados como repetidores de RF y optimiza las rutas de comunicación de cada medidor basado en la intensidad de las señales y otros factores.

La placa que administra los 900Mhz de RF y LAN de los medidores REX, colecta, guarda los datos de los medidores y maneja otra variedad de funciones. Estas funciones incluyen almacenamiento y descarga en horarios de tiempo de usos para medidores REX, tiempo de transmisión, señales de sincronización y demanda de reinicio de medidor.

El medidor A3 Alpha es el primer medidor con soporte completo de protocolos de comunicación ANSI, C12.18, C12.19 y C12.21. Otras características avanzadas incluyen 4 cuadrantes métricos, transformador, línea de compensación de pérdida y almacenamiento de intervalo de datos de instrumentación. El medidor A3 Alpha puede proveer la función equivalente de los siguientes dispositivos:

- Voltímetro.
- Potenciómetro.
- Medidor de Voltaje alterno.
- Indicador de distorsión
- Amperímetro.
- Medidor de ángulo de fase.
- Indicador de rotación de fase.

El circuito principal de los medidores A3 ALPHA tienen capacidad de almacenamiento y lectura de datos de más 40 Kb en memoria no volátil. Los datos pueden ser recuperados usando el puerto estándar de comunicación óptica, adicionalmente están disponibles las interfaces de comunicación como:

- MODEM telefónico integrado de 2400 bps
- RS-232.
- RS-485.
- Interfaz serial externa.
- Lazos de Corrientes de 20 mA.
- Controlador interno LAN (ILC1).
- Nodo interno LAN (ILN1).

Las Interfaces de comunicaciones pueden ser combinadas con opciones de alarmas en el medidor A3 ALPHA para la notificación inmediata de eventos críticos [16].

2.7 - Tipos de Comunicaciones para Sistemas de Telemetría más Comunes.

2.7.1 - Red GSM

GSM (Global System for Mobile Communications) o Sistema Global para Comunicaciones Móviles es el estándar más popular en lo que respecta a telefonía móvil a nivel mundial. La GSM Association estima que el mercado global de telefonía móvil es dominado un 82% por GSM [4]. Es una red celular de 2.5G, donde el teléfono móvil se conecta para buscar la celda más cerca a su ubicación. Es un servicio portador que permiten enlazar a voluntad dos equipos terminales móviles mediante un canal digital que se establece específicamente para la comunicación y que desaparece una vez que se ha completado la misma [16].

La red GSM opera en 4 rangos de frecuencias:

- 900 MHz y 1800 MHz en Europa y Asia.
- 850 MHz y 1900 MHz en las Américas.

Banda	Nombre	Canales	Uplink (Mhz)	Downlink (Mhz)	Notas
GSM 850	GSM 850	128 - 251	824 - 849	869 – 894	Usada en EEUU, Sudamérica y Asia
GSM 900	P-GSM 900	1 - 124	890 - 915	935 – 960	GSM de Europa
	E-GSM 900	975 - 1023	880 - 890	925 – 935	Extensión de GSM
	R-GSM 900	n/a	876 - 880	921 – 925	GSM Ferroviario
GSM 1800	GSM 1800	512 - 885	1710 - 1785	1805 – 1880	
GSM 1900	GSM 1900	512 - 810	1850 - 1910	1930 – 1990	Usada en EEUU, no es compatible con GSM 1800

Tabla 2 - Frecuencias de GSM a nivel mundial [16].

Las estructuras celulares consisten en la división del ámbito de cobertura de la red en zonas más pequeñas denominadas células, a las que se les asigna un cierto número de radio-canales, dotándolas de otras tantas estaciones base transmisoras y receptoras [16].

Módulo Subscriptor de Identidad (SIM).

También conocida como “SIM Card” es una tarjeta la cual contiene la información de suscripción del usuario. Esto significa que el usuario puede cambiar de operadora con solo cambiar la tarjeta SIM [16]. Esta tecnología permite crear canales de comunicación con los móviles que se encuentren en un área geográfica específica, lo que la convierte en un potente instrumento para servicios de información locales o asociados a la posición, haciendo posible la selección del tema o canal de interés para el usuario [16].

Arquitectura de Red GSM

La comunicación se origina desde el usuario final o Terminal Móvil (TM), que mantiene una sincronización de señales de control con la estación base más cercana (BTS) y ésta tiene el Módulo de Identificación del Abonado (MIA), que se conecta vía microonda con la Central de Conmutación de Servicios Móviles tal como se muestra en la Figura 2.8 [16].

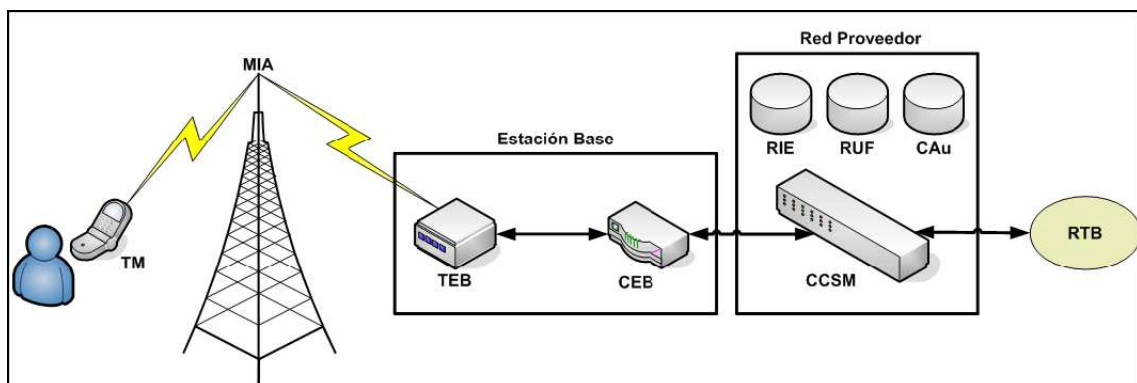


Figura 2.8 - Arquitectura red GSM [16].

Ventajas

Las ventajas de GSM pueden dividirse en dos categorías principales: beneficios al usuario y beneficios al operador [15]. Los principales beneficios al usuario incluyen:

- **Cobertura:** Se encuentra disponible en más de 210 países y territorios del mundo. Como resultado de ello, los clientes GSM tienen acceso constante a servicios de voz de alta calidad y servicios optimizados (por ejemplo, mensajería de texto) en su región de residencia y en otras regiones mientras se encuentran de viaje [15].
- **Selección:** Al contar con más de mil millones de clientes en todo el mundo, o más del 75% de los clientes inalámbricos del mundo, GSM es la opción lógica. Sólo en América, la cantidad de clientes de GSM ha venido aumentando todos los años [15].
- **Calidad de voz:** GSM provee claridad de voz en las llamadas. Si bien los datos constituyen una aplicación inalámbrica cada vez más popular, los servicios de voz continuarán siendo el principal motivo para que la gente utilice tecnología inalámbrica [15].
- **Flexibilidad:** Gracias a una prestación singular e innovadora llamada tarjeta Módulo de Identidad del Abonado (SIM), los clientes pueden cambiar de dispositivo GSM fácilmente, por ejemplo comprar un teléfono nuevo o añadir un módem PC card GSM/WCDMA, sin la molestia de tener que configurar el nuevo dispositivo ni la pérdida de servicios de suscripción personalizados tales como mensajería.

Además, la tarjeta SIM hace que sea sencillo para el usuario cambiar de operador GSM y mantener el mismo teléfono; la flexibilidad de la tarjeta SIM hace que las redes de datos basadas en GSM, tales como las Wideband Code Division Multiple Access (WCDMA), sean atractivas para diversas aplicaciones de datos como es el caso de la telemetría [15].

- La infraestructura y los dispositivos GSM están disponibles para las bandas de espectro más populares, entre ellas las de 850 y 1900 MHz, lo que ofrece múltiples opciones de despliegue para los operadores a fin de satisfacer sus necesidades de espectro y de mercado. La gran atención que presta la comunidad GSM a las normas también asegura que exista interoperabilidad entre la infraestructura y los dispositivos de múltiples fabricantes, lo que les brinda a los operadores diversas opciones en la selección de equipos [15].
- **Eficiencia:** GSM utiliza el espectro de manera eficiente y provee siete veces mayor capacidad que la tecnología analógica que es una tecnología de primera generación (1G). Enhanced Data Rates for Global Evolution (EDGE), junto con optimizaciones tales como el Codec Adaptativo a Múltiples Velocidades (AMR), proveen un incremento adicional de casi tres veces más llamadas de voz simultáneas que la tecnología GSM básica [15].

- **Capacidad de actualizarse:** GSM es el primer paso de una migración fluida, flexible y costo-efectiva a 3G. Cada paso subsiguiente aprovecha el paso anterior y provee compatibilidad en sentido regresivo, lo que preserva tanto las inversiones como los clientes a lo largo de la migración. Las normas que rigen la capacidad de actualización y la interoperabilidad de GSM están coordinadas y respaldadas por organizaciones internacionales claves tales como el Proyecto de Asociación para la Tercera Generación (3GPP) y 3G Américas [15].

2.7.2 – TCP/GPRS

General Packet Radio Service (GPRS) es un servicio de datos móvil orientado a paquetes. Está disponible para los usuarios del Sistema Global para Comunicaciones Móviles (Global System for Mobile Communications o GSM), así como para los teléfonos móviles que incluyen el sistema IS-136. Permite velocidades de transferencia de 56 a 114 kbps [16].

GPRS se puede utilizar para servicios tales como Wireless Application Protocol (WAP), servicio de mensajes cortos (SMS), servicio de mensajería multimedia (MMS), Internet y para los servicios de comunicación, como el correo electrónico y la World Wide Web (WWW).

