

SUPERVISIÓN Y MONITOREO DE FRONTERAS COMERCIALES MEDIANTE
EL SISTEMA DE TELEMEDIDA REALIZADO EN CENTRO TÉCNICO DE
CEDENAR S.A.E.S.P.

FELIX ANTONIO TEPUD CUAYAL

UNIVERSIDAD DE NARIÑO
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA ELECTRONICA
SAN JUAN DE PASTO
2012

SUPERVISIÓN Y MONITOREO DE FRONTERAS COMERCIALES MEDIANTE
EL SISTEMA DE TELEMEDIDA REALIZADO EN CENTRO TÉCNICO DE
CEDENAR S.A.E.S.P.

FELIX ANTONIO TEPUD CUAYAL

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Electrónico

Asesor
WAGNER SUERO
Ingeniero electricista

UNIVERSIDAD DE NARIÑO
FACULTAD DE INGENIERIA
INGENIERIA ELECTRONICA
SAN JUAN DE PASTO
2012

Las ideas y conclusiones aportadas en este trabajo de grado son responsabilidad exclusiva de su autor”

Artículo Primero del Acuerdo 324 de Octubre 11 de 1966, Emanado del Honorable Consejo Directivo de la Universidad de Nariño

Nota de aceptación

Firma del jurado

Firma del jurado

Asesor

Pasto, 16 de agosto del 2012

AGRADECIMIENTOS

A mi familia que gracias sus consejos y palabras de aliento crecí como persona. A mis padres y hermanos por su apoyo y confianza. A mi madre gracias por ayúdame a cumplir mis objetivo como persona y estudiante.

A la universidad de Nariño facultad de ingeniería ya que es la que me acojio y me brindo la formación académica y personal y me formo como profesional y persona.

A CEDENAR S.A. por haberme permitido realizar mi trabajo de grado

Al Ing. Wagner Suero mi asesor académico de pasantía, quien con mucha paciencia me orientó en el proceso de este trabajo, el cual es posible gracias a sus oportunos aportes y sugerencias.

A todas las personas que en alguna ocasión no creyeron en mí y que gracias a ellos me dieron fuerzas para demostrar lo contrario.

A todos mis sinceros agradecimientos

DEDICATORIA

Son muchas las personas especiales a las que me gustaría agradecer su amistad, apoyo, ánimo y compañía en las diferentes etapas de mi vida. Algunas están aquí conmigo y otras en mis recuerdos y mi corazón, sin importar donde estén y si alguna vez llegan a leer estas palabras quiero darles las gracias por ser parte de mi vida.

El presente trabajo de grado esta dedicado a mi familia que gracias sus consejos y palabras de aliento crecí como persona.

A mi madre.

Por darme su amor, apoyo y confianza en los momentos que mas los e necesitado. Por todos esos enormes esfuerzos que ella realizo para estar donde estoy.

A mis hermanos.

Ever, Daira, Luis, Jhon, Leo por estar siempre con migo

A mi tío Leonardo.

Por se el apoyo incondicional en este camino que decidí elegir ya que sin él no hubiera logrado.

A mi abuelita Rosa.

Por brindarme su apoyo y cariño, y ser la persona más maravillosa de este mundo.

Y mi novia cristina

Que es la persona más maravillosa que la vida puso en mi camino, a cris gracias por su amor, cariño y comprensión.

Felix Antonio Tepud

RESUMEN

En el presente trabajo es un informe de las actividades desarrolladas en la consecución del proyecto de pasantía realizado en la empresa de energía eléctrica CEDENAR S.A. E.S.P., cuyo objeto es supervisar y monitorear las fronteras comerciales con el fin de Incrementar la confiabilidad del sistema de teledistribución y equipos, para así lograr un rápido diagnóstico de eventos y la gestión de la red, tanto en anomalías en consumos de energía como; Errores en parametrización y programación de medidores.

El proceso de telemetría se realiza a usuarios industriales como: centros comerciales, industrias, universidades, en fin grandes consumidores los cuales son conocidos como fronteras comerciales, ya que sobrepasan un consumo energético mínimo mensual, las fronteras comerciales son consumidores de electricidad cuya demanda mensual sobrepasa los límites establecidos por la comisión de regulación de energía y gas de Colombia (GREG), un usuario registrado como frontera comercial en el mercado debe cumplir con algunas exigencias entre ellas la lectura de consumo de energía eléctrica de forma automática y remota haciendo uso de tecnologías relacionadas a las redes y sistemas de telemetría estas deben ser empleadas en la medición, lectura, transmisión y registro de los datos de consumo de energía eléctrica.

Entre las actividades y funciones desempeñadas en la empresa se relacionan: revisión de manuales y bibliografía de sistemas de telemetría y teledistribución, interfaces de comunicación, operación de dispositivos de teledistribución relacionados con adquisición de datos, parametrización y programación de medidores electrónicos distribuidos en todo el departamento de Nariño, ya sea de forma remota o directa con sonda óptica.

Además se realiza registros e informes de los consumos de energía eléctrica de cada usuario, registros de parametrizaciones actuales de cada medidor, registro de variables eléctricas potencia activa, potencia reactiva, corriente, voltaje, factor de potencia.

ABSTRACT

In the present paper is a report of the activities in achieving the internship project conducted in the electric utility CEDENAR SA ESP, whose purpose is to oversee and monitor the trade borders in order to increase system reliability and telemetry equipment, in order to achieve rapid diagnosis and management of events on the network, both abnormalities in energy consumption as; Errors parameterization and programming in meters.

The process is done telemetry industrial users such as shopping malls, industries, universities, high end consumers which are known as trade borders and exceeding minimum monthly energy consumption, trade borders are electricity consumers whose monthly demand exceeds the limits set by the commission to regulate power and gas in Colombia (GREG), a registered as a border trade in the market must meet certain requirements including the reading of electricity consumption automatically and remotely by using technologies related to the networks and telemetry systems such should be employed in the meter reading, transmission and recording of data in electric power consumption.

Among the activities and functions performed in the company are related: a review of manuals and literature telemetry and telemetry systems, communication interfaces, telemetry devices operation related to data acquisition, parameterization and programming of electronic meters distributed throughout the department Nariño, either remotely or directly with optical zonda.

They also do recording and reporting of electricity consumption of each user, current records of each meter settings, recording of electrical active power, reactive power, current, voltage, and powerof factor.

Tabla de contenido

INTRODUCCION.....	15
1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	17
1.1 TITULO	17
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
1.3 OBJETIVOS.....	18
1.3.1 Objetivo General	18
1.3.2 Objetivos específicos	18
1.4 JUSTIFICACIÓN	19
1.5 ALCANCE	19
2 ESTADO DEL ARTE	21
2.1 ANTECEDENTES.....	21
2.1.1 Ámbito internacional.....	22
2.1.2 Ámbito nacional.....	23
2.1.3 Ámbito local.	23
2.2 MARCO REFERENCIAL.....	24
2.2.1 CEDENAR S.A. E.S.P. (Empresas Eléctricas De Nariño)	24
2.3 MARCO TEORICO	26
2.3.1 ENERGÍA ELÉCTRICA.....	26
2.3.2 POTENCIA ELÉCTRICA.....	27
2.3.2.2 Potencia eléctrica en corriente alterna	28
2.3.3 CONTADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	32
2.3.4 CALIBRACIÓN Y PARAMETRIZACION.....	36
2.3.5 SISTEMA DE TELEMEDIDA.....	37
3 MARCO LEGAL	40
3.1 DEFINICIONES	40
3.2 RESPONSABILIDAD DE LA MEDIDA	42
3.3 DISTRIBUCIÓN	42
3.3.1 La actividad de Distribución	42
3.3.2 Papel del distribuidor como intermediario en la energía	42
3.3.3 Determinación de los activos del distribuidor a remunerar	42
3.3.4 COMERCIALIZACIÓN	43
4 METODOLOGÍA	45

4.1	SISTEMAS DE TELEMEDIDA UTILIZADOS EN EL CENTRO TÉCNICO DE CEDENAR S.A. E.S.P.	45
4.1.1	Centro de supervisión y control	46
4.1.2	Sistema de comunicación	47
4.1.3	COMANDOS AT	50
4.1.4	Controladores de sistema	52
4.2	MEDIDORES ELECTRÓNICOS ESPÉCIALES	53
4.2.1	Campo de aplicación y características técnicas del contador	53
4.2.2	Módulo electrónico y principios de funcionamiento.....	55
4.2.3	Módulo de medición.	56
4.2.4	Conversión de señales analógicas en digitales.	56
4.2.5	Procesador principal	56
4.2.6	Módulo de memoria no volátil.....	56
4.2.7	Reloj interno.....	57
4.2.8	Pantalla de cristal líquido (LCD)	57
4.2.8.10	Despliegue	60
4.2.9	Interfaces de comunicación.....	60
4.2.10	Entradas y salidas del contador	61
4.2.11	Fuente de alimentación	64
4.2.12	Sensor de campo magnético externo continuo y/o alterno	64
4.2.13	Sensor de temperatura.....	64
4.2.14	Medición y registro de valores.....	64
4.2.15	Registro de valores instantáneos	67
4.2.16	Medición de la calidad de energía.....	71
4.2.17	Módulo de tarifas.....	71
4.2.18	Funcionamiento del módulo de tarifas en caso de falla del reloj.....	72
4.2.19	Visualización de los datos en la pantalla	72
4.2.20	Parametrización del contador.....	73
4.2.21	PROTECCIÓN DE DATOS DEL CONTADOR	73
4.2.22	Conexión del contador	76
4.3	MODEM ENFORA	76
4.3.1	DISPOSITIVO MÓDEM GSM ELGAMA MCL 5.X	77
4.4	SOFTWARE DE TELEMEDIDA	78
5	RESULTADOS.....	80
5.1	TELEMEDIDA DE FRONTERAS COMERCIALES.....	80
5.1.1	Computador portátil de telemédida.....	80

5.1.2	Módulo remoto	81
5.1.3	Módulo central	81
5.1.4	Telemedida utilizando la red GSM	81
5.2	CONFIGURACIÓN DE SOFTWARE PARA DE TELEMEDIDA.....	86
5.2.1	Enersis Lite 1.03.	86
5.2.2	Enersis NG.....	93
5.2.3	AIMS7000/PRO- AIMS 5000	96
5.3	MEDIDORES ELECTRÓNICOS ADSCRITOS A CEDENAR S.A PROGRAMADOS PARA SISTEMAS DE TELEMEDIDA.	97
5.3.1	EPQM	97
5.3.2	EMS	101
5.3.3	CONTADOR ITRON AC 6000.....	103
5.3.4	CONTADOR ACTARIS SL 7000	105
5.3.5	CONTADOR Landis+Gyr ZMG405 / ZMG410	113
5.3.6	CONTADORES ELECTRÓNICOS ABB ALPHA	118
5.4	BENEFICIOS Y VENTAJAS DE CONTADORES ELECTRÓNICOS	123
5.5	PROCESO DE PARAMETRIZACION	123
5.5.1	Software de parametrizacion y lectura para medidores electrónicos EMH- ELGAMA	123
5.5.2	PAMETRIZACION Y PROGRAMACIÓN DE MEDIDORES EMH ELGAMA 126	
5.5.3	PROGRAMACIÓN DE MEDIDORES ITRON Y ACTARIS SL 7000	127
5.5.4	Parametrizacion con AIMS7000	129
5.5.5	Programación del contador Actaris sl 7000 e Itron	131
5.6	PROGRAMACIÓN DE MODEM.....	134
5.6.1	Configuración Con Unidad Rs232 + Modem Enfora.....	134
5.7	TELEMEDIDA A FRONTERAS COMERCIALES DE CEDENAR S.A. ...	136
5.7.1	Información de datos descargados por medio de telemetria.....	138
5.7.2	Lectura de datos instantáneos del IQUIF de CREAM MISTER POLLO..	140
6	CONCLUSIONES	142
7	RECOMENDACIONES	143
	ANEXO A IEC 62056.....	146

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Principales características del contador	53
Tabla 2. Campos de información de la pantalla del contador	58
Tabla 3. Posibles significados del despliegue del cuadrante.....	59
Tabla 4. Parámetros técnicos de las salidas	62
Tabla 5. Valores que pueden ser registrados en los canales programables..	68
Tabla 6. Relación de la capacidad de almacenamiento de los registros con el número de canales activados.	69
Tabla 7. Algoritmos de cálculo de datos.....	70
Tabla 8. Niveles de acceso a los parámetros	75
Tabla 9. Lecturas de energía instantáneas.	86
Tabla 10. Lecturas Correspondiente La Estación El Puente	92
Tabla 11. Datos de lecturas estación Juananbu.....	92
Tabla 12. Especificaciones técnicas contador EPQM.....	101
Tabla 13. Especificaciones técnicas contador EMS.....	102
Tabla 14. Contador Itron ACE 6000	103
Tabla 15. Especificaciones técnicas contador Itron ACE 6000	105
Tabla 16. Especificaciones técnicas contador ACTARIS SL7000	112
Tabla 17. Parametrizacion por sonda óptica.....	124

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Generación hidroeléctrica propia por plantas	25
Figura 2. Triangulo de potencias.....	30
Figura 3. Diagrama factorial del factor de potencia	31
Figura 4. Esquema de bloques del medidor electrónico	34
Figura 5. Esquema general del sistema de teledatada.....	46
Figura 6. Inicio de la sesión en hyperterminal y selección de puerto.....	49
Figura 7. Configuración del puerto de comunicación.....	49
Figura 8. Respuesta de comandos AT	52
Figura 9. Vista exterior del contador	55
Figura 10. Esquema estructural del contador	55
Figura 11. Pantalla alfa-numérico de cuatro líneas y 64 símbolos.....	57
Figura 12. Pantalla gráfica de 64x128 puntos.....	58
Figura 13. Esquema de determinación del cuadrante de energía reactiva	66
Figura 14. Conector DB-25 y DB-9 DTE.....	82
Figura 15. Conectores db-25 y DB-9 DCE	83
Figura 16. Lectura de datos instantáneos PQUIF.....	87
Figura 17. Visualización de datos en formato 24 horas	88
Figura 18. Lectura individual de usuarios teledatados por medio de línea telefónica.....	89
Figura 19. Archivo plano generado por Enersis Lite	91
Figura 20. Enersis Data Report 1.0	93
Figura 21. ENERSIS Schedule	94
Figura 22. Contador EPQM EMH ELGAMA	97
Figura 23. registro de los eventos	100
Figura 24. Contador Landis+Gyr	113

Figura 25. Asignación de pines RJ.....	117
Figura 26.Asignación pines RJ12	117
Figura 27. La medición avanzada en cuatro cuadrantes	118
Figura 28. Menú de descarga LZEMP.....	125
Figura 29. menú de parametrización para medidores EMH Elgama	126
Figura 30.5.10.3 Datos instantáneos de contadores EMH ELgama	127
Figura 31. Habilitación de la batería.....	128
Figura 32.puertos de control y comunicación	129
Figura 33. Interfaz de configuración.....	130
Figura 34. Menú de programación Actaris e Itron	131
Figura 35. Configuraciones cargadas en el software aims7000.....	132
Figura 36. Configuración grabada en el contador.....	133

INTRODUCCION

Una red o un sistema eléctrico se compone básicamente de dos elementos: por un lado tendremos plantas generadoras de energía eléctrica y por otro a los consumidores de esa energía. La conexión entre esas dos partes se efectúa mediante una red de transmisión que, por razones técnico-económicas, se configura en una estructura jerárquica con varios niveles de tensión de transporte, reparto y distribución. El paso de un nivel de tensión a otro se efectúa en centros denominados subestaciones transformadoras, dotados, tanto de los propios transformadores, como de los sistemas necesarios de protección y maniobra. El transporte y distribución de esa energía eléctrica desde los puntos de generación hasta los de consumo se basa en un conjunto de técnicas en constante evolución desde los comienzos de esta actividad hasta nuestros días. Las líneas o caminos únicos han ido dejando paso a una situación en la que se garantiza al consumidor el suministro de energía a través de diversas rutas alternativas, multi enlazadas entre sí, hasta constituir una urdimbre que es la red eléctrica.

Las compañías suministradoras, que deberán garantizar la continuidad del servicio para el normal desenvolvimiento de una sociedad moderna provoca una creciente complejidad en la planificación, gestión y explotación de una red eléctrica, para lo cual se trata de encontrar técnicas que ayuden a la resolución de dichas tareas, una de las cuales es sin duda la automatización en el control de la red implementando redes de telemedida y telemetría. Pero la mejora en la calidad y seguridad del servicio no es el único argumento que nos lleva a dicha automatización. Por ejemplo, el carácter geográficamente disperso de la red, con gran número de usuarios industriales, obliga a mantener en cada uno de estos enclaves un equipo de técnicos a turnos ocupados en tareas de vigilancia y preparados para actuar en caso de necesidad. Es fácil comprender que la automatización de dichas funciones podría justificarse, en muchos casos, desde una perspectiva exclusivamente económica. Por tanto la extensión y complejidad de operación de las redes de servicios, y en particular de las redes eléctricas, ha llevado a la generalización de los sistemas de telemedida que automatizan en cierta medida su explotación, comercialización y distribución, siendo estos concebidos como elementos que mejoran la calidad del servicio disminuyendo los costes.

Aparte de las consideraciones previas hay que tener en cuenta también que la automatización de las redes ha sido algo buscado desde sus comienzos. Ya en 1890 existían patentes para control remoto y entre los años 1920 y 1940 se desarrollan varios sistemas comerciales en esta área. Sin embargo, es en la década de los sesenta, con el advenimiento del minicomputador, cuando los sistemas de control de redes sufren una evolución vertiginosa, apuntando ya las características de los actuales centros de control y supervisión de energía eléctrica.

Para el caso de Colombia y en si de Nariño, la expectativa de mejorar la calidad de suministro de energía esta enfocada la modernización y automatización de los

equipos de telemedida para obtener mejores beneficios y una mejor calidad en la prestación de servicio eléctrico.

En CEDENAR S.A. y concentración de datos de consumo de energía eléctrica esta dirigida a usuarios conocidos como fronteras comerciales las cuales efectúan un consumo de energía mínimo exigido por la comisión de regulación de energía y gas (CREG) el caso de Centrales Eléctricas de Nariño S.A., por ser el operador de red debe mantener un control y registro de cada uno de los usuarios registrados como fronteras comerciales.

La recolección, concentración y envío de la información a un punto centralizado para su tratamiento, así como el envío de comandos de control, se conoce como Telemedida. El punto donde se adquieren los datos es llamado nodo, conformado por medidor y transmisor, y el centro de control es aquel que recoge la información de los nodos, compuesto por sistema de recepción y transmisión de datos y por un controlador.¹ Para el caso del desarrollo del proyecto nuestro centro de control esta ubicado en las oficinas del centro técnico de CEDENAR S.A. en pasto.

Las redes de Telemedida se caracterizan por disponer de un alto número de puntos de medida, ubicados a grandes distancias, esta distancia esta comprendida desde el centro de control a varios puntos de medida que están geográficamente dispersos sobre toda la región, en el caso de la red de telemedida de CEDENAR S.A., estos puntos se encuentran en toda la región del departamento de Nariño. La red debe permitir el registro de datos en tiempo real y continuo, datos de consumos de energía activa, reactiva, fases de corriente, voltaje y factor de potencia.

El presente trabajo se enfoco en la recolección y concentración de datos y parámetros eléctricos, mediante el monitoreo y la supervisión del consumo de energía eléctrica a fronteras comerciales haciendo uso de la tecnologías disponibles en el centro técnico, con el fin de detectar errores de lecturas, consumos, desconexiones y fraudes

Durante el desarrollo del proyecto se realizo parametrización y programación medidores electrónicos nuevos, se verifico remotamente las configuraciones actuales de cada medidor con el fin de detectar parametrizaciones erróneas las cuales fueron corregidas correctamente.

¹ Pontificia universidad javeriana Sistemas De Telemedición De Servicios Públicos De Bogotá [en línea]. <<http://triton.javeriana.edu.co/carrera/tgrado/2000-2/telemedicion.PDF>> [Citado el 26 de junio de 2012]

1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

La lectura de los consumos de energía eléctrica a fronteras comerciales en CEDENAR S.A. E.S.P se realiza en forma manual y en la mayoría de los casos promediando los últimos consumos registrados por el medidor, lo cual induce de hecho a un error humano, por lo que es necesario llevar un registro muy minucioso del consumo energético de cada uno de medidores electrónicos instalados a cada uno de los usuarios, todo esto se puede hacer gracias a un sistema de medición recientemente implementado en la empresa conocido como teled medida.

El proceso de teled medida por ser un sistema nuevo para la empresa acarrea problemas de lectura, recepción de datos, problemas de comunicación, fallas en equipos de medida, identificación y de parametrización en medidores electrónicos, también este sistema no cuenta con un procedimiento organizado en cuanto a la administración de la red.

1.1 TITULO

Supervisión Y Monitoreo De Fronteras Comerciales Mediante El Sistema Teled medida Realizado En Centro Técnico De CEDENAR S.A. E.S.P.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Se necesita analizar la calidad de suministro de energía eléctrica y generar informes mensuales de calidad y servicio de red, todo este proceso se realizara con el sistema de teled medida, utilizando varios software especializados en el análisis de parámetros eléctricos los cuales están subutilizados.

Existe la necesidad de solucionar los principales problemas de comunicación entre el centro técnico de CEDENAR S.A.E.S.P y los medidores electrónicos de cada una de las fronteras comerciales pertenecientes a esta empresa todo esto con el fin de realizar una medida correcta y confiable de todos los parámetros eléctricos.

CEDENAR S.A.E.S.P no lleva un control de energía activa, reactiva, frecuencia de la red, factor de potencia de cada fase y total, corriente y voltaje.

No se lleva un registro de datos en tiempo real, con el sistemas de teled medición actualmente en la empresa solo se realiza lecturas y registro de energía activa consumida.

El centro técnico de CEDENAR S.A. E.S.P en el afán de mejorar su cobertura y servicios tiene disponible varios software licenciados que no son utilizados, por que no se tiene conocimiento de la funcionalidad y manejo de estos.

Es necesario obtener las respectivas bases de datos de todos los parámetros de consumo de energía eléctrica y concentrarlas en un mismo lugar para su respectivo análisis.

Con el sistema teled medida no se realiza actualmente un seguimiento especial de las energías totales, importación y/o exportación, consumo diario, semanal, mensual y anual, actual o anterior.

Al no llevar un control directo y actualizado en el sistema de teled medida no se tiene conocimiento de la situación actual del servicio energético, tampoco de los diferentes componentes y parámetros eléctricos, lo cual conduce a no tener un control de los sistemas de comunicación para verificación de lecturas en tiempo real.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Supervisar y monitorear las fronteras comerciales con el fin de Incrementar la confiabilidad del sistema de teled medida y equipos, para lograr un rápido diagnostico de eventos y obtención de informaciones útiles para el mantenimiento y la gestión de la red.

1.3.2 Objetivos específicos

- Levantar la base de datos de todos los medidores que se encuentran a cargo del centro técnico de la empresa, almacenando las especificaciones generales, información técnica, modelo, marca, tipo de comunicación entre la empresa y usuario con el fin de permitir el acceso rápido a la información proporcionando datos actualizados de cada una de las diferentes características.
- Verificar permanentemente el consumo de valores instantáneos en cuanto a tensión y corriente por fase, tensión de línea, potencia activa, reactiva y aparente por fase y total, frecuencia de la red, factor de potencia de cada fase y total, con objeto de localizar, diagnosticar y corregir fallas de parametrización y configuración de los equipos de medida
- Configurar y supervisar la red de comunicación con el propósito de coordinar una organización más detallada en cuanto a software de teled medida y tecnologías de comunicación como; telefónica, GPRS o Satelital e identificar problemas de lectura de datos y comunicación.
- Verificación de parámetros eléctricos y fallas para los medidores los cuales no se puede hacer la lectura remotamente, la cual se realizarla por medio de sonda óptica o en su defecto por inspección visual.

- Disminuir costos, aumentar eficiencia y eficacia en la toma de lecturas de consumo de energía eléctrica ya que no se necesitará de personal que desplace al punto del medidor con el fin de maximizar beneficios.
- Realizar un informe mensual al centro técnico de la empresa con el fin de hacer análisis de todas las lecturas realizadas para identificar problemas ya sean de comunicación o de anomalías en cuanto a consumo de energía eléctrica.
- Analizar las especificaciones de cada uno de los medidores con el fin de aprovechar al máximo todas las características técnicas y tecnológicas que poseen cada marca.

1.4 JUSTIFICACIÓN

La empresa CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO-CEDENAR S.A.E.S.P es una empresa Nariñense encargada de generar, distribuir y comercializar energía eléctrica en todo el departamento. Al ser una empresa encargada de varios servicios de energía entre ellos la comercialización, se enfrenta a la necesidad de realizar una medida confiable y segura de todos los parámetros de energía eléctrica, todo esto con el fin de evitar pérdidas no técnicas, corrigiendo los malos cálculos en los balances de energía, bien sea por fallas sistemáticas en la medida, la interpretación errónea de resultados, índices e indicadores de gestión. Diagnósticos equivocados de campo de sistemas o subsistemas objeto de atención, como pueden ser transformadores, ramales, clientes, etc.

La medición a distancia se quiere utilizar tanto para obtener información en lugares cercanos como para lugares de acceso difícil, peligroso e incluso imposible, lo que le genera a la empresa ahorro de costos económicos tanto de personal técnico, transporte, viáticos, entre otros.

Se desea hacer lecturas en tiempo real de todos los parámetros y configuraciones electrónicas de cada uno de los usuarios que sobrepasan los 550000kwh/m desde el centro técnico; con el fin de hacer una verificación de configuración y conexionado de medidores.

Aprovechar los servicios y beneficios que ofrecen cada uno las empresas proveedoras de medidores eléctricos como son; software de parametrización, software de telemida, por lo cual esto le genera a la empresa beneficios tanto económicos como cognitivos. Ya que cada empresa proveedora de medidores en el afán de mejorar sus servicios ofrecen capacitaciones e inducciones que pueden ser aprovechadas por las personas que tienen a su cargo esta tarea.

Evitar pérdidas no técnicas corrigiendo los malos cálculos en los balances de energía, bien sea por fallas técnicas en la medida, errores en la lectura del integrador o de los clientes, lo cual genera visitas de diagnóstico en el terreno a elementos de la red que realmente no tienen problemas.

1.5 ALCANCE

La telemida es un claro ejemplo de una aplicación moderna de la tecnología la cual CEDENAR S.A E.S.P a visto la necesidad de implementarla para mejorar la calidad de servicios tanto para los usuarios como la empresa, mejorando control económico y técnico de los elementos que dependen de la energía eléctrica.

Al finalizar el trabajo lo que se espera es corregir los problemas de identificación, clasificación y organización de todos medidores electrónicos acondicionados con el sistema de teledata para fronteras comerciales en el departamento de Nariño.

Después de un estudio detallado de los parámetros de comunicación se espera proponer las ventajas y desventajas así como operatividad en cuanto software y hardware de cada uno de los medidores instalados actualmente, con el fin de proponer posibles adquisiciones de estos.

Programar un cronograma de consulta y lectura de energía eléctrica para cada uno de los usuarios.

Comparar costos económicos positivos y negativos integrando un análisis de costo-beneficio para seleccionar tecnología apropiada, con el propósito de implementar el sistema de teledata a nuevos usuarios.

2 ESTADO DEL ARTE

2.1 ANTECEDENTES

Los sistemas de telemedida se iniciaron a principios del siglo 20 para ser utilizados en supervisión y distribución de energía eléctrica. Este sistema antes se introdujo en Chicago EE.UU en 1912, en un centro de vigilancia que hacía uso de líneas telefónicas, para recibir los datos operativos de plantas de energía.

Para el año de 1990 los sistemas de tele medida incluían tres áreas funcionales principales:

- Control supervisorio y adquisición de datos (SCADA²).
- Monitoreo, medición control.
- Protección.

El equipo de automatización usado en cada una de las áreas consistía básicamente en un sistema de control y automatización de dispositivos electromecánicos, tales como medidores, relés de protección temporizados, contadores y dispositivos analógicos y digitales para el muestreo en pantalla. La información podía obtenerse localmente a partir de medidores analógicos, paneles de medición digital y paneles mímicos de control. También se instalaban en dichos paneles interruptores electromecánicos, los cuales eran usados por los operadores para controlar a los equipos principales ubicados en la subestación.

Con los avances en microprocesadores durante los años 70, el panorama comenzó a cambiar. Los fabricantes comenzaron a reemplazar sus dispositivos electromecánicos por los de estado sólido. Estos diseños basados en microprocesadores, los cuales luego se denominarían Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED) mostraron un impresionante número de ventajas sobre sus predecesores. Ellos contienen funciones y características adicionales, las cuales incluyen auto-chequeo y auto-diagnóstico, interfaces de comunicaciones, la habilidad de almacenar datos históricos, y unidades terminales remotas integradas para entradas y salidas de datos (I/O). Los IED también han permitido eliminar la redundancia en los equipos gracias a la integración de múltiples funciones en un solo dispositivo. Por ejemplo, al integrar los transformadores de corriente con los de potencial en un circuito individual, el IED puede medir, proteger y controlar a distancia simultáneamente.

En la medida en que las funciones tradicionales de automatización y control se integraron en un equipo único, la definición del IED comenzó a expandirse. El término se aplica hoy en día a cualquier dispositivo basado en micro-procesadores con un puerto de comunicación, y por lo tanto comprende a los relés de protección, medidores, unidades terminales remotas, PLC's, almacenadores de fallas digitales y secuenciadores de eventos.

² ESCADA, Supervisory Control And Data Acquisition" (Control de Supervisión y Adquisición de Datos): Es un sistema basado en computadores que permite supervisar y controlar variables de proceso a distancia.

2.1.1 Ámbito internacional.

La utilización de redes de teledistribución en países avanzados tecnológicamente ya han avanzado considerablemente, Tal es el caso de los EE.UU. y países Europeos en los cuales se está implementando redes comerciales especializadas en Smart Grid” en países de sur América, se está trabajando con proyectos piloto y estudios de nuevas tecnologías en gestión y monitoreo de redes eléctricas.

Una Smart Grid es un sistema que permite la comunicación bidireccional entre el consumidor final (usuarios particulares o industriales) y las compañías eléctricas, de forma que la información proporcionada por los consumidores se utiliza por las compañías para permitir una operación más eficiente de la red eléctrica. Además, toda esa información permitirá ofrecer nuevos servicios a los clientes de forma complementaria a la propia energía eléctrica³.

- En países como Ecuador existen proyectos acerca de sistemas de teledistribución para medidores de energía desarrollado en empresa eléctrica de Quito. Este proyecto hace referencia al diseño de una red de teledistribución de los medidores de energía de grandes clientes de la Empresa Eléctrica Quito utilizando la tecnología BroadbandOverPower Line BPL⁴.

BroadbandOverPower Line Banda ancha por líneas eléctricas (BPL) es un término general que abarca cualquier tecnología que utiliza la electricidad de servicios públicos las líneas de distribución o en entornos de interior líneas de alta tensión para conducir señales de banda ancha para redes de computadoras o de la utilidad de redes inteligentes de aplicaciones⁵.

- Sistema de medición y Corte a distancia en Argentina, sistema encargado de controlar y supervisar barrios o zonas desde la oficina comercial, para que el personal evite concurrir a lugares conflictivos y puedan; supervisar si el cliente está consumiendo energía, leer su medidor, facturar de inmediato, cortar y reconectar en forma instantánea⁶
- Proyectos importantes de teledistribución han desarrollado en Perú: Uno de los proyectos más significativos es el sistema concentrador antihurtó para 7.000 clientes en el Callao, ejecutado para la empresa Edelnor. También se destaca el efectuado para Cyberplaza igualmente con Edelnor con 600 clientes teledistribuidos. Para clientes que no pertenecen a empresas distribuidoras, se realiza teledistribución de 783 clientes del

³SMART_GRIDS, evolución de la red eléctrica [en línea]. < <http://www.minetur.gob.es/industria/observatorios/sectorelectronica/actividades/2010/tecnologia/c3%ada/smartgridsyevoluciondelaredelctrica.pdf>>[citado el 26 de junio de 2012]

⁴ Escuela Politécnica Nacional, Paredes Cusco, Wilson Alexander, Martínez Esparza, Alex Iván [en línea]. < <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/800> >[Citado el 26 de junio de 2012]

⁵Décimo Tercer Encuentro Regional Iberoamericano De CIGRÉ [en línea]. <<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/D2/D2-02.pdf>>[Citado el 26 de junio de 2012]

⁶ Sistema de conexión y corte en Argentina [en línea]. <<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/D2/D2-02.pdf>>[Citado el 26 de junio de 2012]

Mercado de Santa Anita. La proyección para el año 2010 contempla la implementación de 5.000 puntos con esta tecnología⁷

2.1.2 **Ámbito nacional.**

En Colombia se han realizados trabajos en diferentes universidades las cuales a han realizados estudios y proyectos piloto en telemedida y gestión de medidores electrónicos, como también en la utilización de tecnología relacionada con telemedida y telemetría.

- Proyecto Piloto De Telegestión Del Servicio De Alumbrado Público De La Ciudad De Bucaramanga, es un proyecto piloto que se orienta fundamentalmente a modificar las prácticas tradicionales de operación y mantenimiento del sistema de Alumbrado Público. Se realiza una exploración preliminar que pretende orientar la definición de los criterios a tenerse en cuenta en la adquisición de un sistema de telegestión, para operar el sistema de Alumbrado Público de una forma moderna, más económica, ajustada a las políticas del Ministerio de Minas y Energía, que están sintonizadas con las políticas internacionales actuales, donde el uso racional de la energía es un principio, es el principal objetivo.⁸
- Telemetría Y Telegestión En Procesos Industriales Mediante Canales Inalámbricos Wi-Fi, utilizando instrumentación virtual y dispositivos PDA, el ingeniero o persona encargada del sistema, puede controlar o monitorear en todomomento el proceso independientemente de donde se encuentre. Este artículo pretende mostrarle al lector que las tecnologías inalámbricas y los nuevos computadores de bolsillo denominados ayudantes personales digitales PDA se pueden utilizar para la telemetría y telegestión de las distintas variables de los procesos industriales,⁹ lo que genera un aumento significativo en la productividad de la compañía.

2.1.3 **Ámbito local.**

En la universidad de Nariño se han realizado 3 trabajos relacionados con telemedida 2 de ellos en CEDENAR S.A., y 1 en ASC- INGENIERÍA S.A.

⁷Avance de telemedida en Perú, Percy Palomino, especialista peruano, [en línea].

<<http://www.cam-la.com/Home/Noticias/tabid/2614/Default.aspx?idnoti=239>>[Citado el 29 de junio de 2012]

⁸ Universidad Nacional de Colombia, José Ramírez, Proyecto Piloto De Telegestión Del Servicio de Alumbrado Público de a Alumbrado publico en la ciudad de Bucaramanga. [en línea].

<<http://www.bdigital.unal.edu.co/3161/>> [Citado el 29 de junio de 2012]

⁹ Universidad Nacional de Colombia, José Ramírez, Grupo de Investigación en Teleinformática de la Universidad Nacional de Colombia [en línea].

<<http://www.dtic.ua.es/grupoM/articulo.jsp?lang=es&id=JDARE-06-J>>[Citado el 29 de junio de 2012]

- Seguimiento, control y mantenimiento del sistema de teledad de las fronteras comerciales en el centro local de control de CEDENAR S.A. E.S.P. en pasto.
- Apoyo técnico en el proceso de modernización en teledad de facturación y suministro de energía eléctrica en el departamento de operaciones de CEDENAR S.A. E.S.P. en pasto
- Apoyo En Operación, Mantenimiento Y Supervisión De Equipos De Teledad De Energía Eléctrica En La Empresa Comercializadora Asc Ingeniería S.A. E.S.P.
- En CEDENAR S.A. se realizo una propuesta de usar una tecnología desarrollada en Argentina por la empresa Discar S.A. los representantes de Discar visitaron las instalaciones y optaron por montar algunos medidores de muestra en la sección del CLC (centro local de control). Discar S.A. desarrollo un sistema de gestión inteligente para empresa de energía eléctrica conocido como Mr. DIMS. Mr. DiMS es la herramienta que posibilita a las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica, realizar una gestión eficiente de sus servicios, disponibilizando para ello información completa del consumo de la cartera de clientes, mediante un medio económico y confiable. El Sistema Central de Gestión Mr. DiMS proporciona una forma de administrar usuarios de energía eléctrica (opcionalmente también agua y gas) mediante la lectura remota del consumo sobre el servicio (lo que se conoce mundialmente como "AMR" o Automated Meter Reading) y permite la toma de decisiones comerciales, administrativas y/o técnicas en base a las mismas¹⁰.

2.2 MARCO REFERENCIAL

2.2.1 CEDENAR S.A. E.S,P (Empresas Eléctricas De Nariño)

La electrificadora nariñense constituida el 9 de agosto de 1955

- **Misión.** Generar, distribuir y comercializar energía eléctrica para satisfacer las necesidades de los clientes, fomentar el desarrollo económico y social de la región.
- **Visión.** Centrales eléctricas de Nariño será una empresa competitiva, enfocada al cliente y generadora de valor para sus accionistas.

¹⁰Medición y gestión inteligente, Mr DIMS, en línea
<<http://www.metering.com.ar/es/index.php>>[Citado el 29 de junio de 2012]

2.2.1.1 Generación

La generación hidráulica propia de CEDENAR S.A. E.S.P., de 20 GWh/año,.Los aportes de las centrales hidroeléctricas totalizaron para la empresa una generación propia de 162,59 GWh/año.

Figura 1. Generación hidroeléctrica propia por plantas

CENTRAL DE GENERACION HIDROELECTRICA	2010		2011		VARIACION 2011-2010 (%)
	GENERACION (GWh/año)	APORTE (%)	GENERACION (GWh/año)	APORTE (%)	
RIO MAYO	110,00	79,3%	128,44	79,0%	16,76%
RIO BOBO	14,60	10,5%	17,31	10,6%	18,57%
RIO SAPUYES	9,00	6,5%	10,29	6,3%	14,33%
JULIO BRAVO	5,00	3,6%	6,48	4,0%	29,60%
RIO INGENIO	0,04	0,0%	0,07	0,0%	70,53%
TOTALES	138,64	100,0%	162,59	100,0%	17,27%

Fuente:www.cedenar.com

2.2.1.2 Comercialización

Proceso certificado en ISO 9001: 2008 por la firma Bureau Veritas Certification. El Negocio de Distribución consiste en el transporte de energía eléctrica desde el punto de entrega de la energía en alto voltaje, hasta la llegada a nuestros usuarios. A través de la red de distribución se reduce el voltaje para poder entregarla según las necesidades, a los diferentes usuarios como fabricas, escuelas, residencias, parques, oficinas.

Para cumplir con este negocio CEDENAR cuenta con más de 9.300 transformadores de distribución, cerca de 477 km de línea a 34.5 Kilovoltios y más 3.652 km de 13.8 Kilovoltios y 5.585 km de red en baja tensión.

A través del Negocio Distribuidor se atiende la demanda operativa que incluye la demanda propia de CEDENAR y otros comercializadores, departamento del Putumayo, exportaciones al Ecuador. Esta demanda es atendida a través del Sistema Interconectado Nacional mediante una línea en doble circuito a 230 kilovoltios; Este sistema está anclado en 336 torres en una longitud de 193 km desde la Subestación San Bernardino en el Cauca, hasta la Subestación Jamondino en Nariño y a través del Sistema de Transmisión Regional – Cauca Nariño a 115 Kilovoltios.

Además de atender una cobertura del 78% CEDENAR ha diversificado sus negocios y en la actualidad presta el servicio de alumbrado público a 57 municipios del departamento, siendo su principal cliente el Municipio de Pasto, con una demanda mensual de 680 Mw hora mes, realizando el mantenimiento

correctivo y preventivo con una atención mensual del orden de 17.000 luminarias instaladas.¹¹

Para atender la distribución de energía eléctrica el sistema cuenta con:

- 8 Subestaciones en la Zona Centro.
- 10 Subestaciones en la Zona Sur.
- 7 Subestaciones en la Zona Norte.
- 8 Subestaciones en la Zona Pacífico.
- 5 Subestaciones en la Zona Occidente.

2.3 Marco Teórico

A continuación se presenta conceptos sobre los cuales se desarrolla el proyecto de supervisión y monitoreo de energía eléctrica mediante procesos de telemedida , bajo los cuales desarrollamos la metodología con el fin de dar cumplimiento a los objetivos propuestos en este trabajo de grado modalidad pasantía.

2.3.1 Energía Eléctrica

Se denomina energía eléctrica a la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos, cuando se los pone en contacto por medio de un conductor eléctrico se puede obtener un trabajo. La energía eléctrica puede transformarse en muchas otras formas de energía, tales como la energía luminosa, la energía mecánica y energía térmica.

Tiene como cualidades la docilidad en su control, la fácil y limpia transformación de energía en trabajo, y el rápido y eficaz transporte, son los cualidades que permiten a la electricidad ser "casi" lo energía perfecta.

La producción de energía eléctrica se realiza en centrales eléctricas, y debe ajustarse al consumo, dada la imposibilidad de almacenar la electricidad. La ubicación de las centrales de producción debe de estar lo más próxima posible a los centros de consumo, además, los centros de producción están interconectados entre sí para poder efectuar intercambios de energía desde las zonas excedentes de producción hacia aquellas en que la producción no cubre el consumo.¹²

¹¹Empresas eléctricas de Nariño, CEDENAR S.A.E.S.P. [en línea]. <<http://cedenar.com.co/>>[Citado el 25 de febrero de 2012]

¹²WIKIPEDIA. Energía Eléctrica [en línea]. <http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica>[Citado el 3 de agosto de 2012]

2.3.2 Potencia Eléctrica

La potencia eléctrica es la relación de paso de energía de un flujo por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado. La unidad en el Sistema Internacional de Unidades es el vatio (watt).¹³

También se puede definir Potencia como la energía desarrollada o consumida en una unidad de tiempo, expresada en la fórmula

$$P = \frac{E}{t}$$

Donde tenemos que:

P= Potencia

E= Energía

t= tiempo

De acuerdo a lo anterior decimos que si la unidad de potencia (P) es el watt (W), la energía (E) se expresa en julios (J) y el tiempo (t) lo expresamos en segundos, tenemos que:

$$1\text{watt} = \frac{1\text{julio}}{1\text{segundo}}$$

- Entonces, la potencia se mide en julio (joule) dividido por segundo (J/seg) y se representa con la letra "P".
- Además, si la unidad de medida de la potencia eléctrica "P" es el "watt", y se representa con la letra "W".
- Como un J/seg equivale a 1 watt (W), por tanto, cuando se consume 1 julio (joule) de potencia en un segundo, estamos gastando o consumiendo 1 watt de energía eléctrica.

¹³ Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). Potencia Eléctrica [en línea].
<<http://www.cibelec.org.ve/2010/docs/Potencia.pdf>> [Citado el 3 de agosto de 2012]

2.3.2.1 Cálculo de la potencia

Para calcular la potencia que consume un dispositivo conectado a un circuito eléctrico se multiplica el valor de la tensión, en volt (V), aplicada por el valor de la intensidad (I) de la corriente que lo recorre (expresada en ampere).

Para realizar ese cálculo matemático se utiliza la siguiente fórmula:

$$P = V \cdot I$$

Expresado en palabras: Potencia (P) es igual a la tensión (V) multiplicada por la Intensidad (I).

Como la potencia se expresa en watt (W), sustituimos la “P” que identifica la potencia por su equivalente, es decir, la “W” de watt, tenemos también que: $P = W$, por tanto,

$$W = V \cdot I$$

Expresado en palabras: Watt (W) es igual a la tensión (V) multiplicada por la Intensidad (I).

Si conocemos la potencia en watt de un dispositivo y la tensión o voltaje aplicado (V) y queremos hallar la intensidad de corriente (I) que fluye por un circuito, despejamos la fórmula anterior y realizamos la operación matemática correspondiente:

$$I = \frac{W}{V}$$

Si observamos la fórmula $W = V \cdot I$ veremos que el voltaje y la intensidad de la corriente que fluye por un circuito eléctrico son directamente proporcionales a la potencia; es decir, si uno de ellos aumenta o disminuye su valor, la potencia también aumenta o disminuye de forma proporcional.

Entonces podemos deducir que, 1 watt (W) es igual a 1 ampere de corriente (I) que fluye por un circuito, multiplicado por 1 volt (V) de tensión o voltaje aplicado.

2.3.2.2 Potencia eléctrica en corriente alterna

La energía eléctrica es suministrada a los usuarios en una tensión de corriente alterna, ya que es más fácil reducir o elevar el voltaje con transformadores. La forma de onda de una corriente alterna corresponde a una señal sinusoidal. Este tipo de señal responde a la representación grafica de una de las siguientes ecuaciones:

$$v(t) = A \sin(\omega t + \phi)$$

$$i(t) = A \sin(\omega t + \phi)$$

Donde tenemos que:

A = Se denomina amplitud o valor pico de la senoide

ω = Pulsación o frecuencia angular

ϕ = Angulo de fase, el ángulo de fase se mide en grados o en radianes, y la pulsación en grados por segundo o radianes por segundo.

La senoide es una función periódica, lo que significa que un valor determinado se repite de forma cíclica cada T segundos, para cualquier valor entero de n or lo cual obtenemos la siguiente expresión.

$$v = (t + nT) = v(t)$$

2.3.2.3 Potencia activa.

Es la potencia que representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente consumida por los circuitos. Cuando se habla de demanda eléctrica, es esta potencia la que se utiliza para determinar dicha demanda. Se designa con la letra P y se mide en vatios (W). De acuerdo con su expresión, la ley de Ohm y el triángulo de impedancias: Resultado que indica que la potencia activa es debida a los elementos resistivos.¹⁴

$$P = I \cdot V \cdot \cos \phi = I \cdot Z \cdot \cos \phi = I^2 \cdot Z \cdot \cos \phi = I^2 \cdot R$$

Del resultado de la ecuación obtenemos que los elementos sean puramente resistivos.

2.3.2.4 Potencia reactiva.

Esta potencia no tiene tampoco el carácter realmente de ser consumida y sólo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo útil. Por ello que se dice que es una potencia *desvatada*(no produce vatios), se mide en voltamperios reactivos (**VAR**) y se designa con la letra **Q**. A partir de su expresión, Lo que reafirma en que esta potencia es debida únicamente a los elementos reactivos. Además de utilizar potencia activa para producir un trabajo, los motores, transformadores y demás equipos similares requieren un suministro de potencia

¹⁴ Sistemas eléctricos de potencia (sep). potencia eléctrica [en línea]. <
<http://www.cibelec.org.ve/2010/docs/potencia.pdf>> [citado el 3 de agosto de 2012]

reactiva para generar el campo magnético necesario para su funcionamiento. La potencia reactiva está desfasada 90° de la potencia activa.¹⁵

$$Q = I \cdot V \cdot \sin \phi = I \cdot Z \cdot I \sin \phi = I^2 \cdot Z \cdot \sin \phi = I^2 \cdot X$$

Donde se obtiene por resultado $I^2 \cdot X$ y se confirma que el resultado es debido a elementos puramente reactivos.

2.3.2.5 Potencia aparente.

Es la que resulta de considerar la tensión aplicada al consumo de la corriente que éste demanda. Es también la resultante de la suma de los vectores de la potencia activa y la potencia reactiva. Esta potencia es expresada en volts-amperes (VA).¹⁶

$$S = V \cdot I \sqrt{P^2 + Q^2} \angle \tan^{-1}\left(\frac{Q}{P}\right)$$

2.3.2.6 Factor de potencia (fp)

Es la relación entre las potencias activa (P) y aparente (S) si las corrientes y tensiones son señales sinusoidales. Si estas son señales perfectamente sinusoidales el factor de potencia será igual al $\cos \phi$, o bien el coseno del ángulo que forman los fasores de la corriente y la tensión, designándose en este caso como $\cos \phi$ el valor de dicho ángulo. De acuerdo a la figura 1.

Figura 2. Triangulo de potencias



Fuente: propia de este trabajo

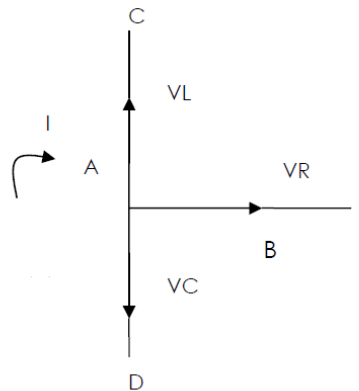
¹⁵Boletín electrónico de difusión periódica de MetAs&Metrólogos Asociados. Potencia reactiva [en línea]. < [en línea]. < <http://www.cibelec.org.ve/2010/docs/Potencia.pdf>> [Citado el 3 de marzo de 2012]

¹⁶Boletín electrónico de difusión periódica de MetAs&Metrólogos Asociados. Potencia aparente, [en línea]. < http://www.metas.com.mx/guiamet/10-02-factor_de_potencia.pdf> [Citado el 3 de marzo de 2012]

2.3.2.6.1 Diagrama Vectorial Del Factor De Potencia

En la figura 2., se muestra para un circuito inductivo se observa que la corriente está atrasada a la tensión, existen dos componentes y uno de ellos es el vector AB, en fase con la tensión y es una potencia activa vista en la carga, la otra componente AC la cual esta atrasada 90 ° representa la potencia reactiva, por lo tanto la relación entre la potencia activa y aparente es llamado factor de potencia.

Figura 3. Diagrama factorial del factor de potencia



Fuente: http://www.metas.com.mx/guiametas/La-Guia-MetAs-10-02-factor_de_potencia.pdf

$$fp = \frac{\text{Potencia Activa}}{\text{Potencia Aparente}} = \frac{V.I. \cos \phi}{V.i} = \cos \phi$$

2.3.2.6.2 Efectos de un bajo factor de potencia.

Un bajo factor de potencia implica un aumento de la corriente aparente y por lo tanto un aumento de las pérdidas eléctricas en el sistema, es decir indica una eficiencia eléctrica baja, lo cual siempre es costoso, ya que el consumo de potencia activa es menor que el producto V.I. (potencia aparente).¹⁷

Efectos de un bajo factor de potencia:

¹⁷Corrector del factor de potencia y control de la demanda, Universidad Autónoma del Occidente [en línea]. < <http://www.si3ea.gov.co/Portals/0/Gie/Tecnologias/factor.pdf> > [Citado el 9 de marzo de 2012]

- Un bajo factor de potencia aumenta el costo de suministrar la potencia activa a la compañía de energía eléctrica, porque tiene que ser transmitida más corriente, y este costo más alto se le cobra directamente al consumidor industrial por medio de cláusulas del factor de potencia incluidas en las tarifas.
- Un bajo factor de potencia también causa sobrecarga en los generadores, transformadores y líneas de distribución dentro de la misma planta industrial, así como también las caídas de voltaje y pérdidas de potencia se tornan mayores de las que deberían ser. Todo esto representa pérdidas y desgaste en equipo industrial.

2.3.2.6.3 Ventajas de la corrección del factor de potencia.

De manera invertida, lo que no produce un efecto adverso produce una ventaja; por lo tanto, el corregir el factor de potencia a niveles más altos, nos da como consecuencia:

- Un menor costo de energía eléctrica. Al mejorar el factor de potencia no se tiene que pagar penalizaciones por mantener un bajo factor de potencia.
- Aumento en la capacidad del sistema. Al mejorar el factor de potencia se reduce la cantidad de corriente reactiva que inicialmente pasaba a través de transformadores, alimentadores, tableros y cables.
- Mejora en la calidad del voltaje. Un bajo factor de potencia puede reducir el voltaje de la planta, cuando se toma corriente reactiva de las líneas de alimentación. Cuando el factor de potencia se reduce, la corriente total de la línea aumenta, debido a la mayor corriente reactiva que circula, causando mayor caída de voltaje a través de la resistencia de la línea, la cual, a su vez, aumenta con la temperatura. Esto se debe a que la caída de voltaje en una línea es igual a la corriente que pasa por la misma multiplicada por la resistencia en la línea.
- Aumento de la disponibilidad de potencia de transformadores, líneas y generadores.
- Aumento de la vida útil de las instalaciones.

2.3.3 Contadores De Energía Eléctrica

Los contadores de energía son aparatos usados para la medida del consumo de energía. Existen varios tipos de medidores dependiendo de su construcción, tipo de energía que mide, clase de precisión y conexión a la red eléctrica.

Los contadores electrónicos basan el conteo de energía eléctrica en sistemas estáticos formados por circuitos electrónicos sin piezas móviles. Son aparatos de gran precisión, de mínimo consumo propio, de una gran previsión y capaces de detectar corrientes muy pequeñas.

El principio de funcionamiento es la elaboración de señales eléctricas proporcionales al producto instantáneo de la tensión y de la intensidad. Las variaciones de este producto Voltaje y corriente, inducen al circuito eléctrico a la emisión de impulsos, cuya frecuencia será proporcional al aumento de dicho producto.

Estos contadores son muy eficientes y muy utilizados por su gran precisión y fiabilidad, su insensibilidad a golpes, vibraciones, colocaciones defectuosas, temperaturas altas o bajas, mala colocación de las fases, desequilibrio entre las mismas.

2.3.3.1 Principios De Funcionamiento Del Contador Electrónico

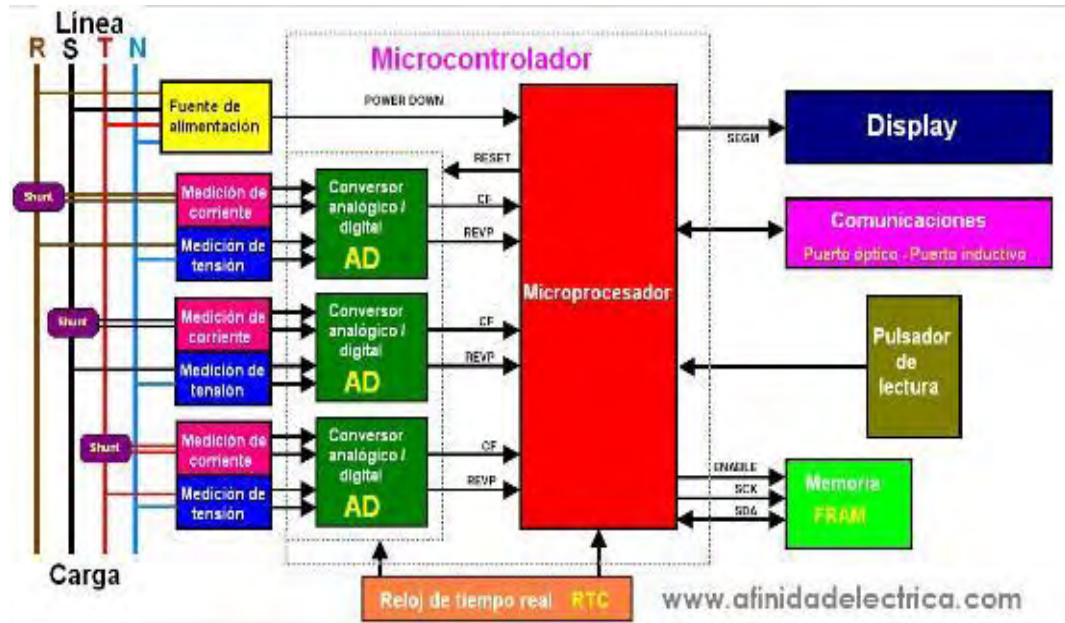
La función de un medidor de energía es sumar e indicar este trabajo eléctrico que corresponde al consumo de la energía, en forma continua. La unidad de energía en el S.I. es el julio, pero, por razones comerciales, para la energía eléctrica, la unidad utilizada es el watio-hora (Wh) o el kilowatio-hora (kWh). La relación entre ambas es: $1 \text{ Wh} = 3\,600 \text{ J} = 3,6 \text{ kJ}$. Los medidores pueden ser de medida de energía eléctrica en corriente continua y en corriente alterna. En el segundo caso lo que ocurre es que la tensión y la intensidad de corriente no suelen estar en fase y ello conlleva que la energía activa no coincida con la aparente, como ocurren corriente continua. Cuando se trata de ondas senoidales como ocurren la red de suministro industrial, se tienen tres tipos de energía,

La medición de energía y el registro se realizan por medio de un proceso analógico-digital utilizando un sistema totalmente electrónico que incluye microprocesadores y memorias y un conjunto de circuitos integrados como se observa en el diagrama de bloques expuesto en la figura 3 . A su vez, de acuerdo a las facilidades implementadas, estos medidores se clasifican como:

3a-Medidores de demanda: miden y almacenan la energía total y una única demanda en las 24 hs. (un solo período, una sola tarifa).

3b-Medidores multitarifa: miden y almacenan energía y demanda en diferentes tramos de tiempo de las 24 hs., a los que le corresponden diferentes tarifas (cuadrantes múltiples). Pueden registrar también la energía reactiva, factor de potencia, y parámetros especiales adicionales.

Figura 4. Esquema de bloques del medidor electrónico



Fuente: www.afinidadelectrica.com

2.3.3.2 Clasificación de los medidores de acuerdo con su construcción

2.3.3.2.1 Contadores con emisión de impulsos.

Son contadores convencionales a los que se añade un sensor y un generador de impulsos de forma que a la vez que gira el disco y comunica el movimiento a los integradores, el sensor está colocado sobre el disco de aluminio. Al pasar el por debajo de un circuito magnético, el sensor detecta el campo y al estar conectado a un circuito electrónico se transforma el pequeño campo magnético en oscilaciones de alta frecuencia o impulsos. Existen también contadores por impulsos óptico, que consiste en sustituir el circuito magnético por una célula óptica. Los impulsos salen al exterior del contador por medio de unos contactos, y son recogidos por un sistema que los procesa para realizar la lectura automática.

2.3.3.2.2 Medidores electrónicos estáticos.

Medidores en los cuales la corriente y la tensión actúan sobre elementos de estado sólido (electrónicos) para producir pulsos de salida y cuya frecuencia es proporcional a los Vatios-hora ó Var-hora. Están contruidos con dispositivos electrónicos, generalmente son de mayor precisión que los electromagnéticos y

por ello se utilizan para medir en centros de energía, donde se justifique su mayor costo.