La transferencia de datos de GPRS se cobra por megabyte de capacidad, mientras que la comunicación de datos a través de conmutación de circuitos tradicionales se factura por minuto de tiempo de conexión, independiente de si el usuario utiliza la capacidad o está en un estado de inactividad. GPRS da mejor rendimiento a la conmutación de paquetes de servicios, en contraposición a la conmutación de circuitos, donde una cierta calidad de servicio (QoS) está garantizado durante la conexión para los no usuarios de móviles [16].

La tecnología GPRS mejora y actualiza a GSM con los servicios siguientes:

- Servicio de mensajes multimedia (MMS).
- Mensajería instantánea.
- Aplicaciones en red para dispositivos a través del protocolo WAP.
- Servicios P2P utilizando el protocolo IP.
- Servicio de mensajes cortos (SMS).
- Posibilidad de utilizar el dispositivo como módem USB.

Existen tres clases de dispositivos móviles teniendo en cuenta la posibilidad de usar servicios GSM y GPRS simultáneamente:

Clase A: Estos dispositivos pueden utilizar simultáneamente servicios GPRS y GSM.

Clase B: Sólo pueden estar conectados a uno de los dos servicios en cada momento. Mientras se utiliza un servicio GSM (llamadas de voz o SMS), se suspende el servicio

GPRS, que se reinicia automáticamente cuando finaliza el servicio GSM. La mayoría de los teléfonos móviles son de este tipo [16].

Clase C: Se conectan alternativamente a uno u otro servicio. El cambio entre GSM y GPRS debe realizarse de forma manual.

Velocidad de transferencia.

Dependiendo de la tecnología utilizada, la velocidad de transferencia varía sensiblemente.

La tabla inferior muestra los datos de subida y bajada para cada tipo de tecnología [16].

Tecnología	Descarga (kbit/s)	Subida (kbit/s)
CSD	9.6	9.6
HSCSD	28.8	14.4
HSCSD	43.2	14.4
GPRS	80.0	20.0 (Clase 8 y 10 y CS-4)
GPRS	60.0	40.0 (Clase 10 y CS-4)
EGPRS (EDGE)	236.8	59.2 (Clase 8, 10 y MCS-9)
EGPRS (EDGE)	177.6	118.4 (Clase 10 y MCS-9)

Tabla 3 - Tecnologías usadas en GSM [16].

Ventajas de GPRS

GPRS es la primera tecnología de comunicaciones móviles específicamente diseñada para la utilización de datos. En este sentido, está actuando como catalizador del desarrollo de diferentes componentes, como terminales, aplicaciones, contenidos y servicios, que irán orientándose hacia un uso eficaz de soluciones de datos en movilidad y, como consecuencia de ello, está provocando una convergencia acelerada de las industrias de telecomunicaciones y de tecnología de la información [17].

Entre las principales aportaciones de GPRS, podemos destacar las siguientes:

- **Compatibilidad:** Total compatibilidad con los sistemas GSM actuales, incluyendo voz y datos, como por ejemplo el uso de WAP, SMS, buzón de voz, etc.
- **Concurrencia:** La nueva tecnología supone un sensible aumento de la velocidad de transmisión de datos que permitirá aproximarse rápidamente a velocidades a las que estamos acostumbrados en líneas fijas. En pocos meses la combinación de cuatro canales (slots) permitirá alcanzar velocidades de alrededor de 50 Kbps. (Kilobits por segundo), con lo que, en condiciones óptimas, se podrán conseguir rendimientos de hasta cinco veces la velocidad máxima de GSM. Esto permitirá abordar progresivamente aplicaciones y servicios con mayor contenido de imágenes, gráficos, etc...

- **Conexión permanente:** En GPRS el terminal permanece preparado para transmitir o recibir datos desde que se conecta hasta que se apaga. De esta forma se mejora sensiblemente la comodidad y efectividad de su uso en relación a la tecnología GSM, más enfocada a la utilización de voz, y con necesidad de conexión y desconexión en cada llamada. Con GPRS la engorrosa tarea de conectarse cada vez que deseamos una información, se convierte en algo que ya pertenece al pasado.
- **Velocidad de transmisión:** La nueva tecnología supone un sensible aumento de la velocidad de transmisión de datos que permitirá aproximarse rápidamente a velocidades a las que estamos acostumbrados en líneas fijas, que en condiciones óptimas, se podrán conseguir rendimientos de hasta cinco veces la velocidad máxima de GSM.
- **Facturación por volumen:** En GPRS la facturación es función del volumen de datos transferidos en lugar del tiempo de conexión. Este tipo de facturación por volumen está más adaptado al uso natural de los servicios de datos, ya que no importará el tiempo que el terminal esté conectado, sino la utilización real de la red. Gracias a ello, la información puede mantenerse el tiempo que se necesite en pantalla sin que cueste más por ello y además no existe coste de establecimiento de llamada. Gracias a GPRS, el tiempo de leer y de pensar no tiene coste, lo que cambiará los hábitos de utilización de la información [17].

2.7.3 - EDGE

Enhanced Data rates for GSM Evolution o Enhanced GPRS es una tecnología digital para teléfonos móviles que permite incrementar los rangos de transmisión de datos así como mejorar la fiabilidad de la misma. Esta tecnología fue incorporada a las redes GSM desde el 2003 [16].

EDGE es usado en la conmutación de paquetes, conexión a Internet, servicios de video y otros beneficios multimedia. Con una velocidad de datos superior a 236.8 Kbits/s para 4 timeslots en modo paquete que la ITU (Internacional Telecommunications Union) tiene como requisito para una red 3G. La implantación de EDGE en el núcleo de GSM no requiere de cambios bruscos. La estación base y las subredes necesitan actualización para el soporte de EDGE, además de un Decodificador/Codificador para los nuevos esquemas de modulación y los altos rangos de datos [16].

Puesto que EDGE es una tecnología implantada en otra que pertenece a 2.5G como lo es GSM, esta generalmente es clasificada como red 3G. [16]

2.7.4 - SMS

Short Message Service es un protocolo de comunicación que permite el intercambio de mensajes de textos entre teléfonos móviles. Es el servicio móvil más usado con 2.4 billones de usuarios activos los cuales envían y reciben mensajes de texto [16].

SMS fue diseñado originalmente como un servicio de GSM, pero en la actualidad se encuentra disponible en otras redes móviles incluyendo redes 3G. El tamaño máximo de un mensaje de texto en SMS es de 160 caracteres de 7 bits, 140 caracteres de 8 bits o de 70 caracteres de 16 bits, este último en idiomas como el chino, coreano, japonés, ruso y arábico [16].

Existe también el SMS segmentado, el cual es un mensaje que sobrepasó su máximo de caracteres pero es enviado en múltiples partes. Esto lo logra ya que cada segmento iniciará con una Cabecera de Dato de Usuario o UDH la cual contiene información de su segmento respectivo y la longitud de cada segmento ahora será de 153 caracteres de 7 bits, 134 caracteres de 8 bits y 67 caracteres de 16 bits [16].

El dispositivo móvil es el encargado de recibir cada segmento y re ensamblar el mensaje para poder ser mostrado al usuario como un mensaje de texto largo. El servicio de mensajes esta disponibles para no subscriptores de la operadora usando E-mail, esto es gracias a que el mensaje es enviado a través del servidor de correo en Internet de la operadora [16].

Muchos transceiver y teléfonos móviles tienen soporte para enviar y recibir mensajes de texto usando Comandos AT, para estos poder ser ejecutados, el móvil o el transceiver debe ser conectado a una PC a través de un conexión Serial, ya sea por cable o una virtual como es el caso que crean los dispositivos Bluetooth [16].

- Formato de mensaje: AT+CMGF="1" (0 tipo binario, 1 tipo texto)
- Envío de mensaje: AT+CMGS="número de móvil"
- Lectura de mensajes: AT+CMGR="0" (0 todos los mensajes)

El SMS es también usado para comunicaciones M2M, dispositivos, localización vehicular, proyectos de telemetría, etc. [16].

2.7.5 - Protocolos RS-232

RS-232 o EIA RS-232 es una interfaz para el intercambio serial de datos binarios entre un DTE (Equipo Terminal de datos) y un DCE (Equipo de Comunicación de datos (Ejemplo figura 2.9) [16].



Figura 2.9 - Interfaz RS-232 [16].

La EIA (Electronics Industry Association) elaboró la norma RS-232, la cual define la interfase mecánica, los pines, las señales y los protocolos que debe cumplir la comunicación serial [16].

Pines de un conector serial DB-9 (RS-232)

Pin Función

TXD: Transmitir Datos

RXD: Recibir Datos

DTR: Terminal de datos listo

DSR: Equipo de datos listo

RTS: Solicitud de envío

CTS: Libre para envío

DCD: Detección de Portadora

Las señales TXD, DTR y RTS son de salida, mientras que RXD, DSR, CTS y DCD son de entrada. La masa de referencia para todas las señales es SG [16].

Pin DB25	Pin DB9	Señal	Descripción	E/S
1	1	-	Chasis	-
2	3	TXD	Transmit Data	S
3	2	RXD	Receive Data	E
4	7	RTS	Request to Send	S
5	8	CTS	Clear to Send	E
6	6	DSR	Data set Ready	E
7	5	SG	Signal Ground	-
8	1	CD/DCD	(Data) Carrier Detect	E
15	-	TXC *	Transmit Clock	S
17	-	RXC *	Receive Clock	E
20	4	DTR	Data Terminal Ready	S
22	9	RI	Ring Indicator	E
24	-	RTXC *	Transmit/Receive Clock	S

* = No conectados en el DB25

Tabla 4 - Señales seriales en los conectores DB-25 y DB-9 [16].