2.3.3.3 Clasificación de medidores de acuerdo a la energía que miden

2.3.3.3.1 Medidores de energía activa.

Mide el consumo de energía activa en kilovatios/hora, son los aparatos encargados de medir el consumo de energía eléctrica que se expresa en kWh. Dependiendo del suministro, habrá contadores monofásicos o trifásicos, así como contadores para discriminación horaria de doble o triple tarifa. Cumplirá una serie de requerimientos mínimos:

- El sistema de medida empleado será de cuatro hilos.
- El registro de energía activa será realizado en todos los sentidos en que sea posible la circulación de energía, siendo opcional el emplear para ello uno o más aparatos, según convenga.

2.3.3.3.2 Medidores de energía reactiva.

Mide el consumo de energía reactiva en kilovares/hora. La energía reactiva se mide con medidores electrónicos que miden tanto la energía activa como la energía reactiva, pueden ser monofásicos o trifásicos. El principio de funcionamiento así como los elementos que lo componen son similares a los del contador de activa, si bien la bobina amperimétrica y la voltimétrica están desfasadas varios grados dependiente del esquema de conexión, para poder medir la componente vertical de la energía aparente hay varios sistemas para conseguirlo, pero el más usual es colocar una resistencia pura sobre las bobinas de tensión y de intensidad.

Los medidores de energía reactiva cumplen con los siguientes requerimientos mínimos:

- El sistema de medida empleado será de cuatro hilos
- El registro de energía reactiva será realizado en todos los cuadrantes en los que sea posible la circulación de energía, siendo opcional el emplear para ello uno o más aparatos, según convenga

2.3.3.4 De acuerdo con la exactitud

Según la norma NTC 2288 y 2148, los medidores se dividen en 3 clases: 0.5, 1 y 2.

Medidores clase 0.5. Se utilizan para medir la energía activa suministrada en bloque en punto de frontera con otras empresas electrificadoras o grandes consumidores alimentados a 115 kV.

Medidores clase 1. Incluye los medidores trifásicos para medir energía activa y

reactiva de grandes consumidores, para clientes mayores de 55 kW. Cuando el cliente es no regulado la tarifa es horaria, por tanto el medidor electrónico debetener puerto de comunicación o modem para enviar la información a través de la línea telefónica.

Medidores clase 2. Es la clasificación básica e incluye los medidores monofásicos y trifásicos para medirenergía activa en casas, oficinas, locales comerciales y pequeñas industrias con cargas menores de 55 kW.

El índice de clase 0.5, 1, y 2 significa los límites de error porcentual admisible para todos los valores de corriente entre el 10% nominal y la I máxima con un factor de potencia igual a uno.

Los medidores electrónicos de energía activa, deben cumplir con la norma NTC 2147 “Medidores Estáticos de Energía Activa. Especificaciones Metrológicas para clase 0.2S y 0.5S” y NTC 4052 “Medidores Estáticos de Energía Activa para corriente alterna clase 1 y2”.

2.3.4 Calibración Y Parametrizacion

La calibración es el conjunto de operaciones que establecen, en condiciones específicas, la relación entre los valores de una magnitud indicados por un instrumento de medida o un sistema de medida, o los valores representados por una medida material, y los correspondientes valores conocidos de un mesurando. El resultado de una calibración permite la estimación del error indicado por un instrumento de medida, sistema de medida o medida material. Una calibración puede terminar también otras propiedades metrológicas. Los resultados de una calibración pueden ser registrados en un documento denominado “Certificado de calibración”

2.3.4.1 Equipos y materiales

Para realizar la calibración es necesario disponer de un sistema de medida compuesto por los siguientes equipos y características:

Un medidor de energía eléctrica, que actuará como patrón en la calibración, cuya exactitud debiera ser mejor que la del medidor a calibrar este debe ser al menos cuatro veces mejor.

Este patrón de referencia del laboratorio debe poseer un certificado de calibración en vigor, el cual habrá sido extendido por un laboratorio acreditado en el ámbito de su acreditación o un laboratorio nacional, esto asegura la trazabilidad de las medidas.

Un sistema que suministre la energía que ha de ser medida. Estará formado por una fuente de tensión y otra de intensidad de corriente, que serán independientes la una de la otra. Cuando se trate de corriente alterna se tendrá la precaución de

que ambas fuentes tengan una alimentación común para asegurar que la frecuencia sea la misma, y como será necesario conseguir cargas con distinto ángulo de fase, para conseguirlo, el sistema incorporará un decalador de fase, que es un dispositivo que permite retrasar o adelantar la onda de tensión con respecto a la de intensidad con el fin de corregir el ángulo de fase entre ellas. A este tipo de carga generada por dos fuentes que se regulan de forma independiente se le llama carga “fantasma” o “ficticia”, y es la empleada en la calibración de medidores de energía.

La distorsión de la onda de tensión y de la onda de intensidad será inferior a la que admita el patrón y el medidor a calibrar, y vendrá indicada en su manual, y en caso contrario se tendrá en cuenta su influencia.

Contador de pulsos patrón, en el caso de que exista una salida de pulsos en el medidor de energía.

La calibración del medidor se realiza durante el proceso de fabricación y después de una reparación si es necesaria. Durante la calibración se compensan los desplazamientos de la fase de corriente y la señal de cero, se eligen los coeficientes de la transmisión de corriente y tensión. Así se consigue la precisión requerida del medidor. Los coeficientes de calibración se programan a través de un computador mediante la interfaz óptica y se graban en la memoria EEPROM. Esto puede realizarse solamente abriendo la tapa precintada del medidor. Para la calibración del medidor hay que tener el software especial de programación y los patrones de potencia y de corrientes alternas. Por eso la calibración de los medidores se realiza solamente por el fabricante o sus representantes autorizados.

2.3.5 Sistema De Telemedida

Un sistema de telemedida está conformado por un grupo de elementos electrónicos, que tienen como objetivo comunicarse remotamente entre sí, ofreciendo de esta manera, un canal de comunicación para la transferencia de datos y monitoreo entre un ente central y una o más estaciones remotas. La telemedida se encuentra ampliamente difundida por su extensa gama de aplicaciones que van desde lo más simple como lo es una telemedición de un consumo energético, hasta lo más complejo como lo es la telemedición de estaciones espaciales.

Las redes de telemedida se caracterizan por disponer de un alto número de puntos de medición, ubicados a grandes distancias del ente central, estas áreas pueden estar geográficamente dispersas. Estas redes permiten el registro, descarga y control de datos en tiempo real.

Los principales elementos de una red de telemedida son:

- Los sensores o transductores
- La terminal remota
- El sistema de comunicaciones

- El centro de supervisión y control
- El software especializado de supervisión

2.3.5.1 Sensores y transductores.

Son los sistemas que convierten cada magnitud física a monitorear o controlar, en una señal analógica o digital que podrá ser procesada por la terminal remota, estos dispositivos normalmente tienen una respuesta lineal. Debe tomarse en cuenta todos los parámetros que se encuentren implicados en la medición, como por ejemplo, la magnitud a medir, el rango, la precisión de la medida, la resolución, el margen dinámico (rango de los valores de la salida que cumplen con la linealidad), la señal de salida (analógica o digital).

2.3.5.2 Terminal remota.

Es una unidad electrónica de adquisición de datos. Normalmente es un sistema electrónico diseñado con microprocesador o microcontrolador de bajo consumo que dispone de los dispositivos analógico/digital o de las interfaces necesarias para tomar periódicamente las muestras de los sensores. Este elemento debe disponer de interfaces de comunicación.

2.3.5.3 Sistema de comunicación

Son equipos electrónicos que reciben los datos de la terminal remota y los transmite al centro de supervisión y control. Dependiendo de la distribución geográfica y las distancias entre el ente central y las unidades remotas, se pueden utilizar diversas tecnologías de comunicación, las utilizadas en el desarrollo del proyecto son:

- Redes de cable dedicadas (redes de área local)
- Redes de cable públicas (red telefónica básica, red digital de servicios integrados, línea de abonado digital asimétrica, etc.).
- Telefonía móvil GSM Global System for Mobil Communication,
- GPRS (General Packet Radio Service)
- Satélites (geoestacionarios).

La elección de un tipo u otro va a depender varios factores, entre ellos, la existencia o no de servicios de comunicación en el lugar de interés, el coste del tráfico de datos, el coste de los equipos, velocidad de transferencia, consumo de los equipos, y la implementación va a depender de la relación costo beneficio que tenga cada tecnología a implementar.

2.3.5.4 Centro de supervisión y control.

Es el sitio especializado donde se recibe, centraliza, almacena y procesa la información en tiempo real, de forma periódica y automática o a solicitud del operador. En el desarrollo del proyecto el monitoreo y control se lo realizo en horarios acordados con los usuarios, para los cuales este proceso se lo hacia a

través de línea telefónica. Los principales elementos que lo componen son; computadores, sistemas de comunicación, impresoras.

2.3.5.5 Programa especializado

A través del programa de supervisión y/o control el operador puede interactuar con los elementos remotos del sistema. Según sea la aplicación, el programa puede disponer de interfaces de comunicación normalizados, registros de alarmas, registro y presentación gráfica de datos históricos, etc. Entre las ventajas que se pueden obtener de la implementación de una red de telemedida se pueden mencionar las siguientes.

- Facturación y lecturas automáticas programadas según los requerimientos del operador.
- Visualización de potencias y energías en modo digital, logrando con ello una mayor precisión en las mediciones.
- Mantenimiento en memoria de los datos de facturación de periodos anteriores.
- Acceso en cualquier momento a las unidades remotas de medición.
- Controlar desde un punto central el estado de consumos y facturación de multipuntos sin necesidad de desplegar recurso humano.
- Mediante la instalación de un programa específico, es posible realizar simulaciones de facturación, por medio del cual podemos anticipar el importe de la factura que se estaría generando al final del ciclo mensual.

3 MARCO LEGAL

La Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG¹⁸, mediante Resolución No. 025 de 1995, estableció el Código de Redes como parte del Reglamento de Operación. En Código de Medida, se establecen las características y condiciones que deben cumplir los equipos de medida ubicados en las fronteras comerciales del mercado mayorista, para efectos de liquidar las transacciones comerciales a los agentes comercializadores y generadores que participan en dicho mercado. En el Código de Distribución establecido por la CREG mediante Resolución 070 de 1998, se establecen los requisitos que deben cumplir los equipos de medidas pertenecientes a los usuarios finales, que no son fronteras comerciales del mercado mayorista.

3.1 DEFINICIONES

Es importante considerar las siguientes definiciones para efectos de este documento:

Frontera Comercial de usuario final: Se define como frontera comercial entre el OR, o el comercializador y el Usuario, los puntos de conexión del sistema de medición, a partir del cual este último se responsabiliza por los consumos y riesgos operativos inherentes a su Red Interna.

Frontera Comercial del mercado mayorista: Se define como frontera comercial entre dos agentes del mercado el punto de conexión del sistema de medición, a partir del cual uno de los agentes se responsabiliza por los consumos y riesgos operativos inherentes a la red aguas abajo de la frontera comercial. Por lo tanto, cada agente participante del mercado mayorista puede tener uno o más puntos de frontera comercial.

Frontera Comercial: Se define como frontera comercial entre dos agentes del mercado el punto de conexión del equipo de medida, a partir del cual uno de los agentes se responsabiliza por los consumos, y riesgos operativos inherentes a la red aguas debajo de la frontera comercial. Esta frontera solo define el punto de medición pero no la responsabilidad por las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución. Por lo tanto, cada agente participante del mercado mayorista puede tener uno o más puntos de frontera comercial.

Tipos de fronteras comerciales en el mercado mayorista: en el mercado mayorista se presentan los siguientes tipos de fronteras comerciales:

¹⁸ CREG. Comisión de regulación de energía y gas de Colombia

- **Generación:** Determina la generación real de las plantas conectadas al Sistema Interconectado Nacional.
- **Consumos auxiliares de generación:** Frontera en la cual se mide el consumo de los equipos auxiliares de generación que son tomados de alguna de las redes del Sistema Interconectado Nacional.
- **Fronteras del STN:** Aquellas en las cuales se mide la energía que se importa o exporta al Sistema de Transmisión Nacional por parte de un comercializador.
- **Fronteras entre comercializadores:** Fronteras en las cuales se determina el flujo de energía entre mercados atendidos por 2 comercializadores diferentes, y que no están asociadas al consumo específico de un solo usuario.
- **Fronteras de UNR:** Fronteras que determinan el consumo de un Usuario No Regulado, en los términos especificados para el cumplimiento de las condiciones de No Regulados establecidos en la reglamentación vigente.
- **Fronteras Reguladas:** Fronteras que determinan el consumo de un único usuario regulado.
- **Frontera Principal.** Es la frontera de usuario, a partir de la cual se encuentran conectados la frontera comercial y los activos de conexión al Sistema Interconectado Nacional de un Generador Embebido, de un usuario o de varios de los anteriores. En todos los casos, este tipo de fronteras deben cumplir con las características que se exigen para un UNR.
- **Frontera Embebida.** Es la frontera de usuario, frontera entre comercializadores, frontera virtual o frontera de un Generador Embebido que se conecta al SIN mediante los activos de conexión de terceros a través de una frontera Principal.

Tipos de comercializadores en el mercado mayorista: Para efectos de determinar los balances de energía, se tienen los siguientes tipos de comercializadores en una misma frontera comercial:

- **Comercializador entrante importador:** Es aquel que recibe la energía en una frontera comercial.
- **Comercializador incúmbete exportador:** Es aquel que entrega la energía en una frontera comercial.

3.2 RESPONSABILIDAD DE LA MEDIDA

Fronteras Telemedidas: El responsable sería el agente que las representa ante el ASIC. La responsabilidad por la medición sigue siendo del comercializador de energía que atiende el usuario o que representa la frontera comercial ante el mercado mayorista.

Fronteras no Telemedidas: El responsable de la lectura y reporte de información sería el agente comercializador que atiende el mayor número de usuarios en el mercado en el cual se encuentra la frontera.

3.3 DISTRIBUCIÓN

3.3.1 La actividad de Distribución

En Colombia el Distribuidor opera los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local a niveles de tensión inferiores a 220 kV, conocidos como niveles 1, 2, 3 y 4 que abarcan desde baja tensión hasta subtransmisión (las tensiones de operación que varían según la región son: 0,208kV, 11.4 kV, 13.2 kV, 34.5 kV, 44 kV, 57.5 kV, 110 kV y 115 kV). Los distribuidores constituyen monopolios naturales regionales con ingresos regulados soportados en criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio.

La metodología general que regula la actividad de distribución se define según la Resolución CREG 097 de 2008.

3.3.2 Papel del distribuidor como intermediario en la energía

Formalmente el distribuidor (Operador de Red - OR) no actúa como intermediario de energía entre el mercado y los consumidores regulados. Según se expone más adelante, dicha función es ejercida por comercializadores, entre los que se encuentran las propias empresas de distribución, en un régimen de separación contable entre ambas actividades.

3.3.3 Determinación de los activos del distribuidor a remunerar

Se distinguen cuatro niveles de tensión a los efectos del cálculo de las remuneraciones que pueden percibir los distribuidores, distinguiéndose:

- Nivel 1 - Tensión menor a 1 kV
- Nivel 2 - Tensión mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV
- Nivel 3 - Tensión mayor o igual a 30 kV y menor a 57.5 kV
- Nivel 4 - Tensión mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV

Los ingresos del Operador de Red por los sistemas distribución asociados a los niveles de tensión 1, 2 y 3, se determinan mediante un mecanismo de pricecap,

donde la CREG determina para cada nivel de tensión un cargo máximo unitario que puede cobrar el distribuidor por unidad de energía distribuida. Para subtransmisión o nivel 4 de tensión se determina un ingreso máximo dadas las instalaciones del distribuidor.

El cargo máximo para la remuneración de los activos de nivel 1 lo determina la CREG a partir del valor de reposición a nuevo de los activos -VNR- y la demanda asociada. El VNR de los activos se determina a partir de valorar los transformadores existentes y la red de baja tensión asociada, con base en la definición del costo de los circuitos típicos por OR (definidos sobre una muestra estratificada de circuitos por empresa) y la aplicación de dichos valores al universo de la infraestructura de cada distribuidor. Cada circuito típico se valora a partir del costo unitario instalado de los materiales y equipos que el regulador establece en la metodología general.

Los costos anuales utilizados para la remuneración de los activos de los sistemas de nivel 2, 3 y 4 resultan de calcular las anualidades del inventario de instalaciones reales del distribuidor (descrito según el inventario de unidades constructivas predefinidas y tomando los valores de reposición a nuevo determinados por la CREG).

Para todos los niveles de tensión se aplica un criterio según el cual la valoración a nuevo resulta en un 90% de los costos reconocidos en el anterior periodo regulatorio y un 10% de la nueva base de costos de las unidades constructivas definidas en la resolución 097 de 2008, ajustando en todo caso los costos reconocidos que van al 90% con el WACC del nuevo periodo.

Tasa de retorno de los activos

Las tasas de retorno se calculan con el método *WeightedAverageCost of Capital – WACC-* y se definen en la Resolución CREG 093 de 2008. La tasa de retorno para activos de los niveles de tensión 1, 2 y 3 es de 13.9% y para los activos de nivel 4 es de 13% expresadas en términos reales antes de impuestos.

3.3.4 Comercialización

La actividad de comercialización de energía consiste en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados; y su representación ante el mercado de energía. En Colombia, la comercialización se puede realizar conjuntamente por generadores, distribuidores o de manera independiente, bajo un régimen de separación contable entre actividades.

El comercializador que atiende el mercado regulado, el cual generalmente coincide con el distribuidor comercializador, es remunerado mediante un cargo máximo por mercado (costo base de comercialización), que reconoce los costos de todos los procesos comerciales desde la lectura de contadores hasta el recaudo, atención al cliente, gestión de compra de energía, y un margen del 15% sobre los anteriores costos.

El costo de comercialización se variabiliza utilizando el consumo medio de cada mercado. Sin embargo, en la fórmula tarifaria vigente se prevé la aplicación de un cargo fijo y otro variable con el fin de remunerar los costos y riesgos de la actividad.

Conforme a lo anterior, el comercializador factura la totalidad de los costos de las etapas del servicio a los clientes regulados según se establece en la Resolución CREG 119 de 2007. Para el traslado de costos de compra de energía, el esquema

permite trasladar los costos de compra mediante contratos, aplicando una señal de eficiencia al comparar los costos propios con el costo promedio de todos los contratos bilaterales con destino al mercado regulado. A su vez el costo de compras en bolsa de energía es un pass-through aunque contempla un factor de ajuste para atenuar las volatilidades asociadas a las compras en bolsa cuando el precio rebasa una condición particular.

Actualmente el regulador, ha previsto en la fórmula tarifaria la entrada de un esquema de subastas para el cubrimiento del 100% de la energía del mercado regulado denominado Mercado Organizado Regulado (MOR), el cual se encuentra en proceso de desarrollo.

Adicionalmente, la fórmula permite trasladar los costos de Transmisión, Distribución y Comercialización, y el costo de las pérdidas hasta un nivel regulado.

Para el caso del mercado no regulado, y como ya se mencionó anteriormente, el usuario pacta libremente la tarifa con el comercializador que escoge le represente ante el mercado.

4 METODOLOGÍA

Antes de comenzar con el proceso de monitoreo y control de energía eléctrica mediante el sistema de teledadida en necesario realizar una revisión bibliográfica de los sistemas y tecnologías utilizadas en el desarrollo de este proceso, en la metodología aquí consignada describe detalladamente los pasos y procedimientos que se emplearon para cumplir con los alcances y objetivos del proyecto.

Adicionalmente en el ANEXO D se incluyen tablas de soluciones empleadas en el mantenimiento de los equipos donde se presentan las fallas más comunes, su descripción y solución.

4.1 SISTEMAS DE TELEMEDIDA UTILIZADOS EN EL CENTRO TÉCNICO DE CEDENAR S.A. E.S.P.

El sistema de teledadida es el encargado de realizar mediciones en un punto remoto para luego transmitirlo a un centro de control, el equipo utilizado en cualquier sistema de teledadida debe ser capaz de medir una magnitud física, producir una señal que pueda modificarse de alguna manera para transportar los datos medidos y transmitir esa señal codificada por algún tipo de canal de transmisión. Ver figura 4.

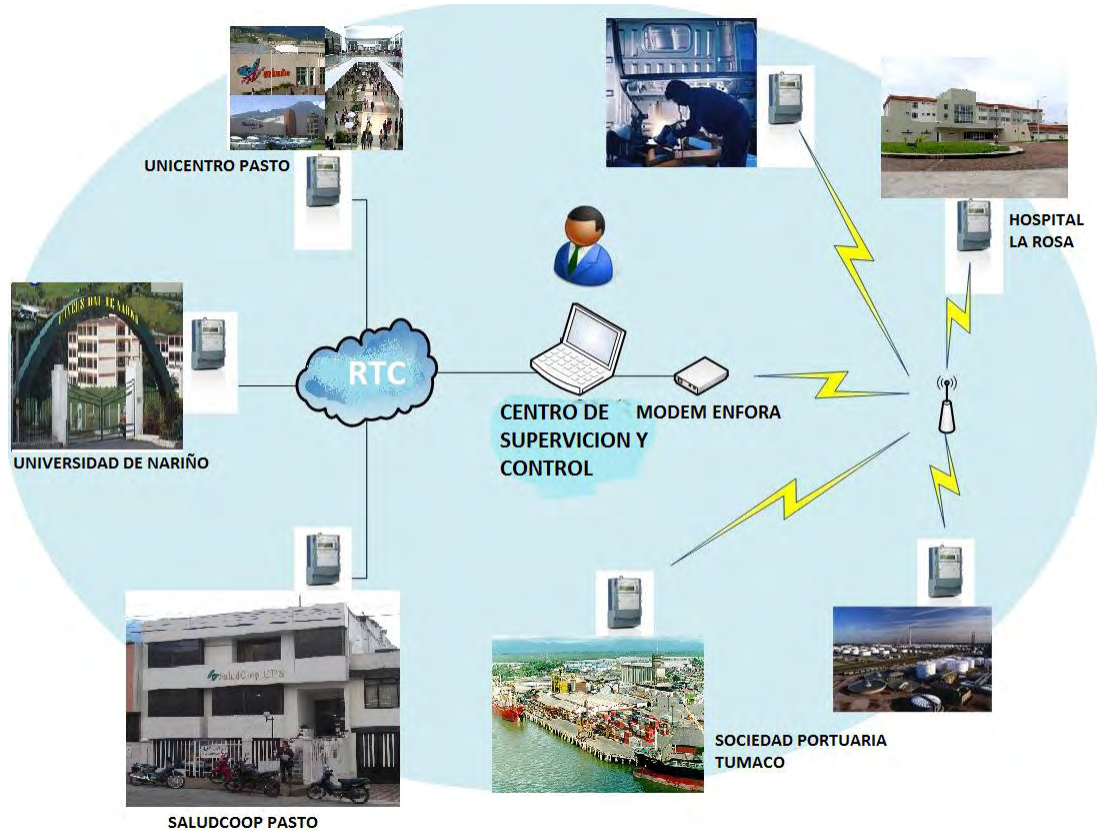
La medición a distancia es relativa, ya que la teledadida también se utiliza para obtener información en lugares cercanos pero de acceso difícil, peligroso e incluso imposible.

El sistema de teledadida existente se centra en el monitoreo y supervisión de consumos energéticos de grandes clientes y puntos frontera. Los grandes clientes lo conforman suministros que exigen un alto consumo energético, como lo son, fábricas, ingenios, centros comerciales, universidades etc. Mientras que los puntos frontera son los puntos límite entre un distribuidor de energía eléctrica y otro, ejemplos de ellos pueden ser, los puntos en donde se entrega la energía eléctrica a una distribución eléctrica privada o municipal.

Parte del sistema hace uso de la red de telefonía celular la red telefónica conmutada para la transferencia e intercambio de información entre la unidad central y los puntos remotos, y parte el procedimiento se hace por red telefónica conmutada (RTC), ver figura 5

A continuación se detallan cada uno de los elementos que conforman el sistema existente, así como sus características principales.

Figura 5. Esquema general del sistema de telemedida



Fuente: propia de este trabajo

4.1.1 Centro de supervisión y control

El centro de gestión corresponde al centro de supervisión, está constituido por una computadora y varios programas especializados, los principales elementos que lo componen son los equipos informáticos (servidor, pantallas gráficas e impresoras), los sistemas centrales de comunicaciones y opcionalmente, sistemas de visualización sinóptica, por medio de los cuales el operador puede interactuar con las unidades remotas para accederlas y descargar los diferentes perfiles de consumos energéticos, fallas, historiales, configuraciones y parametrizaciones actuales. Este lugar que para el caso del desarrollo del proyecto fue el Centro Técnico de la empresa, en este sitio se recibe, centraliza y almacena la información en tiempo real, de forma periódica y automática o a solicitud del operador.

4.1.2 Sistema de comunicación

El sistema de comunicación de la red de teleducada se encuentra constituida sobre la plataforma GSM del inglés, *Global System for Mobile Communication* y la red telefónica pública.

4.1.2.1 Red Telefónica Conmutada (RTC)

La Red Telefónica Conmutada (RTC), también llamada Red Telefónica Básica (RTB). Es un conjunto ordenado de medios de transmisión y conmutación por la que circula habitualmente las vibraciones de la voz, las cuales son traducidas en impulsos eléctricos que se transmiten a través de dos hilos de cobre. A este tipo de comunicación se denomina analógica. La señal del ordenador, que es digital, se convierte en analógica a través de un módem y se transmite por la línea telefónica. El objetivo fundamental de la red telefónica conmutada es conseguir la conexión entre todos los usuarios de la red, a nivel geográfico local, nacional e internacional.

Una comunicación establecida por una red telefónica, puede alcanzar una velocidad de conexión de hasta 56 kbps. Utiliza unos protocolos de transmisión que son utilizados para coordinar el proceso de envío y recepción de datos y también influyen decisivamente en las velocidades que se pueden alcanzar. De manera similar, la estandarización de protocolos y métodos de conexión permiten la comunicación entre módems de diversas marcas y modelos.

4.1.2.2 RED TELEFONICA VIA GPRS

GPRS (General Packet Radio Service) es un sistema de comunicaciones inalámbricas basado en la conmutación de paquetes. Pertenece a la denominada generación 2.5 (2.5G), por ser el resultado de la evolución de GSM (2G) y representar un paso hacia los sistemas 3G.

Es una tecnología superpuesta a la infraestructura GSM existente (Fig., es decir, sólo requiere unas modificaciones sobre la red GSM (añadir nuevos elementos que funcionen como pasarelas específicas para la conexión de datos); por lo que continúa soportando los servicios de dicha tecnología y añade uno nuevo que permite la transmisión de paquetes vía radio, utilizando el protocolo IP. Esta característica ha hecho posible que GPRS permita la conexión a Internet.

4.1.2.3 Infraestructura GSM

El Sistema Global para las comunicaciones móviles (GSM) es un sistema estándar de comunicación inalámbrica. Por medio de esta red es posible el intercambio de información, principalmente de equipos móviles. Con ello es posible enviar o recibir tanto Voz, Datos y mensajería SMS. Mas adelante se describe la configuración para realizar una llamada de Datos utilizando el módem de Enfora modelo GSM1218.

Una llamada de Datos se puede hacer de dos maneras:

- Como comunicación punto a punto por medio de CSD (CircuitSwitch Data).

- utilizando GPRS (General Packett Radio Service).

La llamada CSD, permite la conexión directa entre dos módulos, donde todo lo que se escriba en uno, se envía al otro y viceversa. La desventaja es que se necesita tiempo para conectarse y los datos se envían mientras se esté conectado. El cargo por servicio se realiza por tiempo de conexión.

En una llamada GPRS, la conexión se realiza a través de Internet, y el cargo por servicio es por tráfico realizado, por lo que se puede estar todo el tiempo conectado, ahorrándose el tiempo en que necesita conectarse en cada sesión, ya que sólo se conecta una vez y permanece así, y no como en una llamada CSD, donde la conexión debe realizarse cada vez que se mandan datos. La conexión por GPRS, permite la comunicación con cualquier página web o servidor de forma inalámbrica utilizando la red GSM de telefonía celular.

Elementos para establecer la conexión de la red de telemedida;

- Modem GSM/GPRS Enforamodelo GSM1218 Quad-Band SA-GL
- Cable serial para conexión a un PC
- Windows XP con hyperterminal o programa similar
- Una tarjeta SIM con proveedor de servicio nacional.

A continuación se muestra un esquema de los elementos que componen la red. Todos ellos están presentes en la red GPRS; pero con ciertas modificaciones, consistentes en la actualización del software existente y en la implantación de nuevos elementos.

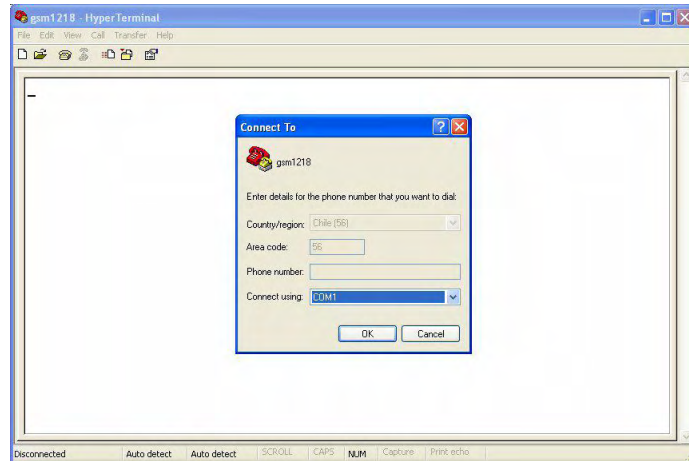
4.1.2.4 Tarjeta SIM:

Un elemento importante de los terminales es la SIM (SubscriberIdentity Module). Es una tarjeta que permite personalizar al terminal. En ella se encuentran los parámetros identificativos del usuario y los tipos de servicios contratados. Esta tarjeta se inserta en el interior del móvil, permitiendo al usuario el acceso a la red. Contiene los números de seguridad para evitar el uso fraudulento del Terminal móvil.