2.7.6 - PLC (Power Line Carrier)

El sistema de tele-medición PLC se basa en el intercambio de datos a través de la Red de energía eléctrica. Esto se realiza automatizando las actividades manuales y repetitivas pudiendo de esta manera no depender de ninguna intervención humana [19]. El sistema utilizado que se muestra en la Figura 2.10, se denomina "Maestro - Esclavo" y consta básicamente de los siguientes bloques:

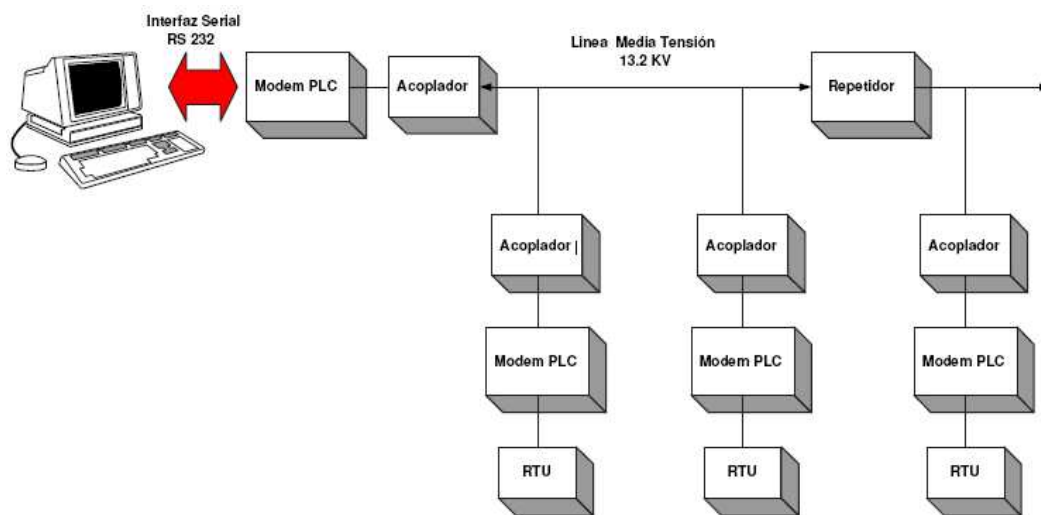


Figura 2.10 - Esquema general comunicación PLC [19].

El Computador Central (Host) es el encargado de todas las decisiones del sistema (maestro). El Modem PLC es el encargado de acondicionar las señales para la transmisión o recepción según lo requiera el Computador Central. Los acopladores de línea se encargan de inyectar la señal a través de la Red eléctrica. Las RTU (Unidades Remotas) son los dispositivos que se instalan en el lugar en donde se debe realizar la medición [19].

El sistema de tele-medición ofrece muchas ventajas sobre el sistema de medición convencional realizado manualmente. La mayor ventaja, es que se está relevando periódicamente el estado de las variables de los dispositivos que constituyen el sistema, algo que manualmente sería casi imposible de realizar, debido al costo económico que esto requeriría por la cantidad de dispositivos presentes en la Red eléctrica.

Otra ventaja es la identificación de algún inconveniente de manera cuasi instantánea, pudiendo tomar decisiones a distancia logrando que el problema se resuelva mucho más rápido. Se puede citar como dato relevante, la conveniencia de mantener un canal propio PLC de baja capacidad, no compartido con otros usuarios.

Como ventajas secundarias, podemos mencionar que este sistema permite que los datos actuales de los dispositivos puedan ser contrastados con sus datos históricos, para poder determinar si hay alguna falencia en el rendimiento de los mismos [19].

Ventajas de PLC Banda Ancha sobre otras tecnologías

- Economía de instalación
 - o Sin obra civil.
 - o Cada instalación en un transformador da acceso entre 150 - 200 hogares.
- Anchos de banda muy superiores a ADSL
 - o El límite de velocidad promedio práctico para ADSL es 2 Mb.
 - o PLC puede llegar a ofrecer hasta 200 Mb.
- Emisiones electromagnéticas [19].

Desventajas de PLC de Banda Ancha

Hay varios problemas presentados por la introducción de la banda ancha en redes de energía eléctrica en los sistemas de comunicaciones [19]. Estos problemas pueden categorizarse en tres áreas y referidas a la compatibilidad:

- Entre las redes privadas y públicas.
- Políticas de telecomunicaciones.
- Interferencia en radiocomunicaciones [19].

MARCO METODOLOGICO

CAPITULO III

Propuesta para Mejora del Sistema de Telemetría Actual de EDESUR

3.1 - Implementación de Sistemas de Telemetría Industrial en la Republica Dominicana

Antecedentes

La telemetría industrial empezó en el año 2000 iniciando con las grandes industrias que tienen subestaciones que se conectan o tienen Punto Frontera a la red de transmisión de 69KV ó 138KV, con medidores especiales marca ITRON (Q-1000), en el cual se instalaron líneas telefónicas directo a la ubicación geográfica donde se encontraban instaladas. En el 2003, los lugares donde no existía la posibilidad de líneas telefónicas, aunque utilizando el mismo sistema de medición, se instalaron sistemas de Modem con comunicación vía celulares analógicos. Para el año 2004, la comunicación vía celular empezó a evolucionar a tecnología digital, con la cual se obtenía mayor calidad, rendimiento y velocidad. [2]

Al mismo tiempo, se introdujeron las primeras pruebas a los abonados de media tensión utilizando módems y líneas telefónicas dedicadas con tecnología análoga al igual que en los puntos de frontera [2]. Estos abonados fueron seleccionados de acuerdo a los récords de más altos índices de anomalías registrados hasta el momento. Mediante este sistema se descargaban todos los perfiles de consumos de carga de los abonados para crear un récord que luego servirían de referencias a los niveles de facturación posteriores y a la vez monitorear y controlar cualquiera posibilidad de maniobra fraudulenta que pudiesen incurrir en contra de los intereses de las empresas de distribución eléctrica [20].

A partir de las pruebas tomadas y con los resultados obtenidos, en el año 2005 EDESUR decide iniciar los primeros pilotos de telemetrías masivas con el objetivo de reducir las pérdidas no técnicas ocasionadas por las manipulaciones de los medidores, principalmente ocasionadas en el sector industrial.[2]

En el año 2005 EDESUR decide llevar la licitación a las principales empresas que ofertaban tecnología de telemetrías dentro de ellas: Elster, Itron, Circuitor & Twacs. De las cuales las únicas que encajaban con los términos de licitación eran Elster, Itron y Twacs. Elster al igual que Itron ofertaron tecnología de telemetría utilizando comunicación vía modem a banda ancha utilizando las compañías telefónicas locales. Twacs en cambio, ofertó un sistema de comunicación vía banda angosta o PLC (Power Line Carrier), utilizando las redes de distribución de baja y media tensión. Esto llamó la atención de EDESUR a pesar que la inversión inicial sería más costosa, no obstante, se economizarían los costos por renta y mantenimiento de comunicación y utilizarían su misma plataforma de red eléctrica para el sistema de telemetría [2].

En el año 2006 concluido las licitaciones donde resulto ganadora la oferta de la Empresa Twacs, comenzaron con la implementación de manera masiva en todos los medidores de la empresa incluso los medidores industriales. De la misma manera, se instalaron los concentradores en todas las subestaciones como punto de envío y recibimiento de datos [2].

La cartera de abonados industriales se subdividen en dos importantes grupos para fines técnicos, estos son: abonados industriales que tienen una conexión de voltaje en Baja Tensión (BT-D) y abonados industriales con conexión en Media Tensión (MT-D), los cuales deben tener una carga mínima instalada de 10KW de potencia. La cartera completa consta de aproximadamente 8000 abonados, de los cuales aproximadamente 5000 están medidos de forma directa o indirecta en baja tensión y el resto de los abonados (aproximadamente 2700) están medidos de forma indirecta en media tensión [2].

Mediante las pruebas realizadas por EDESUR en la implementación de TWACS, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Los abonados que pertenecen a la categoría de Baja Tensión, lograron inicializarse sin inconvenientes, no obstante, en el análisis de los datos, los cuales se toman por el registro de la pantalla del medidor, no se tomaban datos exactos de la potencia activa y la potencia reactiva debido a que no se podían extraer en el mismo lapso de tiempo. Esto afectaba la posibilidad de facturación debido a que no se obtenían los datos exactos del factor de potencia [2].
- Los abonados que pertenecen a la categoría de Media tensión, presentaron serios inconvenientes en el acceso a la data del medidor debido a que las características de los PT (Transformadores de Potencia) requieren de una potencia térmica mínima de 900VA para que la señal PLC pudiese ser transmitida [2].

En cuanto a los abonados en BT-D, se buscaron varias alternativas para solucionar los inconvenientes con relación a la toma de lectura automática. La solución actual que está implementando EDESUR, es descargando los perfiles del DAILY CHIP (Chip Diario) del medidor, cuya función es almacenar la información de los perfiles de carga diarios a las 12 AM. De esta manera se logra obtener los datos del medidor en el mismo lapso de tiempo. Esto hace posible la realización de un cálculo matemático, con la potencia activa acumulada y potencia reactiva acumulada, que permite determinar el factor de potencia en un período específico de la toma de datos [2].

Los abonados que pertenecen a la categoría MT-D, en más de un 70% no se han podido inicializar con el sistema TWACS, debido a que los PT, no tienen la capacidad térmica requerida para que pueda establecer una comunicación de Banda Angosta (PLC). Alrededor del 30% restante, cumplen los parámetros requeridos pero no se están gestionando debido a que la categoría MT-D deber ser gestionado a través de un solo tipo de sistema de facturación, según los criterios de la empresa EDESUR [2].

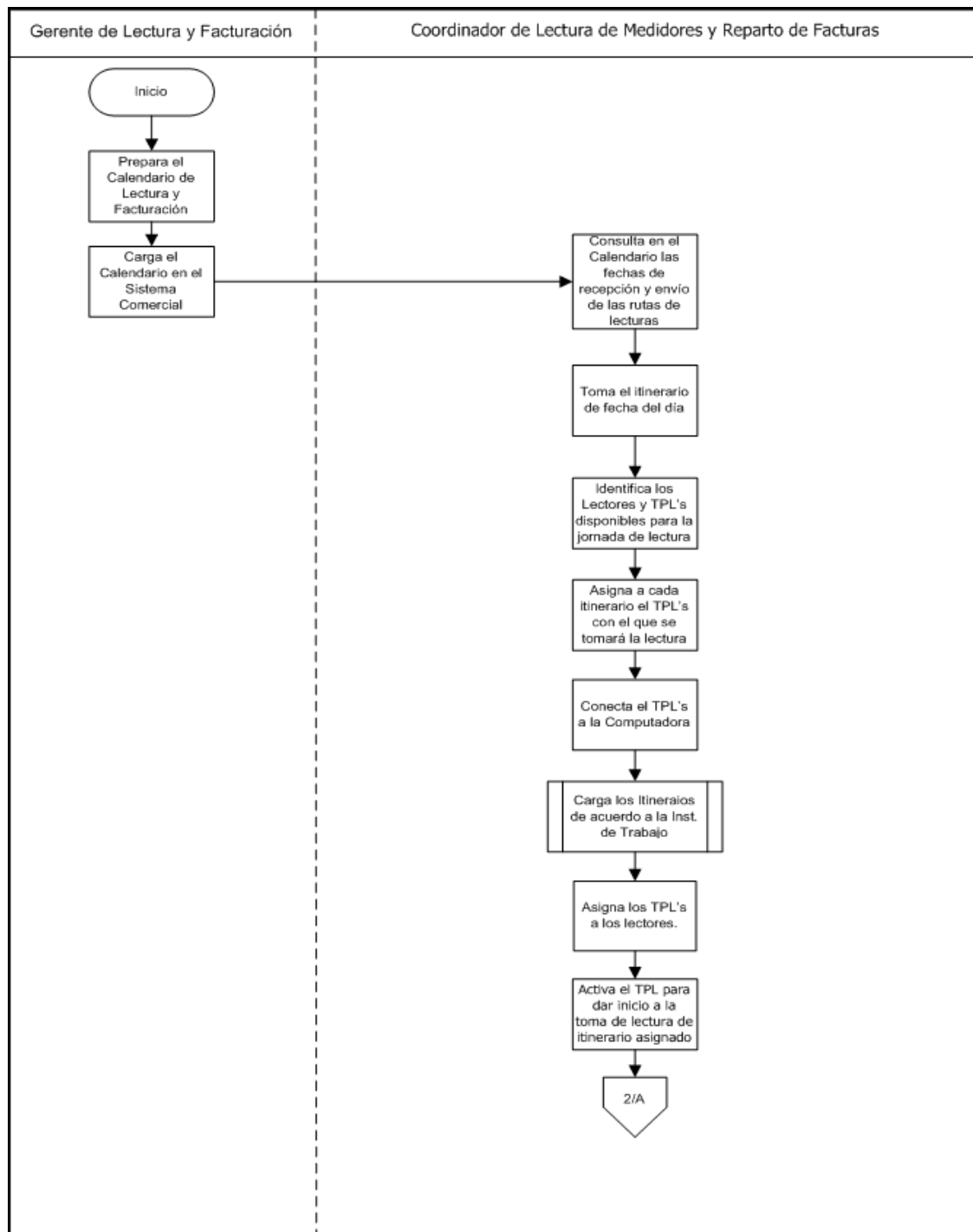
3.2 - Proceso Actual de Lectura y Facturación de Energía Eléctrica para los Abonados Industriales en Media Tensión (MT-D) en la Empresa EDESUR Dominicana.

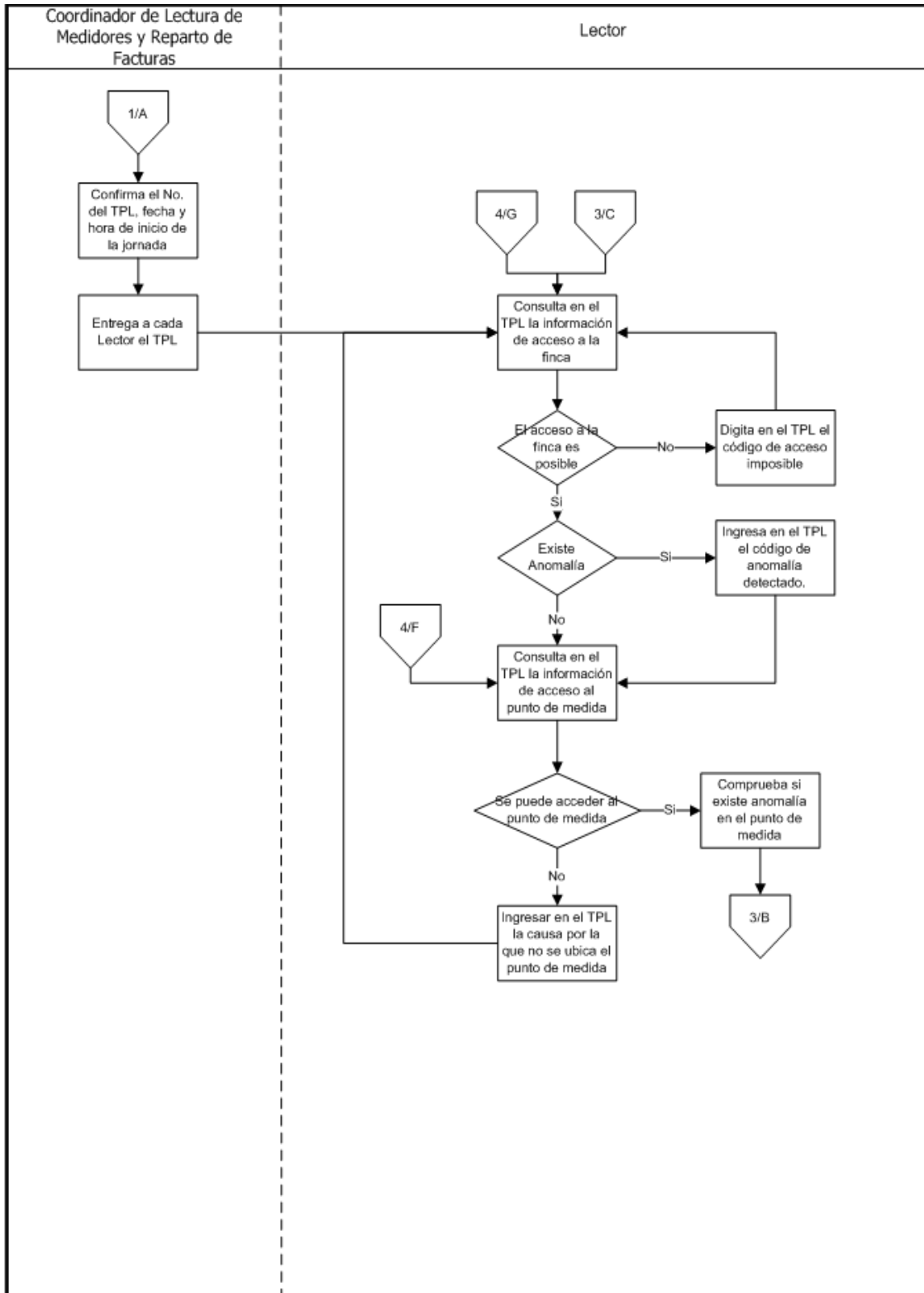
El proceso de lectura de la energía eléctrica de los abonados industriales con conexión en la Media Tensión de EDESUR dominicana, se resume en las siguientes etapas:

1. Definición de rutinas: Programación de las visitas a realizar por el lector de facturación, a fin de reunir un grupo de medidores para realizar las lecturas.
2. La lectura del medidor: Se realiza a través de lectura digital (puerto óptico) registrada en los perfiles de carga de cada uno de los abonados Industriales.
3. Descarga de los datos: Transferencia de la información tomada mediante el anterior método de lectura en los servidores para su análisis y validación.
4. Procesamiento de datos: Revisión y consistencia de cada una de las lecturas o datos obtenidos.
5. Facturación: Generación de la factura con el acuerdo de solución con un formato previamente establecido.
6. Distribución de las facturas: Entrega de facturas a los abonados para fines de cobro.