4.1.2.5 Configuración Hyperterminal

El hyperterminal se utiliza para enviar comandos AT al módulo GSM1218, por medio de los cuales se permite el manejo de todas las funcionalidades del modem. Para ingresar al hyperterminal, se ingresa por 'Inicio->Accesorios->Comunicaciones->Hyperterminal'. Aparecerá una pantalla pidiendo un Nombre para la conexión. En la configuración se configuro con nombre '**gsm1218**'. Luego aparecerá una pantalla como la siguiente:

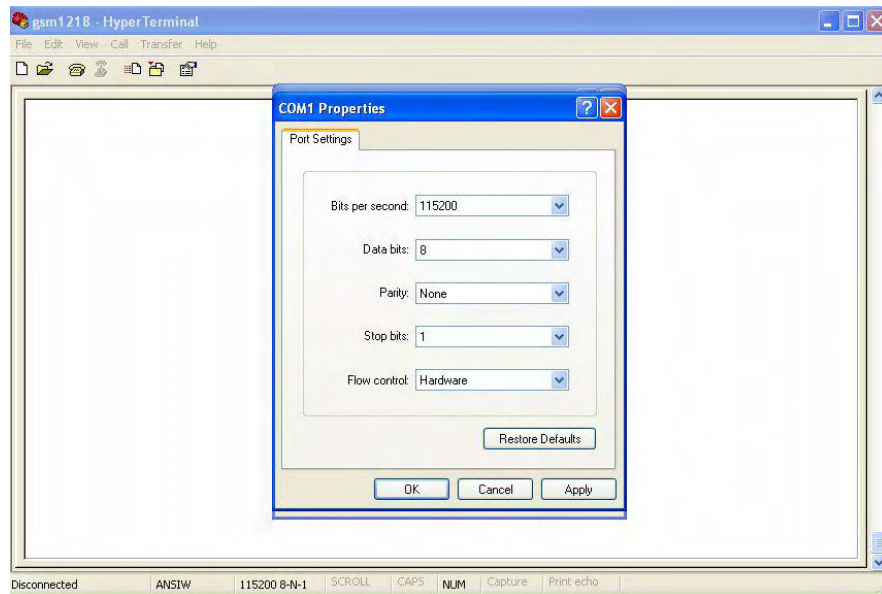
Figura 6. Inicio de la sesión en hyperterminal y selección de puerto



Fuente: propia de este trabajo

Por defecto los módem Enfora transfieren datos a 115200bps/8/N/1 como se muestra en la figura 3. Se debe tener especial cuidado en la configuración, especialmente en 'Bits per second', donde si es primera vez que ocupa el módem, la opción por defecto es de 115200, En 'Data bits', 'Parity' y 'Stop bits' la opción por defecto es 8, None y 1. En 'Flow Control' debe usarse la opción 'Hardware'.

Figura 7. Configuración del puerto de comunicación



Fuente: propia de este trabajo

4.1.3 COMANDOS AT

Los comandos AT están compuestos por cadenas de caracteres ASCII que para su ejecución se debe anteponer el prefijo "AT" a excepción de los comandos de pause y de repetición de comando anterior en los que no se requiere. El prefijo AT deriva de la palabra "ATention" que solicita al modem ponga atención a la solicitud de comando presente, son de carácter genérico en su mayoría, ya que un mismo comando funciona en modelos de distintas marcas, haciendo que un programa basado en comandos AT sea inmensamente robusto y compatible con la mayor parte de los dispositivos disponibles en el mercado. La gran parte de los módems disponibles reconocen los comandos AT mas utilizados. Por lo mismo, la tecnología GSM ha adaptado el uso de estos comandos, teniendo comandos específicos que pueden ser encontrados en documentación especializada sobre el módulo GSM. Los comandos AT se dividen en dos grupos

De ejecución de acciones inmediatas en el cual se ejecutan las acciones ATD marcación, ATA contestación o ATH desconexión.

De configuración de algún parámetro del módem en este caso el módem responde tras la ejecución de un comando AT

Aunque la finalidad principal de los comandos AT es la comunicación con los módems, la telefonía móvil GSM también ha adoptado como estándar este lenguaje para poder comunicarse con sus terminales, teniendo comandos específicos que pueden ser encontrados en documentación especializada sobre el módulo GSM. De esta forma todos los módems, ya sean telefónicos o GSM/GPRS, poseen un grupo de comandos AT específico, que sirve de interfaz para configurar y proporcionar instrucciones a los terminales. Dependiendo del módulo usado, es la implementación que se le da a los comandos y no depende del medio de comunicación, que puede ser serial, infrarrojo o Bluetooth. El objetivo de los comandos AT es configurar de una manera adecuada un dispositivo para que funcione como el usuario lo desee.

La programación de un módem con comandos AT, generalmente se realiza por medio de la interfaz RS-232, usando el hyperterminal a través de un puerto COM o con un emulador de un puerto COM virtual usando la interfaz USB. Programar un modem consiste en establecer una serie de parámetros, con los cuales se pueda configurar dicho dispositivo para realizar el proceso de conexión y transmisión de datos. Algunos de los parámetros configurados son, velocidad de transmisión, número de timbres antes de contestar una llamada entrante de manera automática para el caso de línea telefónica, selección de una modulación específica, habilitar o deshabilitar el control de flujo, entre otros.

En módems GSM/GPRS, los comandos AT, permiten controlar los eventos y servicios de la red GSM/GPRS. Entre otros parámetros, se configura el contexto PDP (Packet Data Protocol), el nombre del punto de acceso a la red del servidor - APN(Access Point Name), además se puede verificar el registro automático en la red GSM y GPRS, modo de operación, estado de conexión y otros eventos.

Los comandos AT en su mayoría empiezan con el prefijo “AT”, siendo las excepciones el comando “A” que repite el ultimo comando introducido y la secuencia triple del carácter de “Escape”. Cada acción que se desee viene precedida por este prefijo.

A medida que se fueron requiriendo más funciones en los módems, se tuvo la necesidad de agregar más comandos. A estos comandos se los llama extendidos y tienen la forma AT&X donde “&” indica que el comando X es extendido. Así mismo cada fabricante introdujo otros que no fueron estándares y cumplían funciones específicas. No todos los módems responden a estos comandos. En resumen, a los comandos AT se los puede dividir en 4 grupos:

- Comandos básicos (AT...): estos comandos fueron los que inicialmente fueron definidos y se usan para desarrollar las funciones básicas de un modem como son: realización de llamadas, recepción-envío de SMS, conexión y envío de paquetes por GPRS.
- Comandos de registro (ATSi=, ó ATSi?): modifican los valores de los registros internos del módem o solicitan su valor actual, (i) es el identificador del registro.
- Comandos extendidos (AT&...): son comandos adicionales que se agregaron posteriormente a las definiciones de los comando básicos. Generalmente cumplen funciones más complejas que los básicos.
- Comandos propietarios (AT%...): definidos por el fabricante del equipo, para cambiar o establecer parámetros de las aplicaciones.

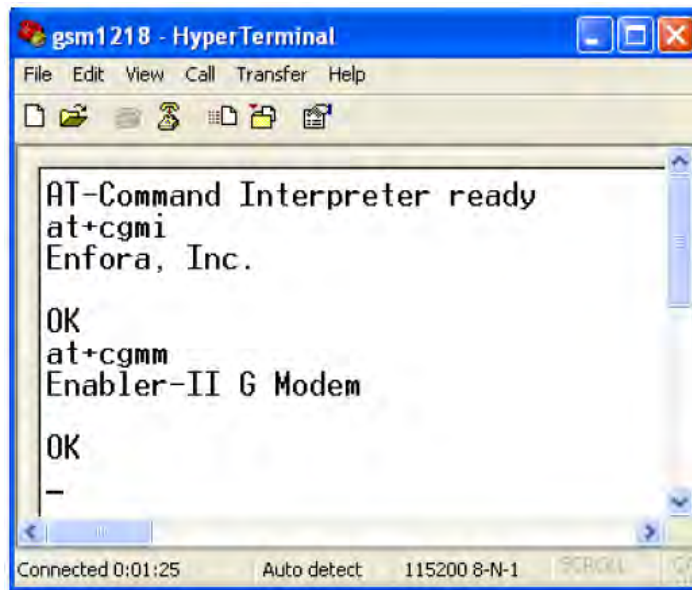
Algunos comandos, llevan al final un signo de interrogación (?). Esto quiere decir que se está pidiendo información. Mientras que un signo igual (=) quiere decir que se está configurando un parámetro, donde luego del signo igual se ingresa el valor o valores de los parámetros separados por coma que se desean ajustar. La expresión igual-interrogación (=?), se usa para obtener todo el rango de valores posibles que se pueden configurar.

Ante cualquier comando enviado al módem, éste responde con el resultado de la operación: “OK”, “ERROR”, CONNECT, etc. El operador de la terminal puede elegir que el resultado, en vez de aparecer en forma alfabética, aparezca de forma numérica donde cada número corresponde a una respuesta en particular. Por ejemplo “OK” tiene por valor cero.

El comando para elegir la forma de la respuesta es ATV donde ATV1 activa la respuesta alfabética y ATV0 la numérica. Esta última forma es útil cuando es un programa y no un usuario el que se está comunicándose con el módem y necesita de un valor numérico para comparar y tomar una acción correspondiente. Las tablas en el Anexo A, son un resumen de los comandos más usados en la programación de módems telefónicos y GSM.

Los comandos AT, poseen en su mayoría un prefijo dado por 'AT'. Cada acción que se desee viene precedida por este prefijo. Así por ejemplo, si se quiere obtener información de identificación del fabricante, se debe ingresar el comando AT+CGMI, donde en este caso se obtendrá como respuesta Enfora, Inc.. Si se desea información sobre la identificación del modelo se debe ingresar AT+CGMM, obteniendo como respuesta Enabler-II G Módem. Los comandos se pueden ingresar tanto con minúsculas como con mayúsculas. En el hyperterminal se miraría como se muestra en la figura 9.

Figura 8. Respuesta de comandos AT



```
gsm1218 - HyperTerminal
File Edit View Call Transfer Help
AT-Command Interpreter ready
at+cgmi
Enfora, Inc.
OK
at+cgm
Enabler-II G Modem
OK
-
Connected 0:01:25 Auto detect 115200 8-N-1
```

Fuente: Ingeniería MCI Ltda.

4.1.4 Controladores de sistema

Hay dos tipos de sistemas automatizados de lectura de datos: el primero es con el uso de controladores externos y el segundo con los módulos internos integrados en el medidor. Usando equipos externos el medidor transmite los datos a los controladores a través de las interfaces RS485, RS232 o lazo de corriente. Los medidores ELGAMA, tienen la posibilidad de transmitir los datos simultáneamente a través de dos interfaces de comunicación independientes realizando al mismo tiempo medición técnica y comercial. Los controladores pueden transmitir a los sistemas de gestión de datos de los clientes usando tecnologías GSM/GPRS, PSTN, LAN/WAN/Internet y radio.

Los medidores que tienen módulos internos de comunicación transmiten los datos directamente al sistema central de gestión de datos, usando las mismas tecnologías.

4.2 MEDIDORES ELECTRÓNICOS ESPECIALES

Para describir las características en cuanto a construcción y especificaciones de parametrización y programación de medidores electrónicos se tomo como base un medidor construido por ELGAMA EPQS.

4.2.1 Campo de aplicación y características técnicas del contador

El contador EPQS es un instrumento multifuncional de medida de energía eléctrica que cumple con las exigencias de la norma internacional IEC EN 61036 para los contadores de clase 0.2S, 0.5S (IEC 62053-22), 2 (IEC62053-23) conexión indirecta, 1 (IEC 62053-21), 2 (IEC 62053-23) conexión directa. El contador se conecta a las redes trifilares o tetrafilares. La estructura de datos del contador está conforme con la norma DLMS. Cada valor medido tiene su código OBIS (ObjectIdentificationSystem) que especifica el valor o parámetro. Los códigos OBIS junto con los valores correspondientes, se transmiten a través de las interfaces de comunicación y se presentan en la pantalla de cristal líquido.

El contador mide, registra y acumula los datos de energía activa consumida y generada (+A, -A), energía reactiva en cada cuadrante (R1, R2, R3, R4) y energía aparente entregada y recibida (+W, -W). Además el contador registra los máximos de demanda, acumula los perfiles de carga y registra la demanda acumulada.

El contador EPQS despliega los valores instantáneos de tensión y corriente por fase, tensión de línea, potencia activa, reactiva y aparente por fase y total, frecuencia de la red, factor de potencia de cada fase y total, analiza la calidad de suministro de energía y genera los informes semanales de calidad de red; así como puede transmitir todos los valores indicados a través de las interfaces de comunicación mediante los canales programables (cuyo número total es 16).

Para el cálculo de los valores de energía y potencia se pueden activar hasta 8 tarifas para energía y hasta 8 tarifas para valores de demanda máxima. Esto permite adaptar el contador para casi cualquier programa tarifario existente.

Para la transmisión remota de datos el contador tiene una interfaz eléctrica.

Las principales características del contador EPQS se especifican en la tabla 2.

Tabla 1. Principales características del contador

Clase de precisión energía activa	0.2S, 0.5S (IEC 62053-22) conexión indirecta 1 (IEC 62053-21) conexión directa
Clase de precisión energía reactiva	2 (IEC 62053-23)
Tensión nominal,	V
Corriente nominal (máxima)	A
Frecuencia nominal	Hz 50 ó 60
Corriente de arranque	0,001 i nom conexión indirecta

Corriente de arranque		0,004 i nom conexión directa
Consumo propio de potencia		<ul style="list-style-type: none"> • En circuitos de tensión < 2,5VA, 0.9W • En circuitos de corriente < 0,1 VA por fase, conexión directa • En circuitos de corriente < 0,3 VA por fase, conexión indirecta
Constante del contador [imp/kWh, imp/kVArh, imp/kVAh]		<ul style="list-style-type: none"> • 5000, 10000, 20000 ó 40000 conexión indirecta • 500, 1000 conexión directa
Interfases de comunicación digital:	Interfaz óptica D0 Interfaz eléctrica: lazo de corriente, RS 485 ó RS 232	Protocolo de comunicación según IEC 62056-21 Protocolo de comunicación según IEC 62056-31 ó IEC 62056-21
Interfaz eléctrica adicional: lazo de corriente, RS 485 ó RS 232		Protocolo de comunicación según IEC 62056-31
Entradas/salidas de impulsos		Hasta 4 puertos S0 (según IEC 62053-31)
Fuente de alimentación de reserva		Batería de litio ó condensador
Grado de protección		IP51
Temperaturas de operación		-40 ... +60°C
Peso, Kg		< 1,5 kg
Dimensiones		mm3 325x177x55

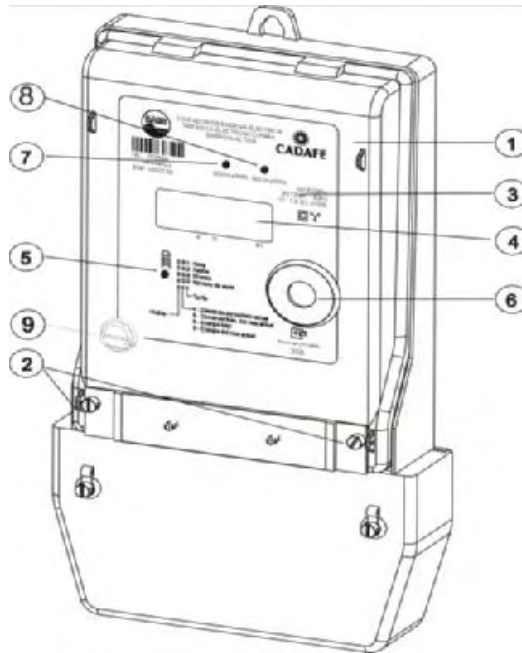
4.2.1.1 Partes externas del contador

La vista exterior del contador se presenta en la figura siguiente.

Un contador electrónico esta compuesto externamente por:

1. Tapa principal transparente
2. Tornillos de la tapa bornera
3. Placa de características
4. Pantalla de cristal líquido
5. Fotosensor del control de la pantalla
6. Interfaz óptica
7. Diodo luminoso led 1
8. Diodo luminoso led 2

Figura 9. Vista exterior del contador

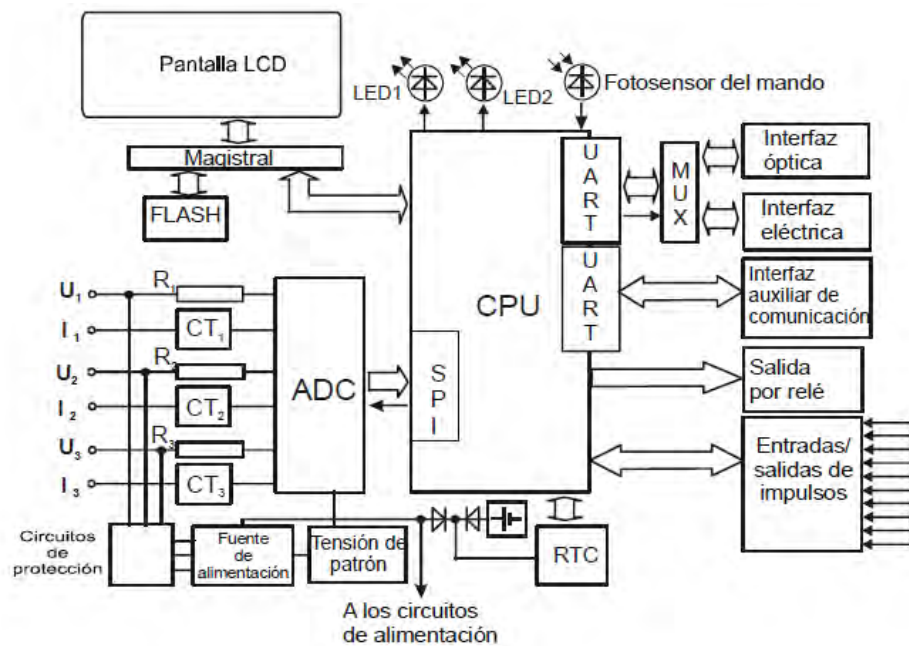


Fuente: ELGAMA ELKTRONIKA

4.2.2 Módulo electrónico y principios de funcionamiento

El esquema estructural del contador se presenta en la figura No. 2-3.

Figura 10. Esquema estructural del contador



Fuente: ElGama Sistemas

4.2.3 Módulo de medición.

El módulo de medición incorporado al contador convierte la tensión y la corriente de la red en señales que son proporcionales a dichos valores.

La tensión se convierte en señales proporcionales por un divisor resistivo de tensión y la corriente se convierte por un transformador preciso de corriente. El desplazamiento de fase que se produce en el circuito de conversión de corriente se compensa por software. La medición de la corriente y la tensión de cada fase se realiza en módulos independientes para cada fase más adelante se denominan “elementos de medición”.

4.2.4 Conversión de señales analógicas en digitales.

Las señales analógicas de corriente y tensión proceden de los módulos de medición al convertidor de señales ADC (Analog to digital converter) de 6 canales (Integrador Sigma-Delta). Las señales analógicas aquí se convierten a unos códigos digitales de 16 bits 72 veces durante un período de la red. El multiplicador lógico que se encuentra en el mismo microcircuito forma una secuencia digital de las señales de las fases.

4.2.5 Procesador principal

La secuencia de las señales digitales del multiplicador lógico, se transmite al procesador principal donde las señales se multiplican por las constantes de calibración programadas en el contador durante su calibración. De los valores obtenidos el procesador calcula los cuadrados de corriente y tensión por fase, así como el valor de tensión desplazada en 90 grados (necesario para el cálculo de energía reactiva): IA^2 , IB^2 , IC^2 , UA^2 , UB^2 , UC^2 , UA_{90} , UB_{90} , UC_{90} . De los valores enumerados, se calculan los valores de energía y potencia activa, reactiva y aparente. El procesador principal también controla los módulos de memoria, la pantalla de cristal líquido, el funcionamiento de las interfaces de comunicación, las señales del diodo luminoso LED así como realiza otras funciones.

4.2.6 Módulo de memoria no volátil

Todos los datos del contador, a excepción de los valores instantáneos se guardan en un dispositivo de memoria no volátil. Esta memoria es de tipo FLASH que no requiere energía para el almacenamiento de los datos. Los datos se graban en la memoria cada vez que se termina el período de integración, el día, el mes, o en casos de eventos y estados especiales.

4.2.7 Reloj interno

El contador cuenta con un reloj autónomo que mide el tiempo real (horas, minutos, segundos), la fecha (año, mes, día, día de semana) y emite las señales de control correspondientes a los períodos de vigencia de las 8 tarifas (**T1 ... T8; M1 ... M8**). En caso de ausencia de tensión en la red, el reloj se alimenta por una batería de litio. Al haber desconectado la tensión de la red, el reloj sigue midiendo el tiempo durante como mínimo 10 años. Si la tensión se conecta al haberse terminado este período o cuando el reloj falla, el contador empieza a funcionar en una sola tarifa y todos los datos se acumulan en el registro de aquella tarifa que fue seleccionada durante la parametrización del contador (se puede seleccionar cualquier tarifa activa).

El reloj interno tiene un compensador tipo resonador de cuarzo del error que se produce debido a la variación de temperatura. El sensor de temperatura incorporado en la tarjeta realiza la permanente medición de temperatura ambiente y calcula el error del reloj. Cuando el error del reloj llega a 1 segundo, el reloj se adelanta por un segundo (debido a la influencia de temperatura al resonador de cuarzo el reloj solo puede atrasarse). Utilizando este método se logra una alta precisión del reloj. Además la corrección del reloj es posible durante su programación. La corrección se realiza en los límites de [-50 .. +50] segundos, pero la corrección total durante un año no puede ser superior a +/- 10 minutos.

4.2.8 Pantalla de cristal líquido (LCD)

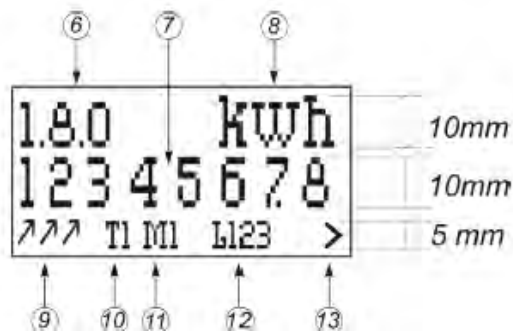
El contador cuenta con una pantalla de cristal líquido una pantalla alfa-numérico de cuatro líneas y 64 símbolos ó pantalla gráfica de 64x128 puntos, para despliegue de los datos. La pantalla permite desplegar hasta 13 campos de información como se muestra en la tabla 13.

Figura 11. Pantalla alfa-numérico de cuatro líneas y 64 símbolos



Fuente: El gama Sistemas

Figura 12. Pantalla gráfica de 64x128 puntos



Fuente: Elgama Sistemas

Tabla 2. Campos de información de la pantalla del contador

1. Ítem	2. Descripción del campo
3. 1	4. Denominación de la secuencia
5. 2	6. Número de serie del registro en la secuencia
7. 3	8. Indicación del tipo de secuencia
9. 4	10. Número de registros en la secuencia
11. 5	12. Denominación abreviada del registro
13. 6	14. Código OBIS del registro
15. 7	16. Valor del registro
17. 8	18. Unidad de medida
19. 9	20. Despliegue del cuadrante de carga por fase
21. 10	22. Tarifa de energía en curso
23. 11	24. Tarifa de potencia en curso
25. 12	26. Despliegue de la secuencia de fases
27. 13	28. Despliegue de la presentación "profunda"

4.2.8.1 Denominación de la secuencia

Todos los registros que pueden ser desplegados en la pantalla se agrupan en unas secuencias (ítems de menú). Las secuencias se forman y se cambian por el usuario al momento de programar el contador. Cada secuencia formada puede tener su denominación, que se presenta en el campo de la denominación de la secuencia. La denominación consiste en 11 símbolos: letras latinas y cifras. El último símbolo debe ser "espacio".

4.2.8.2 Número de serie del registro en la secuencia

La secuencia (o punto del menú) puede ser compuesta por hasta 32 registros. A cada registro se le atribuye un número de serie que se despliega en este campo.

4.2.8.3 Despliegue del tipo de secuencia

Hay dos modos de presentación de los datos en la pantalla: despliegue cíclico automático; cuando los parámetros seleccionados se despliegan de acuerdo con la secuencia programada y revisión estática de los datos (indicación estática), cuando los datos se hacen desplegar en la pantalla aplicando unos impulsos luminosos cortos o largos al fotosensor de control de la pantalla. El despliegue del tipo de secuencia se utiliza para informar sobre el modo de presentación en curso. Cuando el símbolo de indicación del tipo de despliegue tiene la forma de “/” fijo, significa que está activado el modo de indicación estática y cuando el símbolo del despliegue “%” está parpadeando, está activado el modo de indicación cíclica.

4.2.8.4 Número de registros en la secuencia

Indica de cuantos registros consiste la secuencia presentada (punto del menú).

4.2.8.5 Denominación abreviada

Se indica la denominación abreviada del parámetro presentado. Las denominaciones abreviadas de registros que pueden ser incluidos en la secuencia así como sus códigos OBIS se presentan en el Anexo A.

4.2.8.6 Código OBIS del registro

En la pantalla al igual que la denominación, valor y unidad de medida del registro se presenta también su código OBIS.

4.2.8.7 Valor del registro

Para el despliegue del valor de registro, la pantalla tiene 9 cifras y un símbolo para el punto decimal. El formato del despliegue se programa al parametrizar el contador y además se puede tener formatos diferentes para energía total acumulada, del mes, del día, del período de integración, demanda máxima, corriente, tensión, potencia, frecuencia y factor de potencia.




4.2.8.8 Unidad de medida del registro

Este campo indica la unidad de medida del registro desplegado.

4.2.8.9 Despliegue del cuadrante de carga por fase

Este campo contiene tres símbolos para el despliegue del cuadrante de carga, uno por fase. Sus posibles significados son:

Tabla 3. Posibles significados del despliegue del cuadrante

	Cuadrante I: activa +, reactiva +
	Cuadrante II: activa -, reactiva +
	Cuadrante III: activa -, reactiva -

←	Cuadrante IV: activa + reactiva -
•	No hay tensión
X	No hay corriente

4.2.8.10 Despliegue de tarifas en curso

Cuando el contador funciona, en su pantalla se despliegan las tarifas de energía y potencia en curso. La tarifa de energía se despliega con la letra “T” y la de potencia con la letra “M”.

4.2.8.11 Despliegue de la secuencia de fases

Posibles valores:

L₁₂₃Secuencia normal de fases.

L₁₃Secuencia inversa de fases.

LEl contador se alimenta de la fuente externa.

4.2.8.12 Despliegue de la presentación “profunda”

Ciertos registros presentados en la pantalla pueden tener más de un valor. Por ejemplo, el registro de energía total acumulada de un tipo de energía puede tener hasta 8 valores (para cada tarifa), por eso, al desplegar el registro de energía total acumulada en la pantalla en su parte derecha inferior aparece un símbolo de revisión “profunda” de datos que significa que aplicando un largo impulso luminoso se puede acceder a la secuencia compuesta por todos los ocho valores y revisarla aplicando impulsos luminosos cortos. Durante la revisión “profunda” en la parte derecha inferior de la pantalla aparece el símbolo “←”. La revisión “profunda” se termina automáticamente al revisar todos los datos de la secuencia o aplicando un impulso largo.

4.2.9 Interfaces de comunicación

Para el intercambio de la información con los equipos externos, el contador EPQS tiene interfaces de comunicación óptica y eléctrica de tipo estándar.

4.2.9.1 Interfaz de comunicación óptica (D0)

Esta interfaz se utiliza para la programación del contador así como para la transmisión de los datos acumulados en el contador al terminal de lectura de datos

o al ordenador portátil que tiene instalado el software “QuadrCom”. La transmisión de los datos a través de la interfaz óptica se realiza por el protocolo compatible con la norma IEC 62056-21. La velocidad máxima de transmisión de los datos por la interfaz óptica es 9600 bps.

4.2.9.2 Interfaz eléctrica

Esta interfaz se utiliza para la transmisión de los datos y programación del contador a través de la red local. Los datos se transmiten por el protocolo compatible con la norma IEC 62056-31 ó IEC 62056-21. La velocidad máxima de transmisión de los datos es 9600 bps. Los contadores pueden tener una de las siguientes interfaces eléctricas: lazo de corriente ó RS485 ó RS232.

4.2.9.3 Interfaz eléctrica adicional

Por pedido especial del cliente los contadores pueden tener una interfaz eléctrica adicional e independiente de la interfaz óptica y primera interfaz eléctrica pero tiene funciones iguales a la última. Los contadores pueden tener una de las siguientes interfaces eléctricas adicionales: lazo de corriente, RS485 ó RS232. Los datos se transmiten por el protocolo compatible con la norma IEC 62056-31.