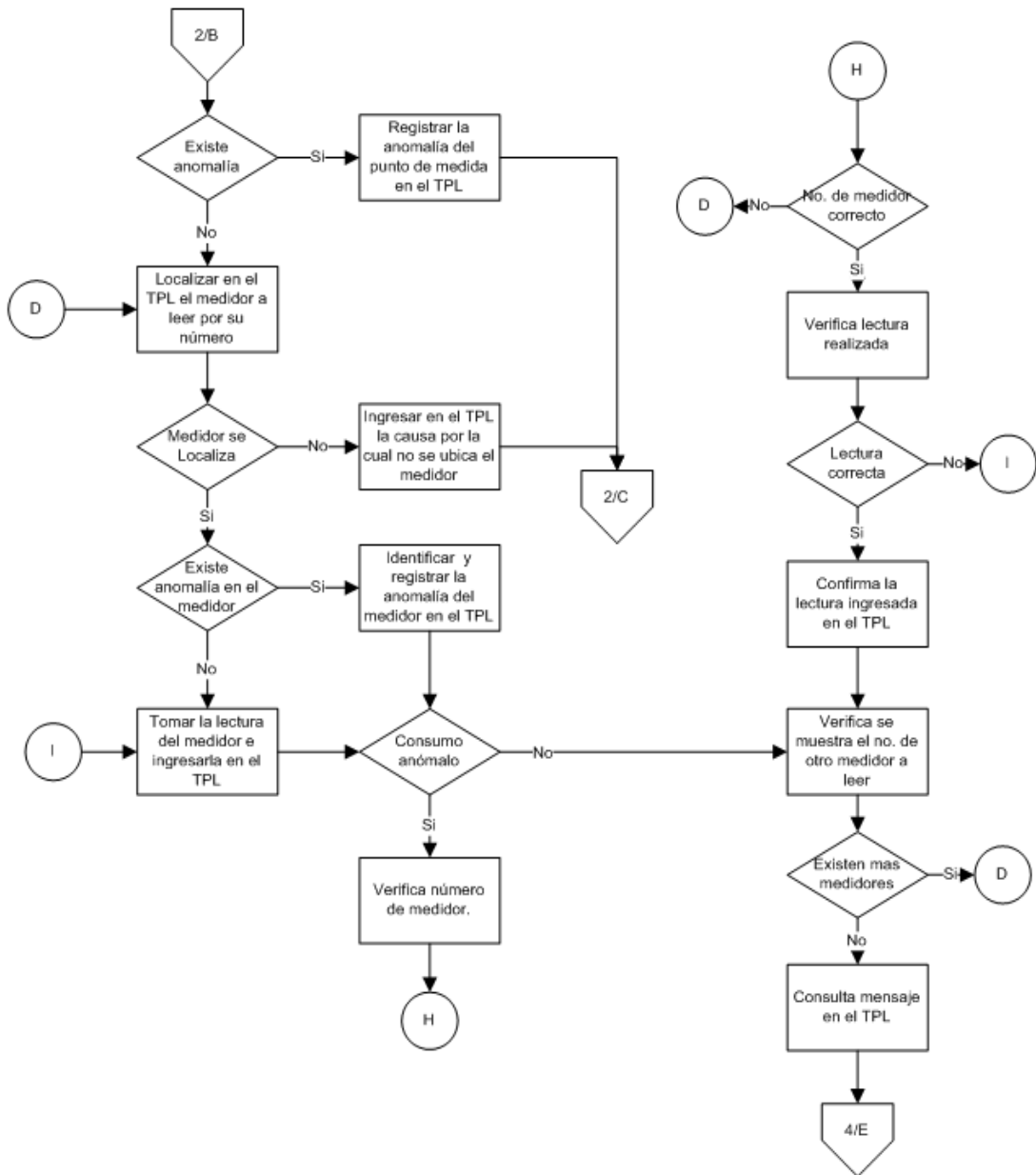
3.2.1 - Flujoograma de Proceso Actual de Lectura para medidores en Media Tensión

[15].





Lector



3.3 – Principales Dificultades en la Toma de Lectura Actual.

En la forma de lectura actual, pueden presentarse algunas dificultades entre las cuales se pueden mencionar:

Múltiples visitas al cliente: En una situación ideal requiere dos visitas al cliente: uno para la lectura de los medidores y el otro para la entrega de la factura, ya que estos dos pasos se realizan de forma independiente.

Los retrasos en la entrega de facturas: En el caso de un error humano o que la factura no coincida con el promedio de lecturas anteriores del abonado o algún otro tipo de anomalía en el proceso de lectura de medidores, es muy probable que para procesar las reclamaciones de los clientes se retrasen las entregas de las facturas.

3.4 - Propuesta para la mejora del sistema de Facturación, Inspección y monitoreo en tiempo real a los abonados industriales en Media Tensión de la empresa EDESUR Dominicana.

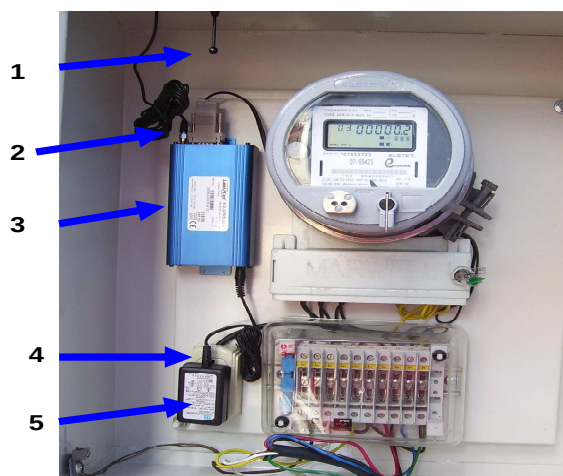
En vista de las dificultades encontradas para integrar a los abonados industriales con conexión en Media Tensión en el sistema de telemetría por tecnología TWACS de la empresa EDESUR Dominicana en el proceso de lectura automática (AMR), se hace necesario presentar un sistema con capacidad necesaria para responder adecuadamente a las necesidades actuales de poder tele-medir el 100% de los abonados industriales sin limitaciones algunas.

Para que un sistema pueda ser funcional dentro de las tomas de lectura automática se debe tomar los parámetros de medidas directamente desde el equipo de medición donde se pueda reflejar todos los parámetros disponibles en tiempo real instantáneo sin la necesidad de extrapolar a través de fórmulas y cálculos matemáticos los parámetros necesarios para completar dicho proceso.

Dadas las características de los abonados industriales en la República Dominicana, no se hace factible utilizar un sistema de telemetría masiva o grupal, ya que la misma no se encuentra dentro de una misma zona geográfica, sino que se encuentran dispersas dentro de las zonas de servicio de EDESUR. Por tanto se necesita un sistema que pueda responder a estas necesidades.

El sistema TCP/GPRS es un sistema que cumple con las condiciones necesarias para dar respuesta a la necesidad de tele-medir a todos los abonados industriales que pudiesen existir dentro del radio de distribución. Esto debido a que las compañías de telecomunicaciones que ofrecen este tipo de tecnología, cuentan con la capacidad necesaria de brindar servicios con celdas telefónicas inalámbricas mediante la red GSM, necesarios para ubicar todos los puntos de comunicación existentes y futuros de abonados industriales (*Ver Anexo 4*).

En la Figura 3.1 se muestra un ejemplo de la propuesta de instalación de un sistema de telemetría mediante la tecnología TCP/GPRS, con un medidor A3 de la compañía ELSTER.



1. Antena Comunicación

2. Conector RJ11-DB9

3. MODEM GPRS

4. Toma de Corriente

5. Fuente de Alimentación del MODEM

****Medidor posee tarjeta RS-232 integrada****

Figura 3.1 – instalación de un medidor A3 con sistema de telemetría tipo TCP/GPRS. (Imagen Cortesía de EDEESTE)

1. **Antena de Comunicación:** Es el dispositivo a colocar para recepción de señal desde la compañía de telecomunicación hasta el dispositivo de comunicación del medidor.
2. **Conector RJ11-DB-9:** Es el puerto para la creación del enlace entre el modem GPRS y el medidor de energía.
3. **MODEM GPRS:** Es el dispositivo de protocolo de comunicación para recepción y envío de datos entre la empresa de distribución y el medidor de energía.
4. **Toma de Corriente:** Es el punto de conexión de la fuente de alimentación del MODEM.
5. **Fuente de Alimentación del Modem:** Es el elemento de conexión para suplir la energía desde el punto de toma de corriente hasta la entrada de energía del MODEM GPRS.

3.4.2 - Tele-Facturación

Mediante el sistema propuesto se lograría integrar a todos los abonados al sistema existente de tele-facturación de EDESUR dominicana. Mediante dicho proceso se pueden extraer los siguientes parámetros:

- Energía Activa
- Energía Reactiva
- Potencia

Los parámetros anteriores son necesarios para remitir una facturación adecuada a los abonados industriales.

3.4.3 - Monitoreo y Seguimiento al comportamiento de los Abonados Industriales

Mediante este tipo de sistema de telemetría (TCP/GPRS), se puede acceder a la memoria masiva del medidor, y obtener los perfiles históricos de carga que son obtenidos por acumulaciones periódicas de 15 minutos. Con este tipo de datos, se pueden hacer análisis de monitoreo, control y supervisión de la energía que ha sido servida a los abonados industriales, por el cual se pueden detectar en menor tiempo las anomalías o fraudes causados en los mismos.

Mediante los datos obtenidos, se puede analizar los diferentes parámetros que pueden ser comparados con el histórico que el sistema de telemetría obtiene del medidor, y el histórico del servicio suministrado desde el centro de control de la distribuidora, así determinar cuándo un abonado pudo haber hecho un fraude.

En la Figura 3.2 se muestra un ejemplo de un histórico de consumo de un abonado industrial.