4.2.9.4 Prioridades de las interfaces

La comunicación a través de la interfaz óptica D0 y la interfaz eléctrica se realiza utilizando el mismo receptor-emisor asincrónico universal por eso la comunicación simultánea a través de ambas interfaces es imposible. El contador tiene programadas las prioridades de comunicación y por eso una interfaz tiene prioridad sobre otra según las siguientes reglas:

La interfaz óptica tiene la prioridad sobre la interfaz eléctrica.

Cuando el contador recibe alguna consulta a través de la interfaz óptica al momento de la comunicación por la interfaz eléctrica, la última se interrumpe por el contador y se contesta la consulta recibida a través de la interfaz óptica. La comunicación a través de la interfaz CL1 no se interrumpe solo en caso de que al recibir la consulta a través de la interfaz óptica el contador estuviera respondiendo la consulta a través de la interfaz. En este último caso la comunicación a través de se interrumpirá solo al haber transmitido la respuesta.

4.2.10 Entradas y salidas del contador

4.2.10.1 Salidas ópticas LED (diodos luminosos rojos)

La salida LED es un diodo luminoso rojo que se encuentra en la placa de características del contador. La salida LED se utiliza para control metrológico, calibración y ajuste del contador y emite unas señales luminosas cuya frecuencia y número son proporcionales a los valores calculados de energía. Las señales se generan por el procesador principal. La característica principal de la salida LED es

su constante. La constante de LED es la cantidad de señales luminosas correspondientes a 1 kWh (1 kVAr ó 1kVA) de energía.

4.2.10.2 Salidas de impulsos S0

Las salidas de impulsos S0 transmiten pulsos telemétricos destinados a los sistemas de cálculo de energía y cumplen con las exigencias de la norma IEC 62053-31. El circuito de cada salida consiste de un transistor de tipo n-p-n con un colector abierto. Los emisores de transistores de todas las salidas de impulsos están conectados entre sí. Cuando no hay señal, el transistor se mantiene cerrado (señal digital 1). Cuando la señal se está transmitiendo, el transistor se abre (señal digital 0). Todas las salidas están galvánicamente separadas de la tarjeta del contador mediante optronos. EPQS tiene ocho salidas de impulsos. Dos salidas duplican las señales de diodos LED y no pueden ser programadas mediante el software de usuario y las demás salidas pueden ser programadas para cualquier tipo de energía.

Los parámetros técnicos de las salidas se describen en la tabla 4.

Tabla 4. Parámetros técnicos de las salidas

Tensión máxima	27 V (DC)
Intensidad máxima de corriente en el estado "conectado "	27 mA
Intensidad mínima de corriente en el estado "conectado"	10 mA
Intensidad máxima en el estado "desconectado"	1 mA
Constante de pulsos [imp/kWh, imp/kVArh, imp/kVAh]	Desde 1 hasta 65530
Ancho de banda de pulsos, mseg.	Desde 10 hasta 250
Intervalo entre pulsos, mseg.	Desde 10 hasta 250

Los parámetros de salidas S0 deben ser tales que se satisfaga la siguiente inecuación:

$$k < \frac{3.6 * 10^6}{N * (t_i + t_p) * U_{max} * I_{max}}$$

Donde:

K = Constante de salida [imp/kwh, imp/kVArh ó imp/kVAh]

N = número de elementos de medición,

t_i = Ancho de banda de pulso [seg],

t_p = Intervalo entre pulsos [seg],

U_{max} = Valor máximo de tensión,

I_{max} = Valor máximo de corriente

4.2.10.3 Salidas por relé (MKI)

El contador EPQS puede tener dos relés electrónicos de semiconductores.

La salida por relé puede ser programada para que se active cuando:

- Entre en vigencia la tarifa de energía (T1 ... T8) o potencia (M1 ... M8) seleccionada.
- Durante los intervalos diarios seleccionados (hasta cuatro intervalos durante un día). Los intervalos se programan con el paso de 1 min.
- La potencia promedio del período de integración, al pasar n segundos desde el inicio de período, es superior al valor especificado. El relé quedará activado:
 - Hasta que se termine el período de integración en curso.
 - Hasta que se termine el siguiente período de integración.
- Se registre un evento de:
 - Desconexión de una fase.
 - Cambio de secuencia de fases.
 - Falla del contador.

4.2.10.4 Fuente de alimentación auxiliar

El contador puede tener conectada una fuente de alimentación auxiliar de corriente continua de $12,6 \pm 0,5$ V. Esta fuente se utiliza para la lectura de los datos del contador en caso de ausencia de tensión en la red o cuando el contador se halla desconectado de la red. La corriente máxima utilizada por el contador de la fuente de alimentación auxiliar es 200 mA. Cuando el contador se alimenta solamente de esta fuente, la indicación de secuencia de fases es L - - -.

Notas:

- Cuando el contador se conecta a la red no hace falta desconectar la fuente auxiliar.
- Los bornes de conexión de la fuente de alimentación auxiliar se instalan en el contador
- solamente en caso del pedido a solicitud del cliente.

4.2.11 Fuente de alimentación

Los elementos del módulo electrónico del contador se alimentan por una fuente multi-tensión de impulsos. Esta fuente asegura el funcionamiento del contador cuando la tensión está en los límites de 50 hasta 260 V. La fuente de alimentación protege al contador contra las sobretensiones de corta duración de tipo “rayos”. La fuente no está relacionada con ninguna de las fases, por eso el contador funciona cuando hay tensión en por lo menos una de las fases. Cuando se desconecta el neutro, el contador sigue funcionando si la tensión está presente por lo menos en dos fases.

El circuito de alimentación cuenta con un condensador de alta capacidad. Un circuito especial controla la tensión del condensador y cuando la tensión se baja hasta un valor crítico el procesador central graba los datos esenciales sobre el estado del contador así como todos los valores medidos en la memoria de tipo FLASH. Cuando se renueva el suministro de tensión, el contador restablece el mismo estado, cambia las tarifas, si es necesario, y sigue realizando las mediciones. De tal modo los datos del contador están bien protegidos contra los cortes de tensión.

4.2.12 Sensor de campo magnético externo continuo y/o alterno

El sensor holográfico instalado en el contador controla el ambiente magnético del contador. Cuando se presenta un campo magnético externo continuo o alterno que pueda alterar los resultados de medida, el contador registra la duración de influencia que hubiera podido alterar los resultados de medición y en el registro de eventos del contador se registra el número de influencias, la duración total de las mismas así como el tiempo del estado.

4.2.13 Sensor de temperatura

El contador EPQS también tiene instalado un sensor de temperatura que mide la temperatura del ambiente, el medidor registra el estado de temperatura desfavorable, en el momento de programar el contador se especifica el rango de temperaturas favorables en el cual se debe especificar un valor la mínimo y máximo y al pasar los límites del mismo se registra el estado con la fecha y hora de su presentación en el registro de eventos.

Los valores de la temperatura, que son uno de los valores instantáneos pueden ser registrados en un perfil de un canal programable con la periodicidad de integración.

El sensor puede ser utilizado para mejorar la precisión del reloj.

4.2.14 Medición y registro de valores

La estructura de los datos y parámetros del contador EPQS está conforme con la norma internacional DLMS. Cada registro y parámetro tiene su código OBIS (Object Identification System) previsto por la norma, que se despliega en la

pantalla y se almacena en la memoria del contador. El contador tiene dos módulos de memoria: memoria operativa tipo RAM y memoria tipo FLASH para el almacenamiento de los datos. Los datos almacenados en la memoria RAM se borran al desconectarse la tensión de la red y los datos grabados en la memoria FLASH no se afectan por los cortes de tensión. Muchos de los valores medidos por el contador EPQS se guardan en la memoria RAM y se graban en la memoria FLASH solamente al haberse terminado el período de integración, el día, el mes o cuando de los circuitos de protección procede una señal sobre disminución crítica de la tensión.

Al terminarse el período de integración, en la memoria FLASH se graban los valores de energía del período que se acaba de terminar [+A, -A, R1, R2, R3, R4, +W, -W]. De los valores enumerados se forma el perfil de carga del período de integración.

Al terminarse el día, en los correspondientes registros de la memoria FLASH se graba el perfil de día compuesto de los siguientes valores:

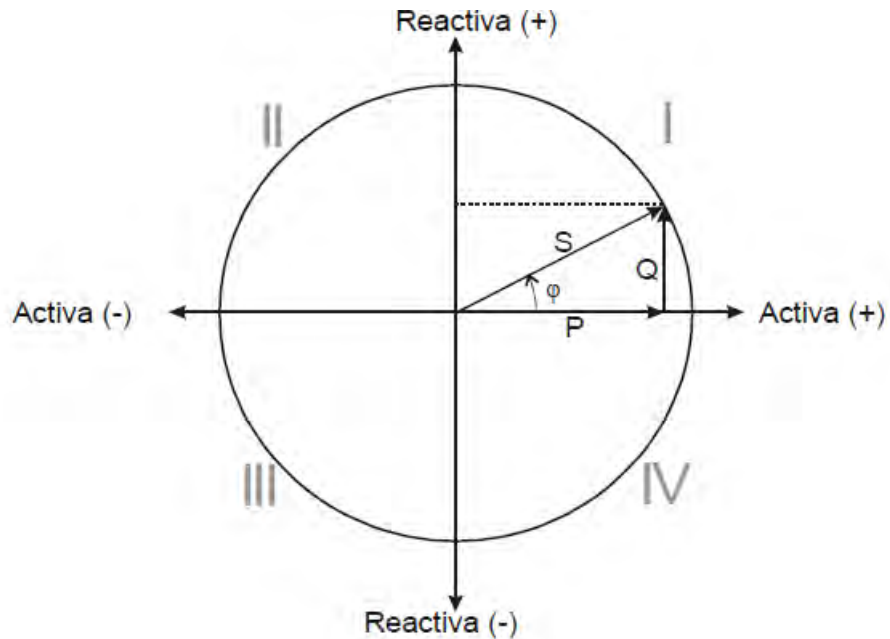
- Energía del día de todas tarifas [+A, -A, R1, R2, R3, R4, +W, -W].
- Demanda máxima del día de todas tarifas [+P, -P, Q1, Q2, Q3, Q4, +S, -S].
- Fecha y hora de demanda máxima del día.

La demanda máxima de cada tarifa se guarda en un registro separado, por eso el número de días durante los cuales se guardarán los valores, depende del número de tarifas de energía y potencia.

4.2.14.1 Medición de energías

El contador EPQS mide la energía activa consumida y generada +A, -A, energía reactiva en cada cuadrante R1, R2, R3, R4 y energía aparente recibida y entregada +W, -W. Al registrar la energía, el cuadrante en cuyo registro se acumulan los datos, se determina según la dirección de energía activa y reactiva. La figura 14. Muestra como se determina el cuadrante de energía y potencia de las direcciones de energía activa y reactiva.

Figura 13. Esquema de determinación del cuadrante de energía reactiva



Cuadrantes = I, II, III, IV - ;

S = Potencia aparente

Q = Potencia reactiva

P = Potencia activa

En la memoria del contador se guardan los siguientes tipos de energía:

- Energía de períodos de integración;
- Energía del día de cada tarifa y energía total acumulada de todas las tarifas activas.
- Energía del mes de cada tarifa y energía total acumulada de todas las tarifas activas.
- Energía sumaria de cada tarifa y energía total acumulada de todas las tarifas activas.

4.2.14.2 Medición de la potencia

El contador EPQS calcula la potencia promedio del período de integración y comparando los valores obtenidos registra y almacena en la memoria los valores de demanda máxima con fecha y hora.

El contador EPQS registra la demanda máxima del día y del mes en cada tarifa de potencia activa (+P, -P), reactiva (Q1, Q2, Q3, Q4) y aparente (+S, -S). Los valores de demanda máxima del mes se guardan en los perfiles de meses.

El contador acumula los perfiles de carga de energía activa +A, -A, reactiva R1, R2, R3, R4 y aparente +W, -W.

Los valores de potencia promedio de períodos de integración, se graban en los registros de perfiles de carga de la memoria FLASH al terminarse cada período de integración. El período de almacenamiento de perfiles de carga en la memoria, depende de la duración del período de integración. El período de integración se programa con un paso de 1 segundo y puede ser entre [30...3600] segundos. La duración del período de integración debe ser tal que el resultado de división de una hora por el período de integración sea un número entero.

4.2.15 Registro de valores instantáneos

Para el registro de los valores instantáneos, están previstos 16 canales programables (registros de memoria). En los canales pueden ser acumulados cualquiera de los valores instantáneos enumerados en la tabla 5.

El canal programable es un área en la memoria del contador.

El intervalo de tiempo que transcurre entre dos almacenamientos de datos en el canal se denomina período de integración. El período de integración del contador EPQS se ingresa durante la parametrización y es igual para todos los canales. Se puede programar la duración del período de integración desde 30 seg. Hasta 3600 seg. Siempre que el resultado de la división de una hora por el período de integración sea un número entero.

Los valores se registran en los canales programables de acuerdo con uno de los siguientes algoritmos:

- Con la periodicidad del período de integración se registra el valor instantáneo del parámetro.
- Se registra el valor mínimo del parámetro presentado durante el período de integración.
- Se registra el valor promedio del parámetro presentado durante el período de integración.
- Se registra el valor máximo del parámetro presentado durante el período de integración.
- Los algoritmos de los canales se determinan para cada canal por separado.

Tabla 5. Valores que pueden ser registrados en los canales programables

Valor instan	VALOR INSTANTÁNEO	Código OBIS [C, D, E] del valor instantáneo
corriente de fase L1		31.7.0 ()
corriente de fase L2		51.7.0 ()
corriente de fase L3		71.7.0 ()
Tensión de fase L1		32.7.0 ()
Tensión de fase L2		52.7.0 ()
Tensión de fase L3		72.7.0 ()
Tensión lineal L1L2		12.7.1 ()
Tensión lineal L1L3		12.7.2 ()
Tensión lineal L2L3		12.7.3 ()
Potencia activa total acumulada de las fases		1.7.0 ()
Potencia activa de fase L1		21.7.0 ()
Potencia activa de fase L2		41.7.0 ()
Potencia activa de fase L3		61.7.0 ()
Potencia aparente total acumulada de las fases		9.7.0 ()
Potencia aparente de fase L1		29.7.0 ()
Potencia aparente de fase L2		49.7.0 ()
Potencia aparente de fase L3		69.7.0 ()
Potencia reactiva total acumulada de las fases		3.7.0 ()
Potencia reactiva de fase L1		23.7.0 ()
Potencia reactiva de fase L2		43.7.0 ()
Potencia reactiva de fase L3		63.7.0 ()
Frecuencia		14.7.0 ()
Factor de potencia cos (φ) total de las fases		13.7.0 ()
Factor de potencia de fase L1		33.7.0 ()

Factor de potencia de fase L2	53.7.0 ()
Factor de potencia de fase L3	73.7.0 ()
Temperatura	130.0.17 ()
Tensión de la batería	130.0.18 ()

Instantáneo

La capacidad de almacenamiento en cada registro depende del número de canales activados y su relación se presenta en la tabla 6.

Tabla 6. Relación de la capacidad de almacenamiento de los registros con el número de canales activados.

Numero de canales activos	Capacidad del canal
1- 8	12286
9,10	9826
11,12	8188
13,14	7018
15,16	6142

El período de almacenamiento de datos en la memoria depende del período de integración de acuerdo con la siguiente formula.

$$t_{cp} = \frac{N_{max} \cdot t_{PI}}{1440}$$

t_{cp} = Duración de almacenamiento de registros en la memoria del contador;

N_{max} = Capacidad del canal (véase la tabla 3-6);

t_{PI} = Duración del período de integración (en minutos).

Tabla 7. Algoritmos de cálculo de datos

Designación	Datos	Algoritmo
P ₁	Potencia activa de fase	L1 P ₁ =U ₁ ·I ₁ ·cos(φ ₁)
P ₂	Potencia activa de fase	L2 P ₂ = U ₂ ·I ₂ ·cos(φ ₂)
P ₃	Potencia activa de fase	L3 P ₃ =U ₃ ·I ₃ ·cos(φ ₃)
PΣ	Potencia activa sumaria de las fases	PΣ= P ₁ + P ₂ + P ₃
Q ₁	Potencia reactiva de fase L1	Q ₁ = U ₁ ·I ₁ ·sin(φ ₁)
Q ₂	Potencia reactiva de fase	L2 Q ₂ = U ₂ ·I ₂ ·sin(φ ₂)
Q ₃	Potencia reactiva de fase	L3 Q ₃ = U ₃ ·I ₃ ·sin(φ ₃)
QΣ	Potencia reactiva sumaria de las fases	QΣ= Q ₁ +Q ₂ +Q ₃
S ₁	Potencia aparente de fase	L1 S ₁ =U ₁ ·I ₁
S ₂	Potencia aparente de fase	L2 S ₂ = U ₂ ·I ₂
S ₃	Potencia aparente de fase L3	S ₃ =U ₃ ·I ₃
SΣ	Potencia aparente sumaria de las fases	$S \Sigma = \sqrt{(P_1 + P_2 + P_3)^2 + (Q_1 + Q_2 + Q_3)^2}$
cos(φ ₁)	Factor de potencia de fase L1	cos(φ ₁)= P ₁ / S ₁
cos(φ ₂)	Factor de potencia de fase L2	cos(φ ₂)= P ₂ / S ₂
cos(φ ₃)	Factor de potencia de fase L3	cos(φ ₃)= P ₃ / S ₃
cos(φ)	Factor de potencia sumario de las fases	cos(φ)=PΣ/ SΣ
W	Energía aparente	W=Σ[SΣ·Δt]
A	Energía activa	A=Σ[(P ₁ + P ₂ + P ₃)Δt]
R	V	R=Σ[(Q ₁ + Q ₂ + Q ₃)Δt]

4.2.16 Medición de la calidad de energía

El contador EPQS puede registrar varios parámetros de la calidad de energía. Al parametrizar el contador se establecen los límites permisibles de fluctuación de tensión y variación de frecuencia así como la fecha de inicio del monitoreo de la calidad de suministro de energía. A la hora establecida, el contador empieza a calcular la frecuencia promedio en los períodos de 10 segundos y la tensión promedio de 10 minutos. El contador registra los períodos durante los cuales los valores promedios de frecuencia y tensión no hayan cumplido los límites establecidos así como registra los cortes de tensión en cada fase. En base de los valores calculados se determinan los siguientes parámetros de calidad:

- Porcentaje de tiempo durante el cual la tensión y/o la frecuencia de la red por lo menos en una de las fases no cumplieran con las exigencias establecidas;
- Número de veces por semana en que se presentó la ausencia de la tensión en cada fase.

Los parámetros indicados se registran en unos informes semanales de la calidad de energía. En la memoria del contador se puede guardar hasta 256 informes semanales de calidad de energía que pueden ser visualizados en la pantalla o transmitidos a través de las interfaces de comunicación.

La metodología de monitoreo de calidad de energía cumple con las exigencias de la norma europea EN 50160.

4.2.17 Módulo de tarifas

El contador tiene un módulo de tarifas que distribuye los datos de energía y potencia por los registros de acuerdo con los períodos de tarifas. El contador permite tener hasta 8 tarifas para energía y hasta 8 tarifas para potencia. El número de tarifas de energía y potencia se define durante la parametrización del contador. De acuerdo con los parámetros programados, el módulo ejecuta los programas del día, de la semana y de la estación. Tal estructura permite tener casi cualquier sistema tarifario.

4.2.17.1 Programación diaria

Las tarifas de energía y potencia entran en vigor de acuerdo con el programa de día que se define durante la parametrización del contador. La cantidad máxima de programas del día es 127. El programa del día contiene los períodos durante los cuales están vigentes ciertas tarifas. La cantidad máxima posible de períodos en un programa es 16. Las tarifas de energía y potencia no están vinculadas entre sí. Por ejemplo, cuando se requiera tener diferentes tarifas de potencia para una misma tarifa de energía, en el programa del día se debe establecer la hora de cambio de tarifa de potencia y mantener la misma tarifa de energía. En la tabla 4-1 se muestra un ejemplo del programa:

4.2.18 Funcionamiento del módulo de tarifas en caso de falla del reloj

El módulo de tarifas ejecuta el programa de tarifas conforme con la información recibida del reloj interno. Cuando el reloj falla y por lo tanto no puede ejecutar el programa de tarifas, todos los datos de energía y demanda máxima se registran en las tarifas “de emergencia” de energía y potencia. Las tarifas “de emergencia” se determinan al programar el contador.

4.2.19 Visualización de los datos en la pantalla

Todos los parámetros programados en el contador así como los datos de energía, potencia y monitoreo de calidad de suministro de energía pueden ser visualizados en la pantalla de cristal líquido (LCD). Hay dos posibles modos de presentación de los datos: modo automático de presentación cíclica y modo estático.

4.2.19.1 Presentación cíclica de datos

Cuando el contador funciona en el modo normal, en su pantalla con cierta periodicidad se despliegan datos y parámetros seleccionados. Los parámetros que se desplegarán en el modo cíclico, su secuencia y período de despliegue de un parámetro, se programan al parametrizar el contador.

El período de despliegue de un parámetro puede ser entre 1 seg. y 600 seg. Los registros que pueden ser desplegados en la pantalla en modo cíclico así como sus abreviaturas y códigos OBIS se presentan en el Anexo B.

Una secuencia de presentación cíclica puede contener hasta 32 registros y se puede crear hasta 32 secuencias de parámetros. El usuario puede dar denominaciones a las secuencias que deben contener 11 símbolos.

4.2.19.2 Revisión estática

En el modo de revisión estática se puede acceder a los datos aplicando al fotosensor de control de la pantalla impulsos luminosos largos y cortos.

- Se considera impulso largo un impulso luminoso que dura 2 segundos.
- Se considera impulso corto un impulso luminoso que dura 0,5 segundos.

El modo de revisión estática se activa aplicando al fotosensor un impulso largo y el modo de indicación cíclica se activa automáticamente cuanto durante cierto intervalo de tiempo al fotosensor no se le hayan aplicado impulsos luminosos. Este intervalo es programable durante la parametrización del contador y puede ser entre 1 segundo hasta 600 segundos.

Para el modo de revisión estática los datos están agrupados de acuerdo con cierta estructura.







Todos los datos están divididos en grupos denominados secuencias. Se puede programar hasta 32 secuencias para revisión estática y cada secuencia puede

contener hasta 32 registros. El algoritmo de revisión de datos en este modo se describe a continuación.

4.2.19.3 Algoritmos de revisión de datos

El algoritmo de revisión de datos presentado en la figura 5-1 muestra como se puede activar a cierta secuencia de indicación cíclica y como se puede acceder a los datos en el modo de revisión estática.

Cuando el contador pasa al modo de presentación cíclica se activa la secuencia de indicación cíclica cuyo número de serie coincide con el número de serie de la secuencia de revisión estática que se estaba desplegando al pasar al modo cíclico. Cuando no hay secuencia de presentación cíclica que tenga aquel número se activa la primera secuencia. Cuando se activa la primera secuencia de revisión estática, el contador no puede pasar automáticamente al modo de presentación cíclica.

-  ----- Secuencia de presentación cíclica.
-  ----- Denominación de la secuencia de modo revisión manual.
-  ----- Registro de secuencia de modo revisión manual.
-  ----- Registro de revisión profunda.
-  ----- Impulso luminoso corto.
-  ----- Impulso luminoso largo.

Cuando el contador está en el modo de presentación cíclica las secuencias pueden ser cambiadas aplicando impulsos cortos y al aplicar un impulso largo se pasa al modo de revisión estática.

4.2.20 Parametrización del contador

El contador se programa a través de las interfaces óptica o eléctrica. Para la parametrización del contador se utiliza el software “QuadrCom” desarrollado por ELGAMA ELEKTRONIKA. Cada evento de programación se registra en el registro de eventos del contador con la fecha y hora del mismo. Al reparametrizar el contador se puede borrar ciertos datos almacenados en su memoria por lo tanto antes de la reparametrización hay que leer todos los datos del contador y guardarlos en el computador.

4.2.21 PROTECCIÓN DE DATOS DEL CONTADOR

En el contador EPQS están previstos varios niveles de seguridad de datos contra los posibles fraudes:

- Protección a nivel físico.

- Protección de datos y parámetros mediante contraseñas.

4.2.21.1.1 Protección de datos y parámetros del contador a nivel físico

El contador tiene los siguientes medios de protección física contra acceso no autorizado:

- Cubierta precintada.
- Tapa cubrebornes precintada.
- Registro de apertura de la cubierta (tapa principal) en el registro de eventos y estados.

La tapa principal precintada no permite acceder al botón de inicialización del contador que se encuentra bajo la placa del contador. Al pulsar este botón se puede cambiar las constantes programadas en la fábrica. La tapa principal se fija a la caja mediante dos tornillos precintables. Un tornillo tiene precinto con sello de la fábrica y otro tornillo el sello de autoridad metrológica.

La tapa cubrebornes se precinta después de instalar el contador. Esto se realiza por el representante de la empresa que instala los contadores.

4.2.21.1.2 Protección del contador por software

El contador cuenta con los medios de software para protección de los datos y un dispositivo de registro de modificaciones de los parámetros o intentos para influir en la precisión de medida del contador (registro de eventos).

4.2.21.1.3 Contraseña

Todos los datos acumulados en el contador están protegidos mediante contraseña y tienen varios niveles de acceso. Hay dos niveles de acceso a los datos y parámetros del contador: nivel de usuario (permite revisar los datos y cambiar ciertos parámetros del mismo) y nivel del operador (permite revisar todos los datos y cambiar casi todos los parámetros del contador). La contraseña del usuario permite cambiar solamente una parte de los parámetros. La contraseña del operador da acceso a todos los parámetros accesibles al usuario y a todos los datos y parámetros del contador excepto las constantes programables en la fábrica.

Los niveles de acceso a los datos se describen en la tabla 7-1. Cada vez que a través de las interfaces se establece la comunicación con el contador se requiere introducir la contraseña. La contraseña consiste de 8 símbolos. Sin la contraseña no se puede cambiar los parámetros del contador. Si durante el período de un día el contador registra cuatro intentos de acceso a los datos del contador utilizando una contraseña incorrecta, las interfaces de comunicación se bloquean para un día y no se puede programar el contador durante este período.

4.2.21.2 Registro de eventos

El registro de eventos es una área en la memoria del contador donde se almacenan los datos de los últimos 8192 eventos o estados. Cada evento se registra indicando la fecha y la hora de su ocurrencia y cuando se registra el estado, se indican las fechas y horas de su inicio y su terminación.

Toda esta información puede ser revisada en la pantalla del contador o transmitida a través de las interfaces del contador.

4.2.21.3 Protección de las constantes programadas en la fábrica

Al programar el contador en la fábrica, en su memoria se graban varias constantes. Como los valores de las constantes pueden influir en la precisión de la medida, el contador tiene ciertos medios de protección de constantes que pueden ser cambiadas solamente utilizando el software especial al haber destapado el contador.

Tabla 8. Niveles de acceso a los parámetros

Constante de salidas telemétricas	Operador
Identificación del cliente (denominación del cliente y su localización – 15 símbolos cada una)	Operador
Bits de configuración	Operador
Relaciones de transformación de corriente y tensión	Operador
Valores nominales, mínimos y máximos de tensión, corriente y frecuencia	Operador
Duración del período de integración	Operador
Inicio del período de facturación	Operador
Cambio de horario invierno/verano	Operador
Duración de despliegue en el modo cíclico	Usuario
Duración de despliegue en el modo de revisión estática	Usuario
Número de tarifas activadas para energía y potencia	Operador
Activación de estaciones pasivas	Operador
Modo de vigencia de tarifas	Operador
Período de integración de canales programables	Operador
Inicio de monitoreo de calidad de energía	Operador
Salidas telemétricas	Operador
Contraseña del usuario	Usuario
Contraseña del operador	Operador
Programas tarifarios del día	Operador
Tablas de secuencias de revisión estática	Usuario
Tablas de secuencias de presentación cíclica	Usuario
Denominaciones de secuencias de revisión estática (11 símbolos)	Usuario
Denominaciones de secuencias de presentación cíclica (11 símbolos)	Usuario
Días festivos	Operador
Programa tarifario de semana	Operador
Estaciones de tarifas activas	Operador
Estaciones de tarifas pasivas	Operador
Canales programables	Operador
Formato de presentación de datos en la pantalla	Operador

4.2.22 Conexión del contador

4.2.22.1 Exigencias generales e instalación

El contador se instala, se desinstala, se verifica, se reprograma y se precinta solamente por las personas autorizadas por la compañía eléctrica de acuerdo con las reglas de montaje de equipos eléctricos.

- El contador se instala en sitios secos sin gases y vapores químicamente agresivos.
- Los contadores se conectan de acuerdo con el esquema dibujado sobre la tapa cubrebornos del contador.
- El esquema principal de conexión directa de contadores EPQS se presenta en la figura 9-2 y de los contadores conectados a través de los transformadores de tensión corriente en la figura 9-4.
- Las funciones de los bornes adicionales se acuerdan en los contratos desuministro de contadores.
- La verificación periódica del contador se debe realizar cada 8 años y/o según lo definido en las regulaciones de cada país.
- El contador puede ser reparado solamente por la por el fabricante.