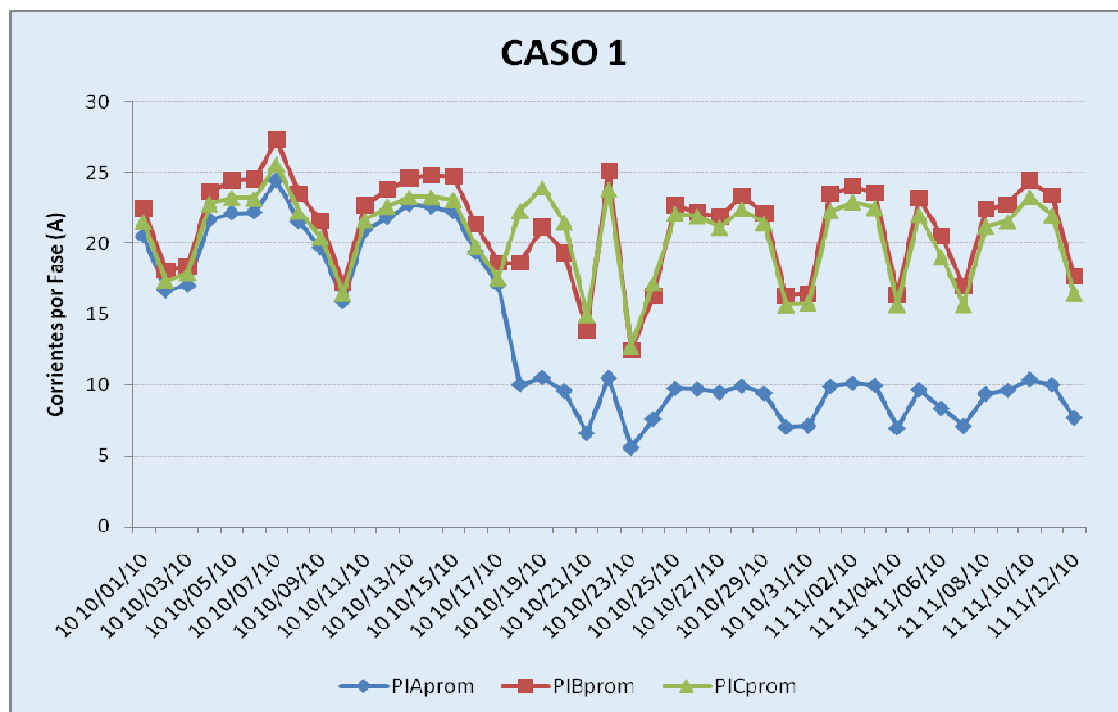


Figura 3.2 – Histórico de consumo de corriente. (Cortesía de EDEESTE)

En la Figura 3.2 podemos observar como el comportamiento de las corrientes por fase se monitorea por los días de consumo a través del histórico obtenido del medidor mediante el sistema de telemetría. A partir de la fecha 18/10/10, se muestra una anomalía en la fase “A”, indicando que el abonado pudiese estar manipulando dicha fase o el equipo pudiese presentar fallas técnicas en el proceso de transformación de corriente en la misma fase.

3.4.4 -- Transparencia del Sistema de Telemetría

Mediante este sistema el abonado puede tener la facilidad de acceder por medio de una página web, blog, solicitud electrónica u otros medios, a los históricos registrados dentro de los servidores del Centro de Control disponibles para dichos fines. Estos datos pudiesen ser actualizados diariamente para disposición de la empresa y los abonados.

3.5 – Propuesta de Proyecto Piloto para la Implementación del Sistema de Medición y Monitoreo

Para la primera etapa de la implementación del sistema de telemetría en los abonados de Media Tensión de la empresa EDESUR, se propone la instalación de un proyecto piloto para la evaluación del comportamiento de este sistema en la plataforma existente la empresa.

Como punto de muestreo se propone tomar la zona industrial de Herrera, comprendido entre la Autopista Duarte, Avenida Luperón, 27 de Febrero e Isabel Aguiar la cual consta con la mas amplia cartera de abonados industriales conectados en Media Tensión, concentrado en zona geográfica alguna de la empresa EDESUR, así también como importantes empresas del casco metropolitano del Distrito Nacional. Para llevar a cabo este proyecto se estima la instalación de los siguientes equipos:

- Compra de 700 medidores trifásicos indirectos en Media Tensión.
- Compra de 700 Módulos de comunicación RS-232 (DB9)
- Contrato de 700 Líneas de comunicación de Datos con la Empresa de Telecomunicaciones.
- Compra de 700 Módulos de Comunicación Inalámbricos
- Compra de 2 Módulos de Comunicación Centrales.
- Contratos de Servicios de IP Dinámicos (DNS).
- Sub-Contrata para instalación de 700 puntos de Comunicación.
- Contratación o Selección de Personal Operativo.

CAPITULO IV

ANALISIS DE FACTIBILIDAD

ECONOMICA

4.1 – Presupuesto para la Propuesta de Implementación del Sistema de Telemetría con Tecnología TCP/GPRS (Etapa Piloto)

FECHA: 19-Nov-10

PROYECTO:

PILOTO TELEMETRIA PARA ABONADOS INDUSTRIALES EN MEDIA TENSION
FASE DE IMPLEMENTACION

Modelo del Producto	Precio Vta.	Cant.	Total
ALPHA 3 MULTI MEDIDOR DE ENERGIA DE ALTA PRECISION, CLASE 20.	16,650.00	700	11,655,000.00
A3-RS232M MODULO DE COMUNICACION RS-232 PARA MEDIDOR ALPHA 3	7,030.00	700	4,921,000.00
LAND-GPRS MODEM DE COMUNICACION GPRS CON PUERTO RS-232, INCLUYE FUENTE DE ENERGIA Y ANTENA.	11,840.00	700	8,288,000.00
LCELL-CONCENTRATOR MODEM DE COMUNICACION GPRS-RS232 PARA ADQUISICION DE DATOS EN SERVIDOR CONCENTRADOR	15,540.00	2	31,080.00
SUB-TOTAL EQUIPOS US\$			<u>24,895,080.00</u>
MAT MATERIALES ELECTRICOS VARIOS (INCLUYE SALIDA DE TOMA CORRIENTE Y ACCESORIOS)	300.00	700	210,000.00
MAN MANO DE OBRA, INSTALACION, INTEGRACION & PUESTA EN MARCHA	740.00	700	518,000.00
SUB-TOTAL MANO DE OBRA Y MATERIALES LOCALES US\$			<u>728,000.00</u>
SUB-TOTAL GENERAL US\$			25,623,080.00

Tabla 5 – Presupuesto para la Implementación de la Etapa Piloto

FECHA: 19-Nov-10

PROYECTO:

PILOTO TELEMETRIA PARA ABONADOS INDUSTRIALES EN MEDIA TENSION
FASE DE MANTENIMIENTO

Modelo del Producto	Precio Vta.	Cant.	Total
GPRS-SIGNAL SEÑAL DE COMUNICACION VIA GPRS CON PAQUETE DE 5Mb DE DATOS.	174.08	700	121,856.00
GPRS-SIGNAL CONC. SEÑAL DE COMUNICACION VIA GPRS CON PAQUETE ILIMITADO DE DATOS.	1,500.00	1	1,500.00
DNS SERVICIO DE IP DINAMICO PARA COMUNICACION CON PUNTOS.	300.00	6	1,800.00
SUB-TOTAL EQUIPOS US\$			<u>125,156.00</u>
MAN MANO DE OBRA, LLAMADA & PUESTA EN MARCHA	37,500.00	2	75,000.00
SUB-TOTAL MANO DE OBRA Y MATERIALES LOCALES US\$			<u>75,000.00</u>
TOTAL GRAL.US\$			<u>200,156.00</u>

Tabla 6 – Presupuesto para Fase de Mantenimiento durante Etapa Piloto

FLUJO DE EFECTIVO FASE PILOTO

Costos del Proyecto Piloto RD\$	25,623,080.00	Costo Vigente a Noviembre 2010	
Ahorro mensual en tomas de lectura\$	535,000.00		
Consumo Promedio por Abonado KWH\$	28,484.00		
Peridas no técnicas estimadas 14% Sistema actual KWH\$	3,987.76		
Costo del KWH facturado\$	6.51		
Reduccion de Perdidas No Técnicas a 6% Fase Implementacion telemetria KWH	1,709.04		
Ahorro en Energia Recuperada x Abonado KWH	2,278.72		
Energia Recuperada Mensual Total Proyectada RD\$	10,384,127.04		
Tasa de Depreciacion	0.80%		
Vida util	10 años		

Descripcion	Mes 0	Mes 1 (25%)	Mes 2 (60%)	Mes 3 (95%)	Mes 4 (100%)	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Inversion Inicial	(25,623,080.00)												
Beneficios (Ahorros)		133,750.00	321,000.00	508,250.00	535,000.00	535,000.00	535,000.00	535,000.00	535,000.00	535,000.00	535,000.00	535,000.00	535,000.00
Mant. Comunicaciones		(200,156.00)	(200,156.00)	(200,156.00)	(200,156.00)	(200,156.00)	(200,156.00)	(200,156.00)	(200,156.00)	(200,156.00)	(200,156.00)	(200,156.00)	(200,156.00)
Energia Recuperada		2,596,031.76	7,268,888.93	9,864,970.69	10,384,127.04	10,384,127.04	10,384,127.04	10,384,127.04	10,384,127.04	10,384,127.04	10,384,127.04	10,384,127.04	10,384,127.04
Menos Depreciacion		(204,984.64)	(204,984.64)	(204,984.64)	(204,984.64)	(204,984.64)	(204,984.64)	(204,984.64)	(204,984.64)	(204,984.64)	(204,984.64)	(204,984.64)	(204,984.64)
Flujo Neto de efectivo	(25,623,080.00)	2,324,641.12	7,164,748.29	9,968,030.05	10,513,986.40	10,513,986.40	10,513,986.40	10,513,986.40	10,513,986.40	10,513,986.40	10,513,986.40	10,513,986.40	10,513,986.40
Flujo de Efectivo Acumulado	(25,623,080.00)	(23,298,438.88)	(16,113,690.59)	(6,145,660.54)	4,368,325.86	14,882,312.26	25,396,298.66	35,910,285.06	46,424,271.46	56,938,257.86	67,452,244.26	77,966,230.66	88,480,217.06

Costos Operativos Tomas Lecturas Manual

Descripcion	Cant.	Costo Total RD\$
Cientes	700	-
Brigadas 2 Personas	10	-
Cientes x Brigada x Dia	4.4	-
Dias de Lectura	14	-
Salario x Brigadista	19,750.00	-
Salario Total	395,000.00	395,000.00
Combustible x Dia	1,000.00	-
Combustible Total	140,000.00	140,000.00
Total Gastos Operativos RD\$		535,000.00

Periodo de Recuperacion de la Inversion (Mes)	3.6
Tasa Interna de Retorno VAN	25% RD\$ 54,755,240

Tabla 6 - Flujo de Efectivo Durante Etapa Piloto

CONCLUSION

CONCLUSION

Al finalizar esta investigación, y haber analizado paso a paso, todos los sistemas de comunicación remota, además del análisis de los inconvenientes surgidos con cada uno de los diferentes sistemas, podemos concluir que los sistemas de telemetría, tienen sus áreas específicas de aplicación dependiendo de los resultados que se quieran obtener.