4.3 MODEM ENFORA

Los dispositivos Enfora SA-G+ GSM1308 y GSM1318, son módems radio transmisores y receptores. Permiten conectar virtualmente y en forma remota cualquier dispositivo con un puerto serial a través de las redes celulares e internet. Los módems SA-G+ son simples y potentes dispositivos de telemetría inalámbrica empleados en una gran cantidad de aplicaciones verticales donde se necesita transmisión de datos e información de forma confiable y oportuna. Estos módems son diseñados con conectividad GSM/GPRS/GPS para implementaciones globales y permiten al usuario conectarse a una red inalámbrica en cualquier lugar.¹⁹

Un módem SA-G+ es una plataforma con todas las funcionalidades de telemetría con un puerto serial y entradas y salidas definidas por el usuario, diseñado para comunicarse con sensores y la mayoría de dispositivos basados en comunicación serial. Son módems totalmente programables y un amplio entorno operativo.

¹⁹ Manual enfora , ingeniería mcl Ltda.

Este dispositivo trabaja en Quad Band con posibilidad de trabajar en las frecuencias 850/900/1800/1900 MHz. Permite la comunicación estándar GSM por voz y mediante SMS, llamadas conmutadas de datos (CSD), conectividad GPRS mediante protocolos TCP/IP, conversión serial a GPRS y viceversa y un sistema de manejo de eventos configurables por el usuario. Además permiten configuración y control de operación mediante comandos AT. Ver Anexo D para especificaciones técnicas de módem Enfora SA-G+.

Ventajas y beneficios. Son dispositivos muy versátiles y brindan los siguientes beneficios:

- Plataforma basada en IP, económica y compacta
- Completa conectividad con redes GSM/GPRS
- Funciones de voz y datos
- Conectividad serial simple
- Registro automático al iniciar
- Funciones programables
- Dispositivo Plug & Play, compatible con drivers de módem estándar

Figura 14. Módem Enfora SA-G+ GSM1308/1318



Fuente: www.olimex.cl

4.3.1 DISPOSITIVO MÓDEM GSM ELGAMA MCL 5.X

El controlador MCL 5.X, es utilizado en los sistemas AMR para lectura y transmisión de datos a centro de control de medidores de electricidad, gas y calefacción utilizando la red GSM con tecnología CSD/GRPS y protocolos de comunicación Transparent Data y TCP/IP29.

Trabaja en Dual banda con frecuencias 900/1800 MHz y Quad banda a 850/900/1800/1900 MHz. Posee un módem interno GPRS con protocolos TCP/IP

y UDP, permite la transmisión de datos con velocidades desde 300 a 19200 baudios. Permite el control de operación y configuración con comandos AT y un sistema de menú.

Características

- Módem integrado GSM/GPRS (GPRS clase 10) o soporte EDGE Dual banda o Quad banda
- Operación en red GSM con tecnologías GPRS o CSD
- Soporta IP dinámica o estática en la red GPRS
- Indicación LED de potencia de señal GSM y estado de módem
- Batería interna recargable de litio de 600 mAh
- Entradas para función de alarma

4.4 SOFTWARE DE TELEMEDIDA

Los programas ofrecen herramientas de facturación y lecturas automáticas programadas según sea la necesidad, además de un control de consumos de potencias activas y potencias reactivas. A través del programa de supervisión y/o control el operador puede interactuar con los elementos remotos del sistema. Según sea la aplicación, el programa puede disponer de interfaces de comunicación normalizados, registros de alarmas, registro y presentación gráfica de datos históricos.

El software de supervisión y control permiten varias opciones según sea la aplicación que desee el operador

- Facturación y lecturas automáticas programadas según los requerimientos del operador.
- Visualización de potencias y energías en modo digital, logrando con ello una mayor precisión en las mediciones.
- Mantenimiento en memoria de los datos de facturación de periodos anteriores.
- Acceso en cualquier momento a las unidades remotas de medición.
- Controlar desde un punto central el estado de consumos y facturación demultipuntos sin necesidad de desplegar recurso humano.
- Mediante la instalación de un programa específico, es posible realizar simulaciones de facturación, por medio del cual podemos anticipar el importe de la factura que se estaría generando al final del ciclo mensual.

Programas de monitoreo y control como AIMSpro y el AIMS7000 para medidores Itron y Actaris, permiten lectura de parametrización así como parametrización remota o a distancia

5 RESULTADOS

5.1 TELEMEDIDA DE FRONTERAS COMERCIALES

El proceso de telemedición de energía eléctrica, es realizado a fronteras comerciales, las cuales poseen en sus instalaciones eléctricas equipos especiales de medida como son. Modem, medidores electrónicos especiales clase 0.5 y 1. Líneas telefónicas dedicadas. Además de equipos electrónicos el sistema de telemida consta de computador portátil con software especializado, una unidad interfaz de datos central, y los equipos terminales remotos programados adecuadamente (medidor y unidad interfaz de datos remota).

5.1.1 Computador portátil de telemida

El computador portátil del operador realizará las descargas de datos de los diferentes medidores. En él están instalados los programas especializados para telemida, que cada fabricante de medidor distribuye para su funcionamiento. El computador está conectado directamente a la unidad interfaz de datos central, también llamado módem base, a través de un puerto serial COM X.

- El software utilizado en la descarga de datos para medidores conectados por línea telefónica es ENERSIS LITE 1.03.
- Para medidores conectados por la red GSM/GPRS se utiliza el software ENERSIS NG.
- Medidores Itron y Actaris SL 7000 se utiliza software aim5000, AIM 7000, AIMSpro
- Para medidores Landys + Gyr se utilizó el MAP110 y el MAP 120

En cada menú del software se registran en una base de datos, usuarios asociados, también, se configuran parámetros de conexión del puerto serial, como velocidad de transmisión, bits de datos, bits de parada, paridad par o impar, y control de flujo de datos. Para establecer una buena conexión y exitosa transferencia de datos, se establecen las siguientes configuraciones*:

Velocidad de transmisión: 4800kbps o 9600Kbps

Bits de datos: 8 bits

Bits de parada: 1bit

Paridad: Ninguna

Control de flujo: Ninguno

* Nota: Estas configuraciones pueden variar de acuerdo a programa ejecutado

5.1.2 Módulo remoto

Es el módem cliente que está junto al medidor y que está conectado al mismo. Éste dispositivo tiene establecido ciertos parámetros de configuración para poder realizar la transferencia de datos. En algunos casos, hay medidores que poseen incorporado un controlador automatizado de lectura.

5.1.3 Módulo central

Es la unidad interfaz de datos central o módem servidor que se conecta directamente al computador de teledatada. Al igual que el módem remoto, también se establecen parámetros de configuración con el objetivo de establecer una conexión entre el software de lectura y el medidor electrónico. Es posible conectar varios módems servidores a un computador siempre y cuando el ordenador disponga de varios puertos seriales COM.

La interrogación de los medidores para recibir la información se describe a continuación:

Se realiza una llamada a cada controlador de sistema automatizado de lectura desde la interfaz software, con el fin de establecer un canal de comunicación entre el computador de teledatada en la estación central hacia cualquier estación remota. La conexión de la llamada se realiza por medio de una línea telefónica dedicada.

Luego de haber establecido la conexión entre la estación remota y la estación de supervisión, la segunda etapa, consiste en hacer la descarga de los datos según los parámetros solicitados, los cuales se establecen previo proceso a realizar la llamada. El tiempo de conexión y descarga depende de la velocidad con que se conectó y del número de días o meses consultados. Todas y cada una de las lecturas son almacenadas en un archivo base con un formato establecido, desde el cual se generan los registros e informes de consumo de cada usuario.

Cuando termina la descarga de datos, es necesario finalizar la conexión establecida, con el fin de liberar el canal para una próxima llamada. En el caso del programa ENERSIS LITE, la desconexión es automática.

5.1.4 Teledatada utilizando la red GSM

Para poder configurar los parámetros del equipo, el computador utilizado en el centro técnico de CEDENAR S.A cuenta con un puerto de comunicación serial por medio del cual se programan las características como velocidad, control de flujo, contestación automática, transferencia de datos.

El puerto serial del equipo utilizado es compatible con el estándar RS-232C.

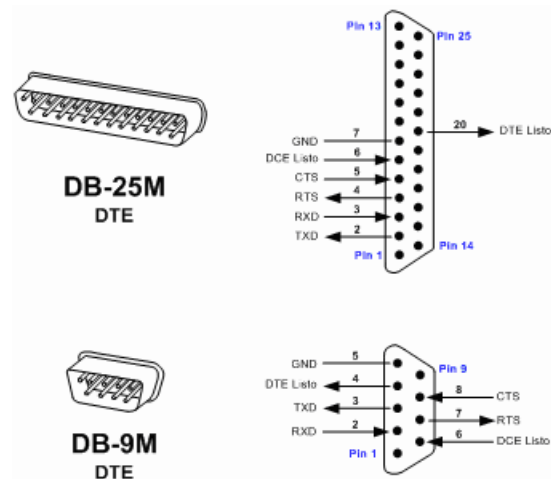
El estándar RS-232C constituye la tercera revisión de la antigua norma RS-232 propuesta por la Asociación de Industrias Electrónicas EIA (Electronic Industries Association). Posteriormente el Comité Consultivo Internacional Telegráfico y Telefónico CCITT (Consultative Committee for International Telegraph and Telephone) creó el estándar conocido como V.24.

Las diferencias entre ambos son mínimas, por lo que a veces se habla indistintamente de V.24 y de RS-232C, refiriéndose siempre al mismo estándar.

El RS-232C define un conector tipo DB-25 de 25 pines para la interconexión de equipos, aunque es normal encontrar la versión de 9 pines DB-9, que es más barata e incluso de uso más extendido. Además del número de pines, se definen dos tipos de terminaciones que van en función del acomodo de las señales y el género del conector.

El estándar RS-232C define para Equipos Terminales de Datos DTE (*Data Terminal Equipment*) un conector de género macho con la configuración presentada en la figura 15.

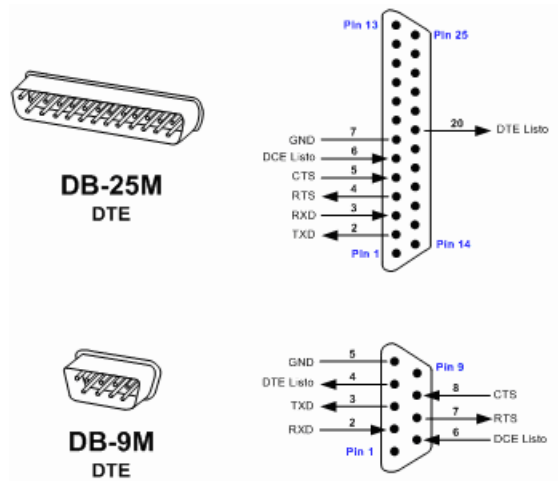
Figura 15. Conector DB-25 y DB-9 DTE



Fuente: <http://www.datasheetarchive.com>

Mientras que para Equipos de Comunicación de Datos DCE, (*Data Communication Equipment*) el estándar RS-232C define un conector de género hembra con la configuración presentada en la figura 16.

Figura 16. Conectores db-25 y DB-9 DCE



Fuente: <http://www.euskalnet.net/shizuka/rs232.htm>

Las señales de entrada y salida de las líneas de datos son digitales, Los voltajes varían entre 3 y 15 voltios para un 0 lógico y entre -3 a -15 voltios para un 1 lógico.

Para establecer un canal de comunicación por la red GSM entre el computador de la estación central y un medidor de la estación remota, se necesita:

- Módem servidor GSM/GPRS Enfora Spider SA-G+ modelo GSM1308/1318
- Módem cliente GSM/GPRS Enfora Spider SA-G+ modelo GSM1308/1318 ó un modem MCL 4.0/5.X de Elgama Sistemas
- computador con Microsoft Windows XP
- cable serial RS-232 estándar
- tarjetas SIM activadas con plan de datos con servicios GPRS y WAP habilitado

Los dos módems GSM/GPRS, deben estar programados y configurados previamente, este proceso se describe más adelante. Así mismo, las tarjetas SIM deben estar activadas y registradas en la red GSM del operador de telefónica móvil, en este caso Comcel y movistar

El módem base, debe conectarse al computador de teledata en un puerto serial COM por medio de un cable serial DB9 estándar. Antes de poder realizar una llamada de datos en GSM, se debe configurar una conexión PPP (Point to Point Protocol) usando una conexión de red Dial-up de Windows32. La configuración de

una conexión PPP se divide en dos pasos: instalar módem servidor, y crear una nueva conexión de red Dial-up.²⁰

5.1.4.1 Conexión modem-equipo portátil

Una llamada GPRS tiene entre otras ventajas, en que el cargo por servicio se realiza por cantidad de tráfico realizado y no por tiempo de conexión, como es el caso de CSD. Esto permite ahorrar gran cantidad de costos cuando se necesita estar siempre conectado, y sólo enviar o solicitar información de monitoreo.

La conexión GPRS, es posible utilizarla de dos maneras. Una como conexión a Internet (bajar páginas, navegar, enviar email, conexión FTP, bajar archivos,) a través del módulo GSM1218 usado como módem. Esta conexión sólo es posible utilizando un sistema operativo Windows. Para el desarrollo del proyecto se configuro la conexión utilizando Windows XP.

La otra forma es utilizando una configuración cliente/servidor. Esto es, que el módulo se puede conectar a un servidor para enviarle información o el módulo comportarse como un servidor para recibir información. Se verá como configurarlo para realizar esto de las dos formas.

Además es posible que se conecten dos módulos entre sí, al estilo CSD, pero usando la red GPRS.

Muchos dispositivos seriales básicos existen y apoyan los usos de la aplicación que podrían beneficiar de la capacidad de utilizar una red de datos del paquete como GPRS. Los dispositivos existentes no tienen la energía o la capacidad de procesador para apoyar un stack IP que se requiera del dispositivo para facilitar la comunicación a la red. Por esta razón, el módulo Enfora posee un propio programa llamado Packet Assembler/Disassembler o PAD y los comandos asociados de la interfaz en serie proporcionan una arquitectura que se pueda configurar para la conexión a un dispositivo de la herencia. Una vez que esté configurado y conectado, el PAD acepta los datos pasados sobre las líneas seriales y empaqueta los datos para la entrega sobre la red. PAD se requiere en el lado extremo del host para invertir el proceso. PAD aceptará los datos IP sobre la red, des-empaqueta los datos IP, y los pasa al dispositivo conectado en la orden reversa. Los protocolos del transporte del TCP y del UDP son soportados por PAD.

Antes de realizar la configuración para una llamada GPRS, se debe asegurar:

- Potencia y Calidad de la señal con AT+CSQ.
- Verificar la tarjeta SIIM con AT+CPIN?

²⁰ Manual Enfora: www.enfora.com GSM0000AN008. Enabler Modems PPP Configuration for Windows XP.[Citado 10 de octubre del 2012] 85

- Verificar la selección del operador con AT+COPS?
- Verificar el registro de la tarjeta en la red con AT+CREG?
- Verificar el registro de la tarjeta en la red GPRS con AT+CGREG?
- Verificar la banda con AT%BAND?.
- Verificar la velocidad de conexión con la red con AT+CBST
- Verificar que la velocidad del hipertexto sea de 115200 con AT+IPR=.
- Verificar que el módem se encuentre funcional con AT+CFUN=1.
- Verificar el modo de llamada de datos (DATA) con AT+FCLASS=0

Una vez revisado lo anterior se procede a configurar el módem. Lo primero que se debe hacer es registrar y conectar la tarjeta SIM a la red GPRS. Para ellos se utilizan los siguientes comandos:

AT+CGDCONT=<n>,"IP", "<APN>", "",0,0 Configura el contexto PDP. Donde:

- **<n>** número identificador del contexto. Puede haber más de uno y este número indica cual se activa.
- **"IP"** Indica el tipo de protocolo a utilizar. En este módulo siempre se utiliza "IP"
- **<APN>** Nombre del punto de acceso (Access Point Name). Lo entrega el proveedor de servicio de red. En el caso de Movistar es: web.tmovil.cl. En el caso de Comcel es: ipfijas.comcel.com
- **""** Debe ir una dirección IP, pero si se dejan las comillas sin nada, la dirección es asignada dinámicamente por el ISP (Internet Service Provider) o proveedor de servicios de Internet. Se puede ver la dirección una vez conectado utilizando AT+CGPADDR.
- Compresión de información desactivada.
- Compresión de cabecera desactivada.

AT+CGACT=<state>,<n> Activa el contexto dado por **AT+CGDCONT**, con el número identificador, <n>. El estado viene dado por **<state>**=1 para activarlo y 0 para desactivarlo.

5.2 CONFIGURACIÓN DE SOFTWARE PARA DE TELEMEDIDA.

5.2.1 Enersis Lite 1.03.

Es un software de telemida desarrollado por ELGAMA SISTEMOS para telemedición e interrogación de medidores EMH-ELGAMA, es utilizado para descargar de información de lecturas y de parámetros eléctricos forma remota conectados por línea telefónica.

5.2.1.1 Configuración del Enersis Lite

Medios técnicos necesarios exigidos por el fabricante:

- Medidores Estáticos EMH-ELGAMA
- Computador con Microprocesador Intel 4086
- Memoria RAM 8 MB Disco Duro no menor de 10 MB
- Módem controlador
- Interface con Cabezote Óptico

Software necesario exigido por ELGAMA SISTEMOS

- Windows 98/NT (Windows 3.11) o Windows XP
- Winword, Excel
- ENER_SIS
- ODBC 16 BITES

5.2.1.2 Captura de datos en tiempo real

El Enersis Lite permite observar y detallar datos en tiempo real, almacenar la información en una base de datos en forma de archivo de texto o archivos planos, e imprimir la información desplegada.

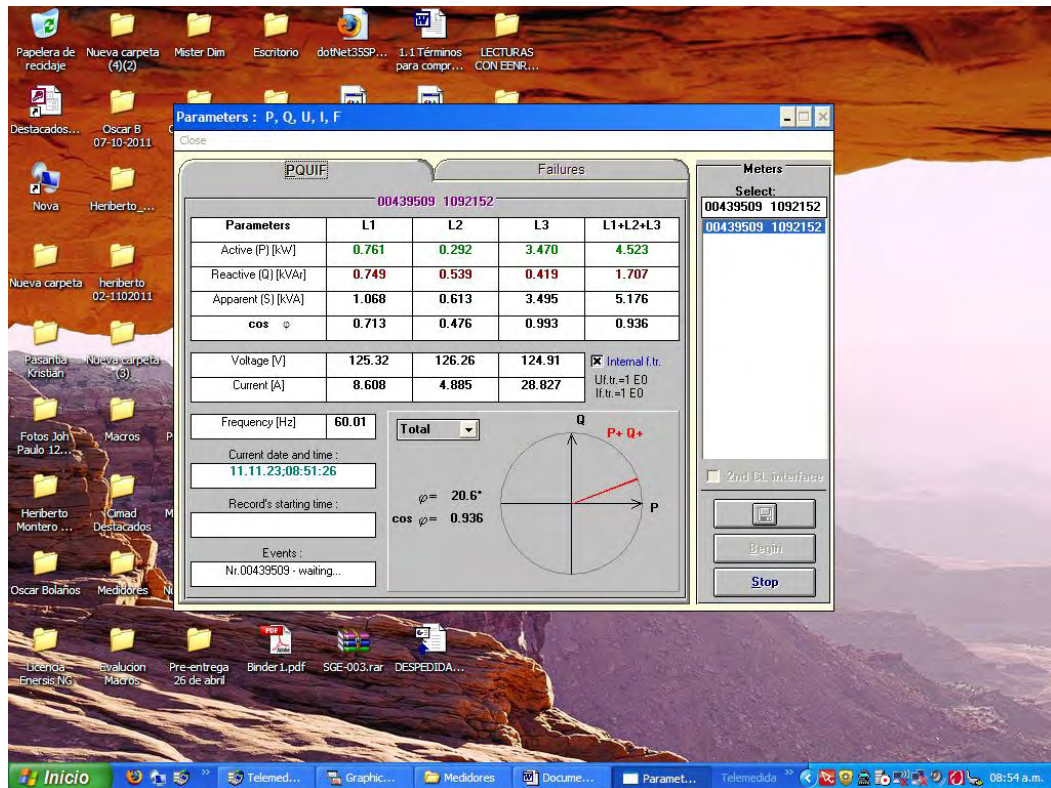
En la tabla 10. Se registran los valores de datos de todas las energías instantáneas en la figura 15., se visualiza los parámetros eléctricos del Consorcio solarte

Tabla 9. Lecturas de energía instantáneas.

Datos Registrados	Total
Potencia activa (P)	4.523kW
Potencia Reactiva (Q)	1.707kVAR
Potencia Aparente (S)	5.176kVAR
Voltaje(V)	124.91V
Corriente(A)	28.827 A

Frecuencia (Hz)	60.01Hz
Factor de potencia(COS φ)	0.936

Figura 17. Lectura de datos instantáneos PQUIF

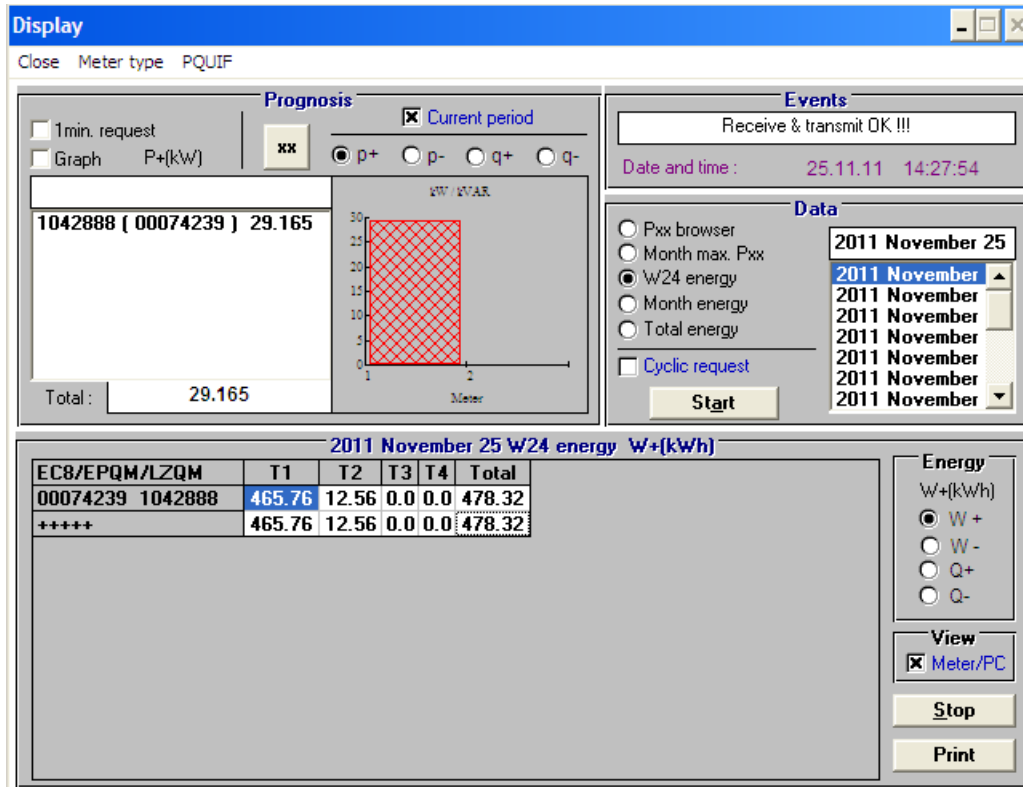


Fuente: propia de este trabajo

Se realiza una lectura de las características eléctricas del sistema en tiempo real, la cual se toma pantallazo de lecturas instantáneas y de consumo de toda las características mostradas en la figura 15., potencia instantánea, valores de tensión y corriente de cada fase, factor de potencia y frecuencia del sistema.

Descarga de datos de las 24 horas actuales y 35 días anteriores, con periodos de demanda de 15 minutos y posibilidad de graficarlos e imprimirlos.

Figura 18. Visualización de datos en formato 24 horas



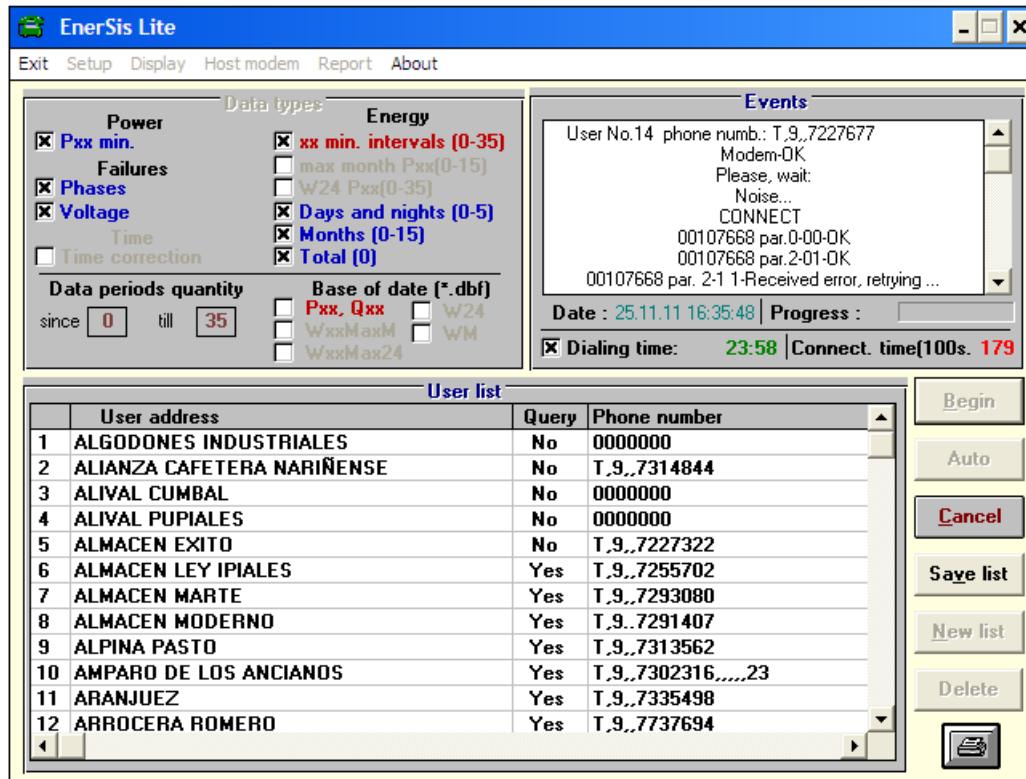
Fuente: propia de este trabajo

En la figura 16. Se puede observar la descarga de datos, la cual tiene una configuración de descarga sin receso las 24 horas del día, la lectura de datos instantánea es de energía reactiva p+, también se observa una curva de carga en kW/kVar.

El usuario teledorado es el terminal terrestre pasto registrado con código interno 1042888 y número de medidor 74239.

Ajustar el puerto de comunicaciones y la velocidad con la que trabajara el sistema en el proceso de recolección de datos.

Figura 19. Lectura individual de usuarios teledados por medio de línea telefónica



Fuente: propia de este trabajo

La ventana principal de ENERSIS LITE, muestra un menú de opciones, casillas para activar tipos de datos a descargar, pantalla de eventos, lista de usuarios y botones de acciones. Configuración de la opción de llamar a todos los usuarios o a uno en particular, en el caso de la figura 17., se realiza una llamada individual a un solo usuario, para el caso de la figura el usuario interrogado es; bodegas Puyo Pino de Pasto con interno 107668.

El menú de opciones permite

- Escoger el puerto serial del computador por el cual se realizará el proceso de recolección de datos.
- Ajustar la tasa de velocidad para el intercambio de datos entre el módem y el computador.
- Seleccionar la opción para descargar datos de todos los usuarios que tienen activado el modo automático o opción para descargar datos únicamente de un usuario escogido, seleccionar el tipo de comunicación en situ (desactiva módem) o teledada (activa módem).
- Programación de lectura automática en la cual se establecer la hora a la cual el sistema en forma automática inicia la descarga de datos en los usuarios configurados como automáticos generalmente para llamadas nocturnas.

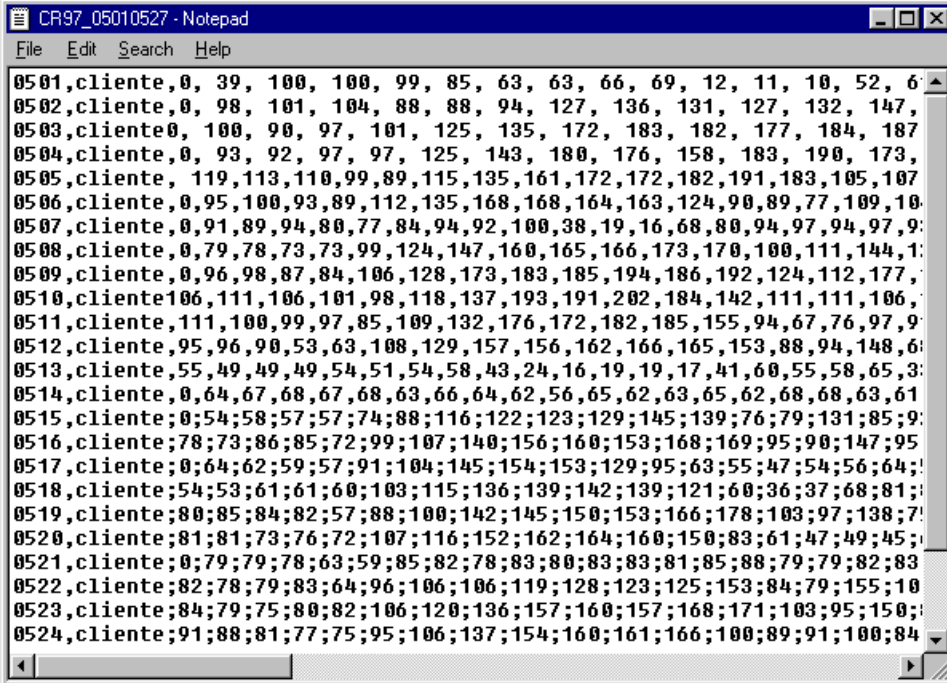
- Establecer el tiempo de espera para la conexión después de iniciada la llamada al cabo del cual el programa cancela la llamada en trámite.
- Programar el número de reintentos de llamada ya sea en forma automática o manual, activar cierre automático del programa al finalizar el proceso de telemedida.
- Habilitar o deshabilitar la descarga de archivos en formato DFD.
- posibilidad de configurar los módems remotos instalados en los medidores, pudiendo determinar características de protocolos o ajustes necesarios según el tipo de modem y el medio usado.
- Opción para visualizar en tiempo real valores como demanda de potencia activa y reactiva, valores acumulados de energía por tarifa y observar datos registrados como la demanda cada 15 minutos del día actual y los 35 días anteriores.
- Las casillas de tipos de datos, permite habilitar cuatro opciones de recolección de datos:
 - Energía de los periodos de integración (normalmente 15 minutos),
 - Energía de hasta cinco días anteriores (totales por día),
 - Energía de hasta 15 meses anteriores (totales por meses), y
 - Total de los contadores de energía hasta el momento de la recolección de datos.
- Toda la información descargada del medidor, de las cuatro opciones de energía, están limitadas por el periodo de días seleccionados.
- Enersis Lite, permite definir los días que se recolectaran del medidor, el rango máximo posible es de 0 a 35 días, donde el día cero corresponde al día en curso y de uno en adelante se toman como los días previos al corriente.
- La opción **xx min. Intervals (0-35)**, corresponden a los valores de demanda promedio y energías de cada periodo de interrogación normalmente cada 15 minutos.
- La opción **Days and nights (0-5)**, corresponden a los valores de energía totales de cada día, discriminados por periodo tarifario.
- La opción **Months (0-5)**, corresponden a los valores de energía totales de cada mes, discriminados por periodo tarifario.
- La opción **Total (0)**, corresponden a los valores de energía totales registrados por el contador desde su primera energización y discriminados por periodo tarifario.

La pantalla de eventos muestra el proceso de la llamada, indicando disponibilidad del puerto com, conexión con el modem servidor, estado de la conexión con el

usuario y el estado de descarga de datos. La lista de usuarios registrados muestra la información de los clientes “user address”, opción de permitir o no la interrogación “query”, número telefónico “pone number” y número de serie del medidor “serial number”.

Los datos almacenados de los medidores interrogados se guardan en forma automática en archivos planos como se muestra en la figura 18., en un directorio específico del programa.

Figura 20. Archivo plano generado por Enersis Lite



```
CR97_05010527 - Notepad
File Edit Search Help
0501,cliente,0, 39, 100, 100, 99, 85, 63, 63, 66, 69, 12, 11, 10, 52, 6
0502,cliente,0, 98, 101, 104, 88, 88, 94, 127, 136, 131, 127, 132, 147,
0503,cliente,0, 100, 90, 97, 101, 125, 135, 172, 183, 182, 177, 184, 187
0504,cliente,0, 93, 92, 97, 97, 125, 143, 180, 176, 158, 183, 190, 173,
0505,cliente, 119,113,110,99,89,115,135,161,172,172,182,191,183,105,107
0506,cliente,0,95,100,93,89,112,135,168,168,164,163,124,90,89,77,109,10
0507,cliente,0,91,89,94,80,77,84,94,92,100,38,19,16,68,80,94,97,94,97,9
0508,cliente,0,79,78,73,73,99,124,147,160,165,166,173,170,100,111,144,1
0509,cliente,0,96,98,87,84,106,128,173,183,185,194,186,192,124,112,177,
0510,cliente,106,111,106,101,98,118,137,193,191,202,184,142,111,111,106,
0511,cliente,111,100,99,97,85,109,132,176,172,182,185,155,94,67,76,97,9
0512,cliente,95,96,90,53,63,108,129,157,156,162,166,165,153,88,94,148,6
0513,cliente,55,49,49,49,54,51,54,58,43,24,16,19,19,17,41,60,55,58,65,3
0514,cliente,0,64,67,68,67,68,63,66,64,62,56,65,62,63,65,62,68,68,63,61
0515,cliente,0;54;58;57;57;74;88;116;122;123;129;145;139;76;79;131;85;9
0516,cliente;78;73;86;85;72;99;107;140;156;160;153;168;169;95;90;147;95
0517,cliente;0;64;62;59;57;91;104;145;154;153;129;95;63;55;47;54;56;64;
0518,cliente;54;53;61;61;60;103;115;136;139;142;139;121;60;36;37;68;81;
0519,cliente;80;85;84;82;57;88;100;142;145;150;153;166;178;103;97;138;7
0520,cliente;81;81;73;76;72;107;116;152;162;164;160;150;83;61;47;49;45;
0521,cliente;0;79;79;78;63;59;85;82;78;83;80;83;83;81;85;88;79;79;82;83
0522,cliente;82;78;79;83;64;96;106;106;119;128;123;125;153;84;79;155;10
0523,cliente;84;79;75;80;82;106;120;136;157;160;157;168;171;103;95;150;
0524,cliente;91;88;81;77;75;95;106;137;154;160;161;166;100;89;91;100;84
```

Tabla 10. Lecturas Correspondientes La Estación El Puente

Código interno	Numero de medidor	Fecha	W +				w-				Q+				Q-			
			T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
1034158	283963	07.03.12	61.74	45.42	27.72	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.99	18.15	13.41	0.0	1.77	0.42	0.03	0.0
1034158	283963	06.03.12	79.98	61.17	57.18	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.83	20.04	21.0	0.0	2.88	1.32	0.93	0.0
1034158	283963	05.03.12	81.75	67.2	52.59	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.4	25.86	20.97	0.0	2.97	1.26	0.81	0.0
1034158	283963	04.03.12	71.16	42.0	28.17	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.39	7.5	5.64	0.0	2.76	1.17	0.84	0.0
1034158	283963	03.03.12	71.88	55.44	51.36	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.16	16.29	20.46	0.0	3.42	0.99	0.87	0.0
1034158	283963	02.03.12	77.97	65.88	47.19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.99	21.0	12.24	0.0	2.85	1.47	0.87	0.0

Lecturas diarias registradas en el mes de marzo

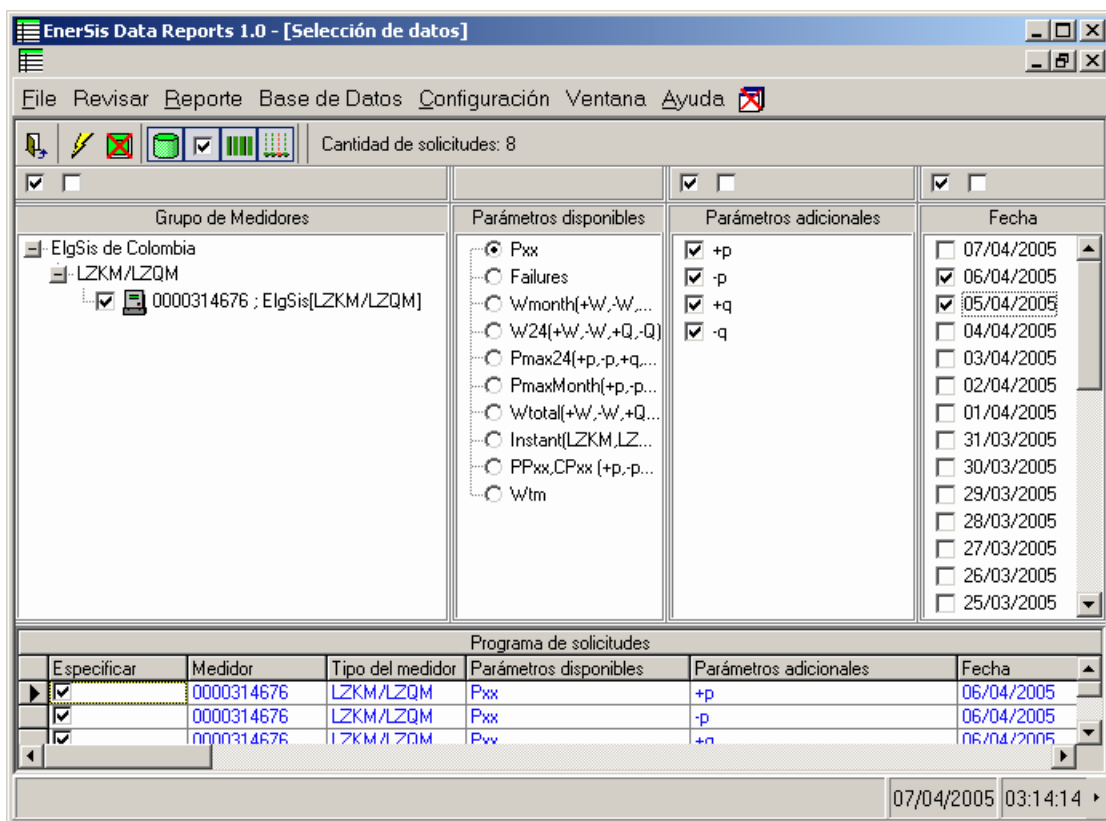
Tabla 11. Datos de lecturas estación Juananbu

Código interno	Numero de medidor	Fecha	W +				w-				Q+				Q-			
			T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
1039103	283968	06.03.12	25.04	21.32	17.24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.92	5.52	6.12	0.0	2.56	1.6	1.12	0.0
1039103	283968	05.03.12	32.56	18.64	17.24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.56	5.64	7.12	0.0	3.16	1.08	0.52	0.0
1039103	283968	04.03.12	36.28	18.12	13.88	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	3.88	3.8	0.0	3.48	1.64	1.08	0.0
1039103	283968	03.03.12	38.4	20.8	11.04	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.2	5.04	2.0	0.0	3.56	1.64	1.08	0.0
1039103	283968	02.03.12	37.6	22.28	20.56	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.6	5.52	7.4	0.0	3.56	1.44	0.96	0.0

5.2.2 Enersis NG

El software Enersis NG esta constituido por dos subprogramas uno te interrogación y descarga inmediata el cual es de forma manual como el que se muestra en la figura 19., y otro para programación de lecturas automáticas como el que se muestra en la grafica 20. Los dos se utilizan para la lectura, generación de informes y análisis de los datos de contadores electrónicos. Los dos puede leer y almacenar los datos de los medidores la única diferencia es que el uno se lo puede operar de forma manual y el otro requiere de una programación automática la cual se ejecutara posteriormente.

Figura 21. Enersis Data Report 1.0

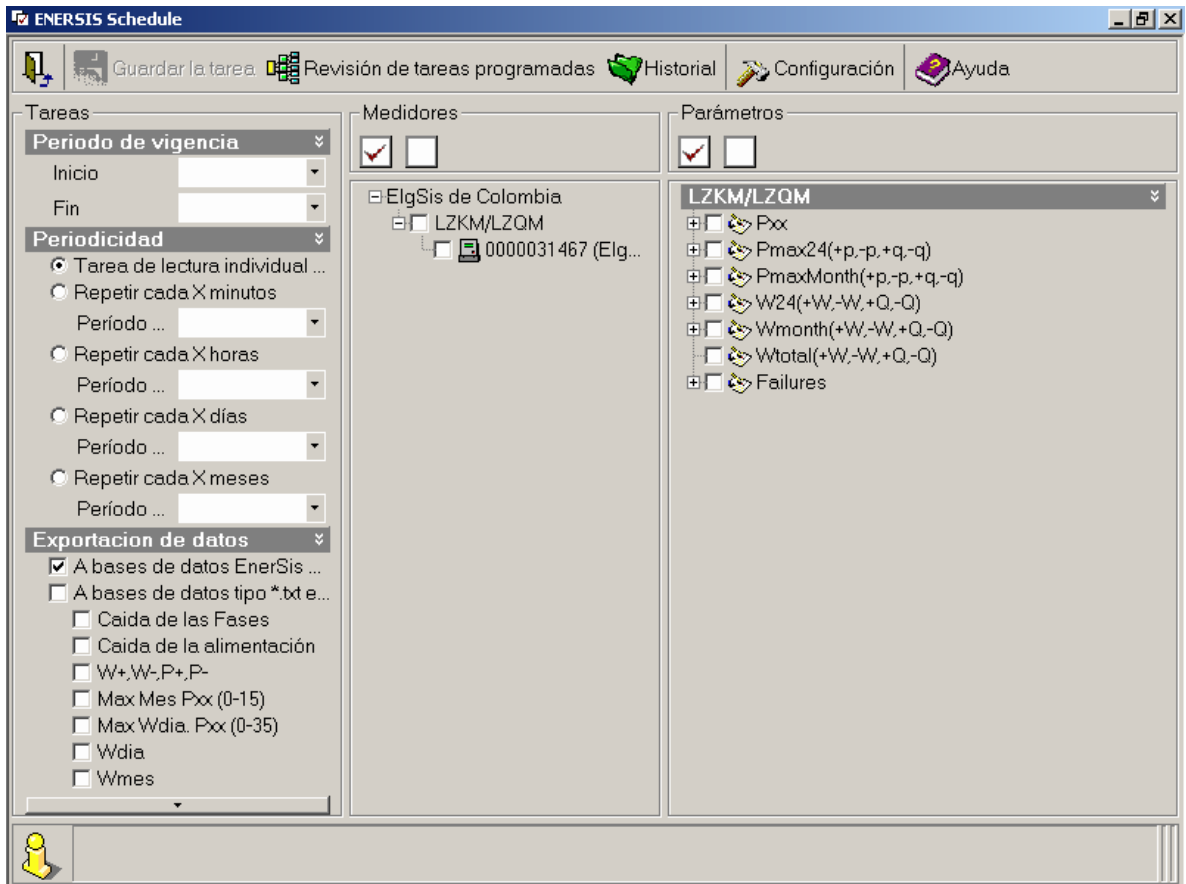


Fuente: propia

El Enersis data report anteriormente mencionado permiten realizar una lectura de medidores en forma manual, también permite monitorear en tiempo real valores de tensión y corriente por fase, ángulo de fase, factor de potencia, desconexiones o caídas de tensión.

Se pueden presentar los datos medidos en gráficos, para facilitar su interpretación.

Figura 22. ENERSIS Schedule



Fuente: propia de este trabajo

Características del software de Enersis Schudele:

- Crea una estructura de grupo de informes (descrita por usuarios individuales)
- Permite analizar la información almacenada en la base de datos
- Ofrece diferentes opciones y criterios para descargar datos de uno o varios medidores al tiempo.
- Permite importar datos de otros programas de lectura en la base de datos de EnerSis NG.
- Permite la generación de informes de energía y potencia demandada para el respectivo proceso de facturación.
- Los datos medidos se pueden exportar a la aplicación Excel o a otros sistemas software de control industrial.

El software puede generar e imprimir varios tipos de informes: el pago de un suministro de electricidad, la vigilancia del consumo de energía para el pago adicional se puede solicitar informes que sean adecuados para cada consumidor.

Se puede formar las cargas diarias, todos los días cartas de energía máximos, periodo seleccionado de una demanda máxima y los gráficos de carga, el consumo de energía durante el día o un par de gráficos de datos al mes.

La conexión del medidor en grupos ofrece las ventajas que se enumeran a continuación:

- La transferencia de datos de los medidores de bases de datos de tipo *.DBF y *.MDB.
- Para las tarifas de la energía y el 8 máximos de potencia.
- Hasta el 16 arancelarias programas de conmutación por día (perfiles de día).
- 10 perfiles de la semana;
- Para 12 temporadas arancelarias.

Los datos se generan en una interfaz grafica, lo cual permite generar en los informes de filtrado. Los datos que se utilizan para formar los informes y se elige entre los parámetros enumerados a continuación:

- El número del medidor;
- Consumo de energía eléctrica;
- El grupo de referencia;
- Período de tiempo;
- Distrito;
- Subestación transformadora;
- Alimentador.

Los datos de que las cartas se forman es elegido por los parámetros que se enumeran a continuación:

Los tipos de la energía;

- período de tiempo de integración;
- período de tiempo;
- el grupo de referencia;
- el medidor de la lista.

Los archivos que el software crea se encuentran en la misma estructura que hacia el Enersis Lite. Y la ubicación de estos archivos es la siguiente: C:\Archivos de programa\EnerSis NG\TXT, al igual Se puede hacer unatransferencia de datos directa a Microsoft "Excel" en una hoja de cálculo.

Base de datos de control de integridad. El software verifica la integridad de bases de datos y crea el archivo de los datos que faltan. A finales de este archivo está siendo utilizado para recopilar los datos que faltan. La integridad de la base

de datos se puede comprobar a partir de la fecha deseada. También puede comprobar la integridad del grupo de referencia elegido o sólo los parámetros seleccionados de la base de datos.

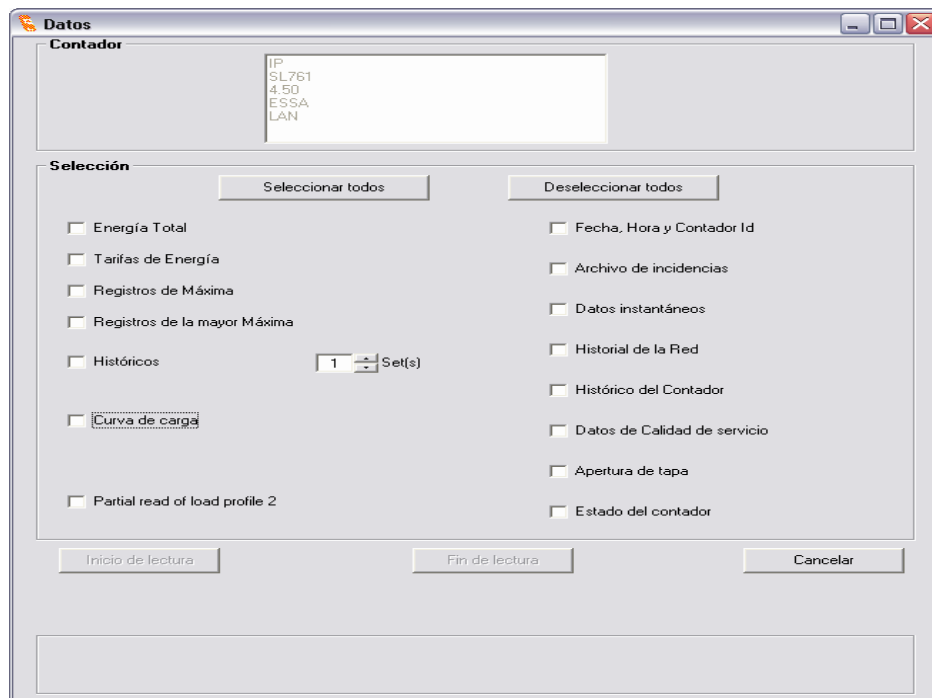
Cálculos adicionales. El software puede calcular los perfiles de alimentación de datos mediante la ampliación de la duración del período de integración. (P15 -> p30 o p60; p30 -> p60).

Los dos software es utilizado principalmente para descarga de datos de medidores conectados por la red GSM/GPRS.

El proceso de llamada es similar a una llamada por línea telefónica, con la diferencia que ésta se realiza sobre la red GSM de Comcel o movistar por medio de una conexión PPP.

5.2.3 AIMS7000/PRO- AIMS 5000

El aims7000/pro y el aims5000, son software desarrollados por la empresa eléctrica Itron, estos son software permiten la interrogación de datos y parámetros eléctricos para medidores Itron y Actaris SI7000, Actaris SL5000



5.3 MEDIDORES ELECTRÓNICOS ADSCRITOS A CEDENAR S.A PROGRAMADOS PARA SISTEMAS DE TELEMEDIDA.

En desarrollo del proyecto y monitoreo y gestión de energía eléctrica, CEDENAR S.A. opera con varios tipos de medidores electrónicos. A continuación se detallan cada una de las características de estos.

- Contadores EMH ELGAMA
 - EPQS
 - LZKM
 - EPQM
 - EMS
- CONTADORES ITRON
- CONTADORES ACTARIS SL 7000 Y SL5000
- CONTADOR landis+Gyr
- Contadores ABB

5.3.1 EPQM

El medidor EPQM es un dispositivo multi-tarifa para la medición de la energía eléctrica activa y reactiva en los dos sentidos y es aprobado de conformidad con la norma IEC 62053-11, IEC 62053-22, IEC 62053-21 y IEC 62053-23

Figura 23. Contador EPQM EMH ELGAMA



Fuente: Elgama Sitemos

5.3.1.1 Medición

- opera en tres fases 3 - o 4 hilos de las redes eléctricas.

- Energía activa (bidireccional) con la clase de precisión 0,5 s (IEC 62053-22) o 1.0 (IEC 62053-21).
- De energía reactiva (positiva y negativa)
- demanda máxima con la fecha y hora
- Perfiles de carga
- Valores instantáneos (A, V, kW, kVAR, cos phi de cada uno de las fases, Hz)

5.3.1.2 Tarifa del módulo

Medidor de EPQM interna tiene reloj en tiempo real con batería de respaldo de Li-ion y de la estructura arancelaria compleja (tiempo de uso):

Número de las tarifas de energía	4 tarifas
Número de las tarifas de demanda máxima	4 tarifas;
Número de estaciones	5 temporadas
Número de perfiles de semana	8 perfiles semana diferentes
Número de perfiles día	16 perfiles diferentes al día
Días especiales	Una lista de los 32 días de fiesta, tener vínculos con el perfil de día correspondiente

5.3.1.3 Almacenamiento de datos

Metros EPQM tiene una memoria no volátil, lo que permite almacenar los datos de medición sin la influencia de los cortes de energía. Capacidad de los datos almacenados:

Total de energía	[T1 ... T4, TS];
Mensual de energía	[T1 ... T4, TS], por lo menos 15 meses.
Energía diaria	[T1 ... T4, TS], por lo menos 36 días.
Demanda máxima acumulada	[T1 ... T4].
La demanda máxima mensual	[T1 ... T4], por lo menos 15 meses, con fecha y hora.
La demanda máxima diaria	[T1 ... T4], por lo menos 36 días, con fecha y hora;

Eventos registros de bitácora Hasta 9999 los eventos;

Perfiles de carga Hasta 4 canales;

Valores instantáneos A, V, kW, kVAR, cos phi de cada una de las fases, Hz.

5.3.1.4 Perfiles de carga

Los valores promedio de la demanda se almacenan en los perfiles de carga al final de cada período de integración:

- Capacidad de carga perfil hasta 140 días con un período de integración de 60 minutos;
- Período de integración programable: 15, 30, 60 min.

5.3.1.5 Comunicaciones

El contador tiene una interfaz de comunicación óptica, de acuerdo con la norma IEC 62056-21. Interfaz de comunicación óptica permite al usuario leer los datos y los medidores de los programas en el campo o en el centro técnico de la empresa.

los contadores EPQM puede tener hasta dos interfaces independientes comunicación eléctrica con el protocolo de acuerdo con la norma IEC 62056-21 o IEC 62056-31, permitiendo la conexión de los medidores a través del sistema AMR externa GSM / GPRS, RF, PSTN y controladores de LAN:

- Interfaz de comunicación eléctrica: Bucle de corriente de 20 mA
- Interfaz de auxiliar de comunicación eléctrica: Bucle de corriente de 20 mA o RS485

5.3.1.6 Salidas / entradas

- Hasta 5 salidas de impulsos eléctricos (S0), programables.
- Prueba de LED de salida para la energía activa o reactiva.
- [Opcional] entrada de impulsos eléctricos (S0) o la interfaz de auxiliar de comunicación eléctrica.
- [Opcional] La salida de relé controlado por: Conmutación de tarifas.
- [Opcional] copia de seguridad de suministro de alimentación externa DC de 12V para la lectura del medidor, sin alimentación principal

5.3.1.7 Las funciones de seguridad

La protección de hardware permite sólo las personas autorizadas para acceder al contador:

La comunicación óptica de cierre de la interfaz. Protección de software permite sólo las personas autorizadas.

Lo contadores EPQM Cuentan con medidores de programación está protegido por contraseña, y si se introduce una contraseña incorrecta cuatro veces en un día, la aceptación de la contraseña se bloquea durante 24 horas. Durante ese período de programación del medidor es imposible.

El contador con el reloj interno tiene cuaderno de bitácora en el cual se registran eventos como se muestra en la figura 23.

Figura 24.registro de los eventos

Cortes de energía eléctrica	Hasta 9999 eventos, los últimos 14 eventos con fecha y hora.
Falta de cualquier tensión de fase	Hasta 9999 eventos, últimos 5 eventos con fecha y hora.
Medidor de programación	Últimos 10 eventos con fecha y hora.
Influencia del campo magnético	Número total, la duración, el último evento con la fecha y hora.
Los errores internos	Hasta 9999 eventos.
Aberturas de la cubierta principal	Último evento con la fecha y hora.

5.3.1.8 Mostrar en LCD

El medidor EPQM equipado con símbolos alfanuméricos 32 de dos líneas LCD (pantalla de cristal líquido). La pantalla LCD muestra los datos acumulados de las constantes de medida y parametrización.

La manipulación directa se puede realizar

- Cíclicos (automático)
- estáticos (manual)
- Cargar indicación de cuadrante
- Menú de control por las señales de luz

5.3.1.9 Especificaciones técnicas

Tabla 12. Especificaciones técnicas contador EPQM

Valoraciones	Especificaciones
Sistema	Trifásico de 4 hilos o 3 hilos
Clase de precisión para la energía activa y reactiva	Clase 0,5 s ó 1,0 de clase
Tensión de referencia, 4 redes de cable Multi rango 3 redes de cable	3x57, 7/100; 3x63, 5/110, 3x69, 2/120; 3x120/208; 3x127/220; 3x220/380; 3x230/400 3x57, 7 ... 230/100 ... 400 3x100, 3x110; 3x220, 3x230, 3x120
De referencia (máximo) Ib actual, (Imax): conexión TC	5 (6); 5 (10); 1 (2); 1 (6)
Umbral de corriente	0,1% o 0,2% Ib
Referencia de Frecuencia,hz	50 o 60
La constante del contador, imp / kWh (imp / kvarh)	5000, 10000 o 40000
Consumo de energía:	
En el circuito de voltaje	<1 W; <1,5 VA
en el circuito de corriente	<0,3 VA
Los rangos de temperatura	
funcionamiento del medidor	-40 ° C a +60 ° C
de almacenamiento del medidor	-50 ° C a +70 ° C
Interna reloj en tiempo real	
Precisión	<0,5 s/24 h (T = 23 ° C)
Fuente de alimentación de copia de seguridad	Batería Li-ion
Operación de duración utilizando únicamente copia de seguridad:	> 16 años
Caso y dimensiones	
Caso	Polycarbonato estabilizado contra rayos ultravioleta
Aislamiento	De protección de clase II
Grado de protección	IP51
Dimensiones en mm	325 x 177 x 55
Peso, kg	<1,5

5.3.2 EMS

Contador de electricidad EMS es un contador electrónico trifásico, que mide la energía activa y está homologado según la norma IEC 62052-11 e IEC 62053-21. Tiene registro LCD para la visualización de la energía activa en una tarifa. Contador registre la energía activa independientemente de la dirección de la energía, es decir, el registro se lleva a cabo en el mismo registro a \pm A. Las salidas de impulsos para la salida de prueba de LED y eléctricos están activos en ambos sentidos de la energía.

5.3.2.1 Medición

Medidor trifásico y opera las redes de electricidad y de forma independiente a partir de compás actual la dirección del flujo:

Registra energía activa y reactiva con clase de precisión 1.0 o 2,0 (la norma IEC 62053-21)

5.3.2.2 Salidas

- Eléctrica impulso de salida (S0)
- Prueba de LED de salida para de energía activa
- Puerto óptico

5.3.2.3 Almacenamiento de datos

EMS medidor tiene la memoria no volátil, lo que permite para almacenar los datos de medición sin la influencia de cortes de energía.

5.3.2.4 Comunicaciones

El medidor de tiene interfaz de comunicación óptica que se ajusta con la norma IEC 62056-21. la interfaz de comunicación óptica, permite al usuario leer los datos en campo y en el centro de control, a través de esta interfaz se puede realizar la programación y parametrización.