Podríamos citar que en el caso de los medidores residenciales, el sistema de telemetría por TWACS es una herramienta excelente en la toma de lecturas para estos fines, por sus condiciones de facilitación a través de las líneas existentes de las distribuidoras eléctricas y el bajo costo que representa para su mantenimiento en funcionamiento. En cambio este mismo sistema para medidores industriales, no ofrece una solución completa que pueda satisfacer a las diversas necesidades para el seguimiento, control, y facturación de dichos abonados.

Para el caso de la tecnología TCP/GPRS, concluimos con que es el sistema ideal para la completar el total de abonados industriales que la distribuidora EDESUR requiere integrar a su amplio sistema de telemetría, para su plan de automatización de facturación, verificaciones remotas y reducción de las pérdidas. Es importante conocer, que ninguna de estas soluciones es única, es necesario implementar varias modalidades de comunicaciones y tecnologías para la complementación un híbrido de soluciones, los cuales deben ser implementados atendiendo a las necesidades de los grupos de clientes (Residenciales e Industriales).

En el análisis de flujo de efectivo, se tomo como referencia el 25% de los 2,700 abonados industriales con medición en Media Tensión, que representa un número de 700 medidores, tomando una tasa mínima de retorno para el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) de un 14% y una proyección de reducción de las pérdidas de un 8% para la propuesta del piloto de prueba. Los datos necesarios fueron tomados de la entrevista con el Gerente de Control de Energía de EDESUR, Caonabo Ortega y el Informe Mensual de Clientes Industriales de la empresa EDESUR, correspondiente al mes de Septiembre del 2010 (*Ver Anexo 5*).

Como se muestra en la Tabla 6, para el 1er mes se propone la instalación del sistema con un mínimo de un 25% del total en la fase piloto, para el segundo mes se propone completar un 60% del total, el tercer mes se propone completar el 95% de la Fase Piloto, para lograr la cobertura total de la fase (100%) en el cuarto mes. De esta forma los meses posteriores se utilizarían para dar el seguimiento necesario a fin de obtener los resultados propuestos.

En el mismo podemos apreciar que realizando la inversión en el sistema y tomando los correctivos necesarios, dicha inversión puede ser recuperada en un período de 3 meses y 18 días, además de que obtendrían otros beneficios adicionales como son la reducción de las inspecciones, aumento de las cobranzas, entre otras variables con un debido seguimiento del sistema.

RECOMENDACIONES

RECOMENDACIONES

- La cartera completa de abonados industriales debe ser tele-medida mediante el sistema de comunicación TCP/GPRS, independientemente que en la actualidad sea gestionado o no con tecnología TWACS. Esto debido a que mediante TCP/GPRS, se obtiene una mayor capacidad de transmisión de datos, con lo cual la distribuidora EDESUR, además de la facturación automática, puede implementar monitoreo, control y evaluación de los datos almacenados en las memorias de los perfiles de carga de cada uno de los abonados industriales. Por otro lado, de esta manera todos los abonados industriales pueden ser gestionados bajo un mismo criterio de evaluación.
- Para un futuro en los abonados industriales con conexión en circuitos exclusivos o puntos de frontera con transmisión, pudieran ser todos integrados a través de ese mismo sistema de comunicación, con una plataforma única. Con medidores de mayor tecnología, que permitan el análisis de la red con mayor rigurosidad, en la cual se controlen parámetros como: distorsiones armónicas, micro-cortes (flickers), y planificación de redes. Con lo cual la empresa EDESUR podría además de obtener estos abonados en su sistema de telemetría, ampliar su capacidad de análisis de la red.

BIBLIOGRAFIA

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Díaz, Comisión Nacional de Energía, Mayo 2009.
2. Entrevista a Caonabo Ortega - Gerente de Control de Energía EDESUR, Noviembre 2010
3. Página web de la CDEEE :
http://www.cdeee.gov.do/index.php?option=com_content&view=article&id=6:resei-storica&catid=2:historia&Itemid=75
4. Página web de EDESUR: http://www.edesur.com.do/pages_institucional-todo_sobre_edesur.php
5. Página web de EDENORTE :
<http://www.edenorte.com.do/sobrenosotros/Paginas/default.aspx>
6. Página web de EDEESTE: http://www.edeeste.com.do/nuestra_identidad.htm
7. Página web de la SIE: http://sie.gov.do/quienes_somos.php
8. Página web de la ETED :
http://www.eted.gov.do/index.php?option=com_content&task=view&id=5&Itemid=3
9. Página web de la EGEHID: <http://www.hidroelectrica.gov.do/>
10. Página web de la OC: <http://www.oc.org.do/>
11. Página web de la CNE: <http://www.cne.gov.do/Pages.asp?cid=31&sid=>
12. Enciclopedia Wikipedia: <http://es.wikipedia.org/wiki/Telemetr%C3%ADa>
13. Revista, “Sistema de Telemetría y Gestión”, Systelab International, Junio 2008.
14. Enciclopedia Wikipedia: <http://es.wikipedia.org/wiki/Telemetr%C3%ADa>

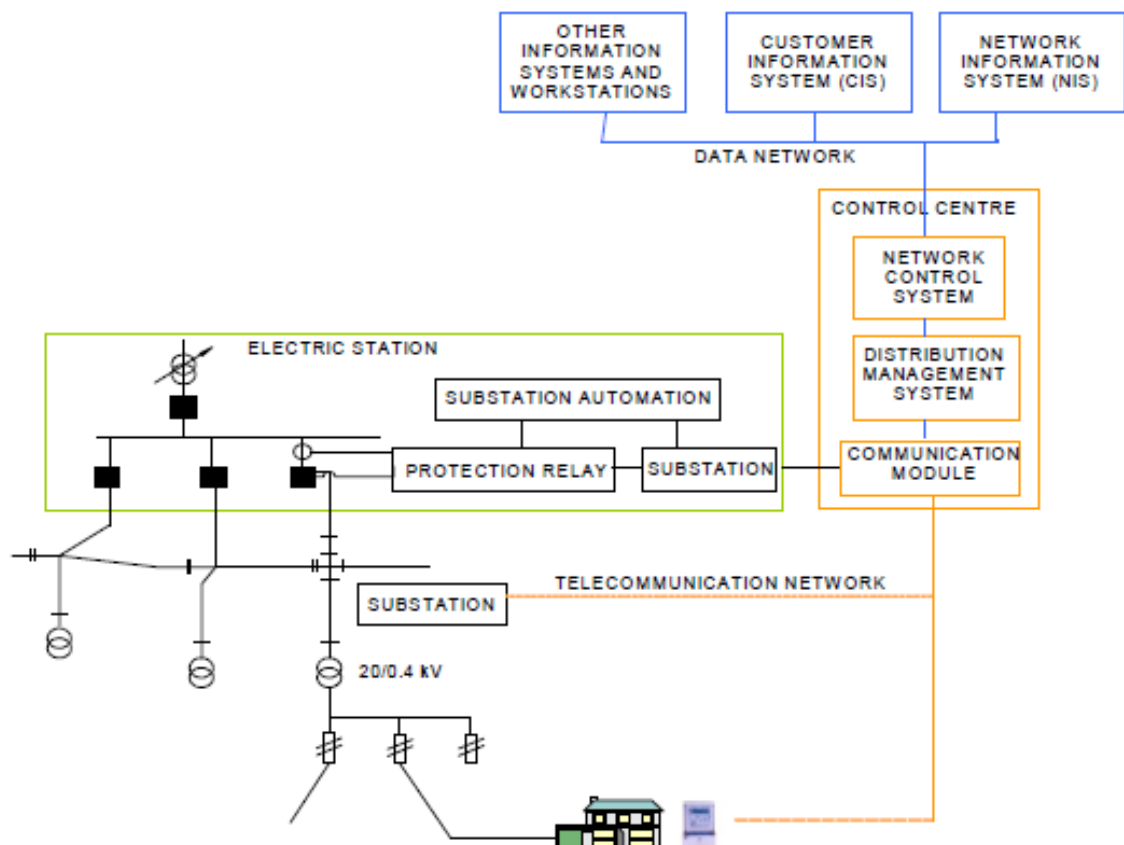
15. Trabajo de grado, “Análisis y planteamiento de una Arquitectura para Medición y Monitoreo Remoto del Sistema de distribución de Electricidad de la República Dominicana Aplicando Telemetría en la Ciudad de Santo Domingo año 2009”. Yamil Soto, Víctor Camacho. Universidad APEC, Abril 2009.
16. Tesis de Grado, “Lectura, Corte y Reconexión de Energía Eléctrica Usando la Red GSM/GPRS”. Quezada, Delgado, Castro. Ecuador, 2009.
17. Página web Tecnología GPRS: <http://www2.udec.cl/~eduamoli/gprs.htm>
18. Master Thesis Presentation. “Automatic Meter Reading Communication and Possibilities in Electricity Distribution Automation” Ville Salonen. EE. UU. 2008
19. Trabajo de Grado. “Transmisión de Datos por la Red Eléctrica (PLC) En Banda Angosta” Berterreix, Germán y Bonet, Maximiliano. Comahue, 2006
20. Resultados de pruebas sometidas por Carlos Espinosa. Encargado de Medidas Especiales, en el Laboratorio de Medidas Especiales, EDESUR, Abril, 2005.

BIBLIOGRAFIA

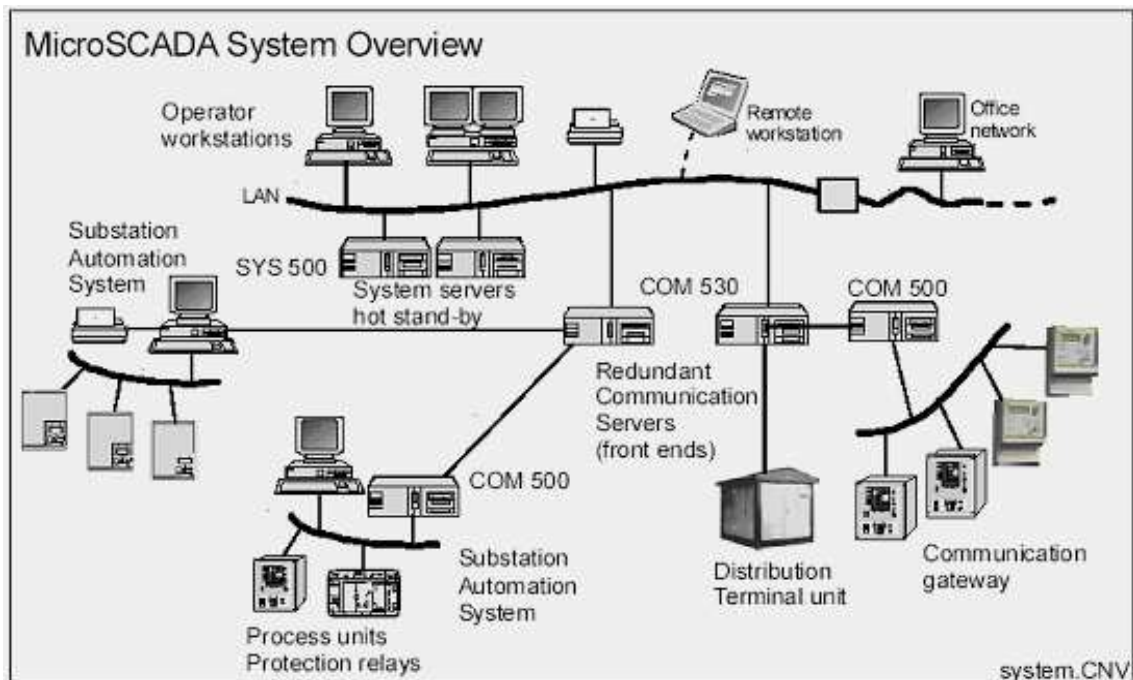
- Trabajo de grado, “Análisis y planteamiento de una Arquitectura para Medición y Monitoreo Remoto del Sistema de distribución de Electricidad de la República Dominicana Aplicando Telemetría en la Ciudad de Santo Domingo año 2009”. Yamil Soto, Víctor Camacho. Universidad APEC, Abril 2009.
- Tesis de Grado, “Lectura, Corte y Reconexión de Energía Eléctrica Usando la Red GSM/GPRS”. Quezada, Delgado, Castro. Ecuador, 2009.
- Master Thesis Presentation. “Automatic Meter Reading Communication and Possibilities in Electricity Distribution Automation” Ville Salonen. EE. UU. 2008
- Trabajo de Grado. “Transmisión de Datos por la Red Eléctrica (PLC) En Banda Angosta” Berterreix, Germán y Bonet, Maximiliano. Comahue, 2006
- Resultados de pruebas sometidas por Carlos Espinosa. Encargado de Medidas Especiales, en el Laboratorio de Medidas Especiales, EDESUR, Abril, 2005.
- Presentación de Sistemas de Telemetría, EDEESTE, Noviembre 2010.
- Red Mundial de Internet (WWW)
- Entrevista de Caonabo Ortega, Gerente de Control de Energía EDESUR. Octubre 2010
- Entrevista de Cristian Cruz, Gerente de Grandes Clientes, EDESUR. Octubre 2010
- Informe Mensual de Clientes Industriales de EDESUR, Septiembre 2010.

ANEXOS

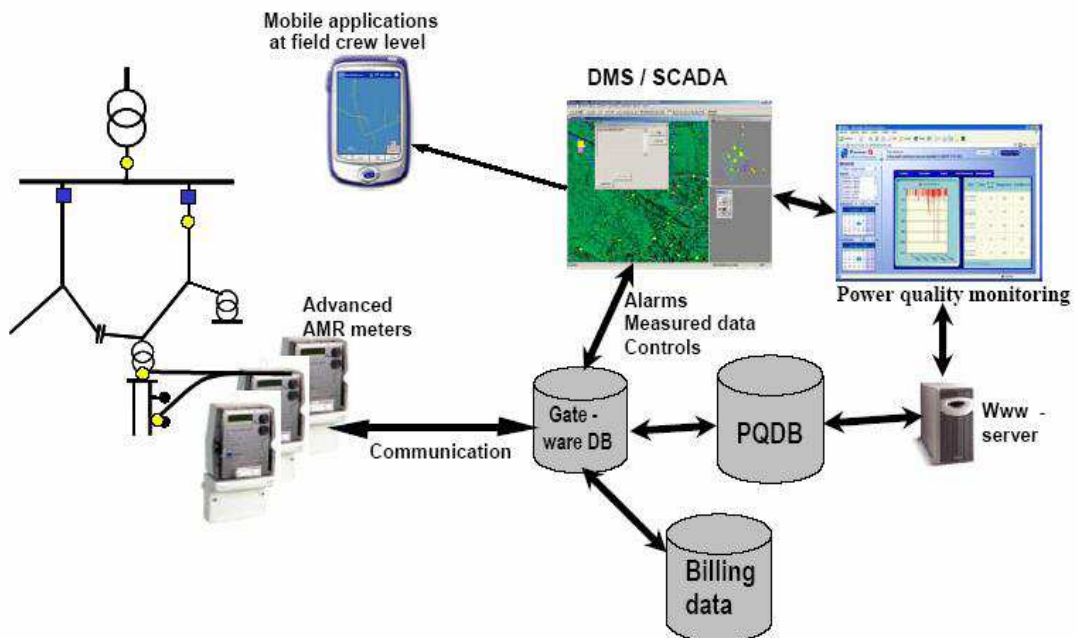
ANEXOS



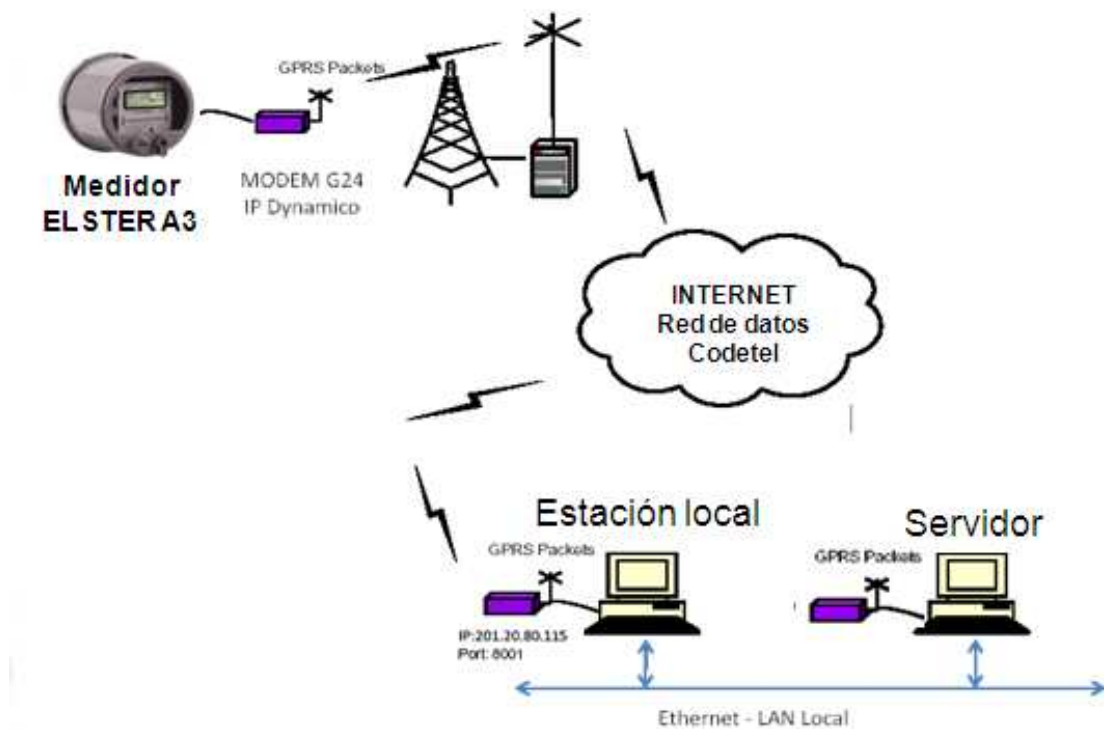
Anexo 1 - Automatización de la Red Eléctrica [18]



Anexo 2 - Sistema de Control de la Red [18].



Anexo 3 - Administración de Fallas de la Red de Baja Tensión [18].



Anexo 4 – Sistema de telemetría utilizando TCP/GPRS (Cortesía de EDEESTE)

Promedio de Consumo. Facturado	Septiembre 2010
Tarifa oficina	Total
MT1	22034.15551
MT2	74501.68136
MTH	16517.7486
Total general	28484.19611

Anexo 5 – Resumen Promedio de Consumos Abonados Industriales con Conexión en MT

(Cortesía de EDESUR). Ver Archivo Digital (Informe Clientes Industriales EDESUR,

Septiembre 2010)