5.3.2.5 Mostrar

EMS medidor está equipado con LCD de (pantalla de cristal Líquido). LCD de contiene 8 dígitos: 8-5 para los números de enteros y dígitos 0-3 para los números de decimales. Punto de Decimal puede ser programado sólo en la fábrica de. Pantalla LCD muestra:

- Medición de valor de la energía y la dimensión;
- Mal funcionamiento del medidor;
- carga y comunicación on-off

Especificaciones técnicas:

Tabla 13. Especificaciones técnicas contador EMS

Valoraciones	Especificaciones
Sistema	Trifásico de 4 hilos o 3 hilos
Clase de precisión	Clase 1,0 o 2,0 Clase
Voltaje de referencia, 4 las redes de de alambre 3 las redes de de alambre	3x57, 7/100; 3x63, 5 110 /; 3x69, 2 120 /; 3x120/208; 3x127/220; 3x220/380; 3x230/400 3x100; 3x110; 3x220; 3x230; 3x120
De Referencia (máx.) actual, Ib (Imax): conexión Directa,	5 (60); 5 (80); 10 (60); 10 (100); 5 (100) 1 (1,2); 5 (6); 5 (10)

Conexión mediante CT, o la TC / VT,	
Umbral de corriente	Ib 0,4% (0,2% En si la conexión de CT o CT / VT)
Referencia de Frecuencia, Hz	50 o 60
Constante de Medidor de, imp / kWh	500 (conexión directa) 5000 (CT o CT / VT de conexión)
Consumo de energía	
En el circuito de voltaje	<0,5 W; <1 VA
en el circuito de corriente	<0,05 VA
Los rangos de temperatura:	
funcionamiento del medidor	-40 ° C a +60 ° C
de almacenamiento del medidor	-50 ° C a +70 ° C
Caso y dimensiones	
Caso	Policarbonato estabilizado contra rayos ultravioleta
Aislamiento	De protección de clase II
Grado de protección	IP51
Dimensiones en mm	325 x 177 x 55
Peso, kg	<1,5

5.3.3 CONTADOR ITRON AC 6000

Tabla 14. Contador Itron ACE 6000



Fuente: www.itron.com

Se permite la grabación múltiple de perfiles de carga, junto con la comunicación local y remota.

Diseñado para la conexión directa o con un transformador de corriente, el ACE6000 emplea una arquitectura escalable que les hace igualmente adecuado para su uso con las redes de distribución existentes y nuevas

Amplia gama de aplicaciones gracias a una fuente de alimentación de rango automático y el amplio rango de medición, un medidor que se puede utilizar en una variedad de aplicaciones, desde grandes instalaciones comerciales e industriales. La precisión y la linealidad le aseguran una alta calidad de los datos de facturación (incluidos los perfiles de carga). Los valores instantáneos para una variedad de cantidades servir como una base para la vigilancia de la red.

PSTN, GSM, GPRS y comunicaciones IP son compatibles gracias a la

Reducción de los ciclos de datos de coste de recogida de lectura se mantienen a un mínimo de almacenamiento interno de todos los datos de facturación, y las capacidades de comunicación de gran alcance permiten a bajo costo en implementación de lectura remota.

Conformidad con las últimas IEC DLMS-COSEM estándares de comunicación asegura que los medidores se puede integrar fácilmente en sistemas estándar de recopilación de datos, así como el futuro GPRS o sistemas basados en IP.

Reducción de las pérdidas no técnicas de seguridad múltiple protección contra los problemas de las características técnicas que se introducen por la intervención humana.

ACE6000 metros incluyen un motor de actualización para mejorar aún más la funcionalidad. Los costes de actualización se pueden mantener al mínimo a través de la reutilización de los equipos existentes.

Resistir los entornos más adversos estándiseñados y probados para hacer frente a condiciones ambientales severas, tales como las perturbaciones electromagnéticas y las variaciones de la red de condición.

5.3.3.1 Características Principales

- Multi-Medición de energía interna de los activos y potencia reactiva en cada dirección.
- Perfiles de carga Hasta 16 canales de diversas cantidades de base en dos perfiles independientes.
- Multi-tarifa de facturación de la energía y la demanda.
- 10 Cantidades de base pueden ser sometidos a la facturación.
- 32 registros de energía de cambio y tasa de 24 registros de la demanda
- conmutación realizada por el reloj interno.

- Dos canales de comunicación.
- Local y remoto de la lectura de los puertos. Módem »Teléfono externo puede ser suministrada por el medidor, (PSTN, GSM).
- DLMS-COSEM cumplimiento se abre para GPRS y redes IP. Software de Itron ofrece una completa gama de software asociado:
- Compatibilidad con los sistemas ya desplegados AMR

5.3.3.2 Especificaciones técnicas

Tabla 15. Especificaciones técnicas contador Itron ACE 6000

Especificaciones	
Tensión:	3 * 57.7/100V hasta 3 * 277/480V rango automático
Corriente:	5A Ib, Imax 100A
Ct / conexión:	Ib 1A, 10A Imax
Conexión directa:	4-hilos metros, en pleno funcionamiento, en 3-hilos conexión sin neutro
C / t, v / t de conexión:	3 - y 4-hilos conexiones configurables, por VDE asimétrico o simétrico
Conectado directamente:	Energía activa MID: Clase B
Transformador conectado:	Energía activa clase 0,5 S & MID: Clase B
De energía reactiva:	Clase 2 o Clase C
Frecuencia	50/60 Hz
Reloj de Tiempo Real	Realice copias de seguridad con la batería externa desmontable y super condensador interno Cumple con la norma IEC 62054-21
Temperatura de funcionamiento	-40 ° C a +70 ° C (variante específica para el funcionamiento a alta temperatura)
Normas	El pleno cumplimiento de MID norma EN50470-1 y EN50470-3y las normas de marcado CE (mecánica, climática, eléctrica, electromecánico, de metrología)
Comunicaciones	IR-puerto (IEC 62056/21 y IEC 62056/42-46-53-61-62) RS232C o RS485 DLMS-COSEM Protocolo (IEC 62056/42-46-53-61-62)
Comunicaciones	Módem telefónico externo
	Cableado de los dispositivos de comunicaciones externas IR-dispositivo de lectura para la conexión al PC

5.3.4 CONTADOR ACTARIS SL 7000

El SL7000 SMART es un contador trifásico estático de nueva generación, completamente programable, apropiado para aplicaciones de facturación y gestión

en puntos de medida diversos, como clientes comerciales, industriales o subestaciones. Permite programar todas las estructuras tarifarias contempladas por la normativa vigente.

El contador SL7000 SMART está disponible en versiones de conexión directa, conexión a transformador de intensidad, o conexión a transformadores de tensión e intensidad, con o sin neutro. Puede configurarse para su conexión a una red de 3 ó 4 hilos.

Tensiones de referencia. La característica de autorrango del contador cubre las siguientes tensiones usuales, y todos los valores incluidos entre los mismos:

- 3 x 57.7 / 100 V
- 3 x 63,5 / 110 V,
- 3x127/220V
- 3x230/400 V
- 3x240/415 V
- 3x100 V
- 3x110 V
- 3x230 V
- 3x240 V
- 3x400 V

Calibres de intensidad:

- 5(120)A, y todos los valores intermedios (conexión directa);
- 1(10) A, y todos los valores intermedios (conexión a transformador de intensidad, y conexión a transformadores de intensidad y tensión).

Opciones de entradas/salidas

Los contadores SL7000 SMART están disponibles en 3 versiones:

- versión básica;
- versión intermedia;
- versión extendida;

Versiones de Firmware

El contador SL7000 SMART está disponible en dos versiones:

- SL761, para clientes a tarifa.
- SL762, para clientes cualificados.

Precisión

El contador SL7000 SMART cumple ampliamente los requisitos exigidos por las normas CEI de aplicación, incluyendo aquellas relativas a equipos de medida electrónicos:

- UNE EN 60687 (CEI 60687) para equipos de clases 0,2S y 0,5S.
- UNE EN 61036 (CEI 61036) para equipos de clase 1.

Ventajas

El contador SL7000 SMART ofrece las siguientes ventajas:

- Costes de operación reducidos,
 - Reducción de costes de inventario,
 - Reducción de pérdidas no técnicas,
 - Supervisión de la red,
 - Posibilidad de actualización,
 - Supervisión de la calidad de servicio,
 - Supervisión y gestión de los excesos de demanda y excesos de consumo,
 - Instalación simple y fácil,
 - Integración con los sistemas ya existentes,
- Capacidad para estructuras tarifarias complejas.

5.3.4.1 Arquitectura de Hardware

- **Elementos mecánicos:** zócalo, tapa, caja de bornes y cubrehilos, la tapa incorpora un portapila precintable y un porta etiquetas.
- **Sensores de corriente:** del tipo Mutual Current Transformers (MCT). Están disponibles en dos variantes: 1 (10) A ó 5 (120) A.
- **Circuito base:** suministra la alimentación al resto de circuitos, (autorrango entre 54 y 240 V). El contador funciona con alimentación solamente entre una fase y el neutro, o entre dos fases cualesquiera.
- **Circuito de metrología y UCP:** incorpora laUCP (microprocesador) y las diversas memorias, además de la metrología.
- **Circuito visualizador:** incorpora los pulsadores, los LED de verificación, el puerto óptico de comunicaciones CEI y el visualizador.

5.3.4.2 Metrología

La metrología del contador totaliza un conjunto de magnitudes de medida básicas, que posteriormente son procesadas.

Esto se consigue mediante una combinación de hardware y firmware, en varios pasos. Existen versiones para conexión transformador o conexión directa, y para 50 Hz ó 60 Hz, utilizándose 2 tipos de sensores de corriente: un MCT (Mutual Current Transformer) de relación 1/2000 para conexión directa, y un MCT de relación 10/2000 para conexión a transformador.

La tensión que alimenta la electrónica se obtiene mediante un divisor resistivo. Las tres señales de tensión y las tres señales de intensidad se transforman en la carta principal mediante un conversor Analógico-Digital de 16 bits y 6 canales, de tecnología Sigma-Delta, de uso habitual en la industria.

Cada 0,5 ms se obtienen muestras de los valores digitalizados de tensión e intensidad.

Las medidas de energía y potencia activa y reactiva se calculan multiplicando las señales de tensión e intensidad (tras la transformación de la intensidad para la reactiva), integrándolos durante un segundo, y comparando el resultado con un umbral, proporcionando un número de pulsos que cuantifican la magnitud. A este nivel están disponibles las siguientes magnitudes: energía activa y reactiva fase por fase, I, V y la corriente de neutro.

5.3.4.3 Medida de energía

Totalizadores. En el contador SL7000 SMART se dispone de los totalizadores de las 52 magnitudes eléctricas medidas. Los totalizadores tienen como función almacenar el consumo total en un registro independiente de las tarifas. Estos registros no se ponen a cero al final del período de facturación.

Registros de Energía.

- Pueden seleccionarse hasta 10 canales de energía independientes de la lista de 52 magnitudes eléctricas.
- La tarificación se aplica a estos canales con un máximo de 8 tarifas por canal, y un número máximo total de 32 tarifas.
- En cualquier instante sólo está activa una única tarifa por cada canal. Una misma magnitud eléctrica puede asignarse a más de un canal. La configuración del contador SL7000, es completamente flexible, siendo posible disponer de una tarificación diferente en cada canal de energía.
- Entre los 10 tipos de energía que el contador puede gestionar, 3 pueden programarse como canales de exceso de energía. Unos registros específicos están dedicados a almacenar el tiempo de funcionamiento de cada tarifa de energía (en segundos). Estos registros nunca se ponen a cero.
- El contador SL7000, ofrece dos formas posibles de acumular la energía en las tarifas: o las tarifas de energía son puestas a cero al final del período de facturación, o bien no son nunca puestas a cero y la energía continúa acumulándose durante los siguientes períodos de facturación.

- Al final del período de facturación, los registros de energía se leen y almacenan en registros históricos.
 - Están disponibles hasta 18 conjuntos de registros históricos en una memoria de tipo circular.
 - La resolución de la medida de las magnitudes de energía es de 100mWh/mvarh.
-
- Además es posible programar la unidad de medida. Por ejemplo, para la energía activa: Wh, kWh o MWh. El contador puede gestionar hasta 9 dígitos significativos y 3 decimales.
 - Cuando un registro alcanza su valor máximo, se pone automáticamente a cero, y se reinicia el contaje exactamente igual que en un contador electromecánico.

5.3.4.4 Demanda de registros

Canales de Demandas y Tarifas. Pueden seleccionarse hasta 10 canales de demanda independientes de la lista de 52 magnitudes que el contador puede medir. La tarificación se aplica a estos canales con un máximo de 8 tarifas por canal, y un número máximo total de 24 tarifas para la demanda.

Pueden estar activas varias tarifas para un canal de demanda. Es posible disponer de una tarificación diferente en cada canal de demanda. Los registros de demanda registran la demanda media en un período de integración.

Los procesos principales asociados al cálculo de la demanda son:

- cálculo de la demanda sobre un período de integración;
- cálculo del factor de potencia sobre un período de integración;
- valores mínimo y medio del factor de potencia medio, desde el inicio del período de facturación;
- registro de la demanda máxima, con valores coincidentes;
- comparación con un umbral para la detección del exceso de demanda;
- registro de fecha y hora;
- memorización de la demanda máxima acumulativa sobre el período de facturación.
- Los registros de demanda en curso se ponen a cero, reiniciando la medida para el siguiente intervalo de demanda.

5.3.4.5 Comunicación

Visualizador y Pulsadores El visualizador de cristal líquido está destinado a proporcionar un acceso directo a una gran cantidad de información:

- Registros de energía y demanda máxima

- Registros históricos
- Información para facturación
- Parámetros fundamentales de la red
- Indicación de alarma general y palabra de estado,...

La lista de parámetros visualizables es completamente programable. Los tiempos de presentación de información TON y TOFF en visualizador en el ciclo de presentación automático (modo normal) son programables.

Pulsador de puesta a cero. Este pulsador es precintable y está ubicado inmediatamente debajo del pulsador de acceso al visualizador. Se utiliza para realizar la puesta a cero de los máxímetros y cierre del período de facturación.

La asociación de ambos pulsadores permite activar los diferentes modos de visualización:

- **Modo normal:** está activo por defecto, presentándose todos los parámetros disponibles de modo cíclico, y con un tiempo preprogramado de apagado del visualizador. Si el pulsador de acceso al visualizador se mantiene presionado, o si el pulsador se presiona por segunda vez, se activa el modo 'alternativo largo'; si se presiona el pulsador de puesta a cero durante el test de visualizador, se activa el modo 'alternativo corto'.
- **Modo alternativo largo:** visualización según una lista específica programable. Tras un time-out, o al final de la secuencia, el contador vuelve al modo normal. Desde este modo puede pasarse al modo de programación presionando el pulsador de puesta a cero.
- **Modo de programación:** En este modo es posible modificar los parámetros. El acceso al modo de programación está protegido por un precinto. Tras un time-out, o al final de la secuencia, el contador vuelve al modo alternativo.
- **Modo alternativo corto:** visualización según una lista específica programable. Tras un time-out, o al final de la secuencia, el contador vuelve al modo normal. Desde este modo puede pasarse al modo de programación presionando el pulsador de puesta a cero.

Indicadores Led. Los LED están disponibles para la verificación de la precisión del contador, en el laboratorio, o en campo con un patrón portátil, estos LED correspondientes a una cantidad de energía cuyo valor aparece marcado en la placa de características del contador. Los LED emiten impulsos independientemente para energía activa y para energía reactiva.

5.3.4.6 Puertos de comunicación.

Puerto Óptico de Comunicaciones. El contador incorpora un puerto óptico de comunicaciones CEI 61107. El puerto óptico está protegido por una tapa deslizante y precintable. Este puerto está dedicado a la comunicación local con el contador.

El puerto óptico utiliza el protocolo de comunicaciones CEI 61107 para la lectura de los datos internos del contador. Utiliza también CEI 61107 (CEI 62056- 21) para permitir la conmutación a otro protocolo (COSEM). Esto hace posible la programación o lectura del contador. La velocidad de comunicación puede seleccionarse entre 300 y 9.600 baudios.

Un canal serie interno está asignado al puerto óptico y al puerto eléctrico de compañía. Por defecto el puerto eléctrico está activo. Sin embargo, cuando se detecta una petición de comunicación por puerto óptico, el canal conmuta automáticamente a este puerto.

Puertos eléctricos de comunicación. Los puertos eléctricos están disponibles para permitir la comunicación entre el contador y la compañía (1xRS232, o 1xRS485) y eventualmente con el usuario final (1xRS232). Está disponible en ambos puertos la alimentación para un módem externo (capacidad total de 100 mA a tensiones entre 5V y 12V), los dos puertos pueden operar independiente y simultáneamente.

Puerto de compañía. Este puerto es conforme a las normas V24/EIARS232D, ó a RS485.

- El puerto está diseñado para operar con un módem externo, pero permite también la conexión directa a un puerto serie.
- La velocidad de comunicación puede seleccionarse entre 1.200 y 19.200 baudios, utilizando el protocolo COSEM.

Puerto serie. Esta conexión puede utilizarse para establecer una comunicación directa con un ordenador, o bien mediante módem. En la versión SL762 la comunicación se realiza también por el protocolo de comunicaciones entre registradores y concentradores de medidas o terminales portátiles de lectura que sigue la norma internacional IEC 870-5-102.

Gestión del modem. El módem se conectará a la red telefónica conmutada. Soporta las siguientes normas de módem CCITT:

- V.22 (velocidad de transferencia efectiva: 1.200 bps)
- V.22bis (velocidad de transferencia efectiva: 2.400 bps)
- V.32 (velocidad de transferencia efectiva: 9.600 bps)
- V.32bis (velocidad de transferencia efectiva: 14.400 bps).

5.3.4.7 Control y registro de anomalías

Actividad del watchdog

- Número de actuaciones del watchdog.
- Última actuación del watchdog con registro de fecha y hora.

Historial de calibraciones.

- Número de calibraciones.
- Última calibración con registro de fecha y hora.

Historial de configuraciones

- Número de configuraciones.
- Fecha y hora de la última configuración (final de la configuración).

Total de fallos de tensión

- Número de fallos de tensión cortos.
- Número de fallos de tensión largos.
- Duración acumulada de los fallos de tensión largos.
- Duración máxima de corte de tensión largo con el registro de fecha y hora de inicio del mismo.
- Duración mínima de corte de tensión largo con el registro de fecha y hora de inicio del mismo.
- 10 últimos cortes de tensión largos (con registro de fecha y hora de inicio y duración de los mismos).

5.3.4.8 Especificaciones técnicas.

En la tabla 16 se resumen las especificaciones técnicas de operación

Tabla 16. Especificaciones técnicas contador ACTARIS SL7000

Valores	Tensión:	3x57.7/100V hasta 3x240/415V autorrango
	Intensidad CD:	$I_n = 5 \text{ A}$ ($I_{max} = 120 \text{ A}$)
	Intensidad CT:	$I_n = 1 \text{ A}$ ($I_{max} = 10 \text{ A}$)
Tipos de conexión	Conexión directa:	Contador de 4 hilos, plenamente operativo en conexión de 3 hilos sin neutro
	Conexión a transformadores:	Disponible en 3 y 4 hilos
Precisión	Conexión directa:	Clase 1 (CEI 61036)
	Conexión a transformador:	Clases 0,2S y 0,5S (CEI 60687) y 1 (CEI 61036)
	Energía reactiva:	Clase 2 (CEI 61268)
Frecuencia	50Hz / 60Hz	
Rango de temperatura	-40°C hasta +70°C	

Estándares	Cumplimiento con las normas CEI 61036, CEI 60687 y marcado CE (metrológicas, eléctricas, electromecánicas, mecánicas, climáticas)
Comunicaciones	Puerto óptico (CEI 61107). Opcionalmente puerto serie RS232C y/o RS485.
	• Módem telefónico interno o externo
	• Cables de conexión a equipos de comunicación externos
	• Puerto óptico de comunicaciones para conexión a PC

5.3.5 CONTADOR Landis+GyrZMG405 / ZMG410

Figura 25. Contador Landis+Gyr



Fuente: www.landisgyr.es

5.3.5.1 DATOS TÉCNICOS

Precisión

ZMD402CTSAT Energía activa Clase 0,2s
Energía reactiva Clase 0,5

ZMD405CTSAT / ZMD405CTSBT Energía activa Clase 0,5s
Energía reactiva Clase 1

Tensión

ZMD402CTSAT / ZMD405CTSAT / ZMD410CTSAT

- Tensión nominal 3 x 63,5/110 V - Rango de tensión 0.8 a 1.15%
- Tensión nominal Un 3 x 230/400 V - Un Rango de tensión 0.8 a 1.15% Un

Intensidad

- Intensidad nominal In 5 A
- Intensidad nominal Ib 10 A
- Intensidad máxima I_{max} 10 A
- Intensidad máxima I_{max} 80 A
- Capacidad carga térmica 12 A
- Capacidad carga térmica 120 A
- Capacidad cortocircuitos < 500 ms 200 A
- Capacidad cortocircuit $\leq 10\text{ms}$ 5000 A

Intensidad de arranque (*arranque controlado por potencia de arranque*)

- Intensidad de arranque (según IEC) 0,1%
- In Intensidad de arranque (según IEC) 0,2% In

ZMD310CTSCD

- Intensidad de arranque (según IEC) 0,4% Ib

Consumos por fase

- Circuito tensión (típico) 0.65W / 1.3 VA
- Circuito tensión (típico) 0.8 W / 3.6 VA
- Circuito int. (típico 5 A) 0.125W / 0.125 VA
- Circuito int. (típico 5 A) 0.125W / 0.125 VA

ZMD310CTSCD

- Circuito tensión (típico) 1.1 W / 1.5 VA
- Circuito int. (típico 10 A) 0.03 VA

Comportamiento operativo ante fallos de tensión

- Interrupción de la tensión
 - Bloqueo entradas/salidas tras 1.2 seg
 - Filtrado tras otros 0.02 seg
 - Desconexión tras otros 0.3 seg
- Restauración de la tensión
 - Listo para operación 3 fases ≥ 2 s
 - Listo para operación 1 fase ≥ 5 s

- Det. sent. energ. y fases tens tras otros 3 s

Alimentación auxiliar

- Tensión rango ext.....Desde 40 hasta 140 Vcc
- Consumo 1.5 VA

Salidas

- Salidas ópticas de control
 - Tipo LED rojo
 - Número 2 (activa y reactiva)
 - Ancho pulso 40 mseg
 - Constantes (imp./kWh) 500 (...CD), 5000 (...BT), 20000 (...AT)
- 6 Contactos de salida programables
 - Tipo relé de estado sólido
 - Tipo terminales sin tornillo con resorte
 - Tensión desde 12 a 240 Vca/Vcc
 - Intensidad máx. 100 mA
 - Frecuencia máx. conmut. máx. 20 Hz

Influencias externas

- Rango de temperaturas (IEC 62052-11)
 - Funcionamiento -20 °C a +55 °C
 - Almacenamiento -25 °C a +70 °C
- Coeficiente de temperatura
 - Coef. temperatura típico $\pm 0.008\% / K$
 - Con $\cos \varphi=1$ (0.05 lb a I_{max}) $\pm 0.01\% / K$
 - Con $\cos \varphi=0.5$ (0.1 lb a I_{max}).. $\pm 0.02\% / K$

ZMD405 / ZMD410 / ZMD310

- Coef. temperatura típico..... $\pm 0.012\% / K$
- Con $\cos \varphi=1$ (0.05 lb a I_{max}).... $\pm 0.02\% / K$
- Con $\cos \varphi=0.5$ (0.1 lb a I_{max})... $\pm 0.03\% / K$

Envolvente y aislamiento

- Protección de la envolvente
 - Impermeabilidad según IEC 60529 IP 51
 - Clase protección según IEC 60050-1312
- Aislamiento (IEC 62053-11)
 - Tensión alterna 4 kV 50 Hz 1 min
 - Impulso tensión entrecircuitos V / 18 kV
 - Circuitos auxiliares 6 kV
- Material de la envolvente
 - Fabricado con policarbonato parcialmente reforzado

Compatibilidad electromagnética

- Inmunidad a descargas electrostáticas
- Supresión de radio interferencias IEC 61000-4-2
- Descargas 15 kV

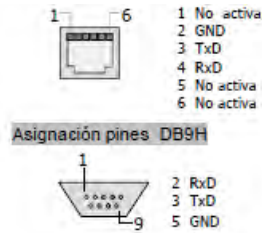
Inmunidad a campos electromagnéticos RF IEC 61000-4-3

- 27 MHz a 500 MHz al menos 10 V/m
- 500 MHz a 1 GHz 30 V/m
- Inmunidad a ráfagas de tensión IEC 61000-4-4
- En circuitos de intensidad y tensión 4kV
- En circuitos auxiliares > 40 V 1 kV

Interfaces de comunicación

- Interfaz óptica
 - Tipo Interfaz serie bidireccional
 - Velocidad máxima 9600 baudios
 - Normas IEC 62056-21
 - Protocolo IEC 870.5.102 (REE)
- Interfaz serie RS232
 - Tipo Interfaz serie RS232
 - Velocidad máxima 38400 baudios
 - Norma V-24
 - Protocolo IEC 870.5.102 (REE)
 - Modo Serie bidireccional DTE
 - Asignación Pines RJ12

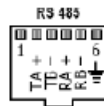
Figura 26. Asignación de pines RJ



Fuente: www.landisgyr.es

- Interfaz serie RS485
 - Tipo interfaz serie RS485
 - Velocidad máxima 38400 baudios
 - Norma ISO 8482
 - Protocolo IEC 870.5.102 (REE)
 - Modo serie, bidireccional, asíncrona

Figura 27. Asignación pines RJ12



Fuente: www.landisgyr.com

Display

- Tipo LCD Cristal Líquido
- Tamaño dígito en campo índice 6 mm
- Tamaño dígito en campo valor 8 mm
- Número de dígitos en campo índice 8
- Número de dígitos en campo valor 8
- Número de segmentos por dígito 7

5.3.6 Contadores Electrónicos Abb Alpha

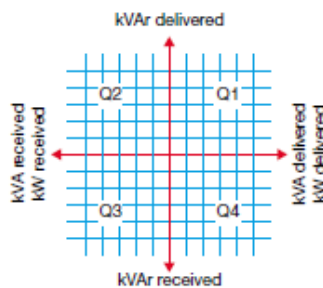
El contador A3 ALPHA ha sido diseñado de forma específica para dar cabida a los nuevos estándares y ofrecer una implantación más completa de las normas ANSI que cualquier otro contador disponible actualmente. Utilizando estándares abiertos para la comunicación de los datos de contadores, las compañías eléctricas podrán reducir sus costes de explotación al eliminar los obstáculos creados por los protocolos de comunicaciones de uso interno. Esta estandarización permite diseñar e implantar de forma más rápida los sistemas AMR y ofrece más posibilidades de sistemas globales de contadores en el mercado.

El contador A3 ALPHA soporta plenamente los estándares ANSI C12.18, C12.19 y C12.21. A medida que el sector eléctrico vaya adoptando dichos estándares, se encontrará disponible un mayor número de sistemas y de opciones de comunicación y los usuarios del contador A3 ALPHA se beneficiarán de una herramienta más competitiva para sistemas de recogida y análisis de datos.²¹

5.3.6.1 Medición de energía en los 4 cuadrantes

La medición en cuatro cuadrantes permite medir la energía activa, reactiva y aparente tanto en la dirección de suministro como en la de recepción. Los contadores A3 ALPHA con capacidad para medir la energía reactiva o la energía aparente pueden medir tres cantidades: un factor de potencia media y dos valores coincidentes. Cuando es posible la medición avanzada en cuatro cuadrantes, dichos contadores miden seis cantidades: dos factores de potencia media y cuatro valores coincidentes.

Figura 28. La medición avanzada en cuatro cuadrantes



Fuente. Revista ABB

²¹ Revista ABB 2/2001

el contador A3 ALPHA puede ser reconfigurado fácilmente convirtiéndolo de un simple contador de kilovatios-hora en un avanzado contador que registra los siguientes valores:

- Tiempo de utilización (TOU)
- kVA
- kVAr
- Perfil de carga
- Calidad de la energía
- Perfil de instrumentación
- Compensación de pérdidas en el transformador y en la línea
- Medida avanzada en cuatro cuadrantes

Un contador de estas características ahorra tiempo y recursos muy valiosos, ya que no es necesario retirarlo del servicio o enviarlo a la fábrica si se desea reconfigurarlo.

5.3.6.2 El motor del contador ABB A3

La alimentación eléctrica utilizada para el A3 ALPHA acepta una amplia gama de tensiones de 96 a 528 V de corriente alterna y permite utilizar un solo contador para varias aplicaciones. Su salida a 12 V es enviada a un regulador lineal para obtener la tensión de nivel lógico que necesita el contador.

La energía eléctrica es medida por dos circuitos integrados: el *motor del contador* y el *microcontrolador*. Estos actúan como centro de control de todos los componentes de medida.

La tensión se mide con la ayuda de entradas a escala procedentes de divisores resistivos. Estos divisores mantienen la tensión lógica en el nivel necesario para asegurar la eficiencia de funcionamiento del motor del contador y reducir al mínimo los desplazamientos de fase, que se producen en un amplio intervalo dinámico. El motor del contador se comunica de forma continua con el microcontrolador con el fin de procesar los impulsos y convertirlos en cantidades de medida (por ejemplo vatios, VA y Var).

El microcontrolador ejecuta muchas funciones diferentes, necesarias para la comunicación de los valores medidos y para la eficiencia de funcionamiento. Mencionemos las siguientes:

- Procesamiento de datos brutos procedentes del motor del contador.
- Almacenamiento de datos procesados (también llamados *datos de facturación*)
- Comunicación con el motor del contador y la memoria no volátil

- Disponibilidad de comunicaciones a través de puertos ópticos y remotos
- Funcionamiento del display (LCD)
- Control de las placas de circuito, opcionales, instaladas

El microcontrolador se encarga también de aislar el contador, sin peligro alguno, en caso de corte de corriente. Con el fin de evitar toda pérdida de ingresos en caso de producirse un corte de corriente, los datos de facturación son almacenados en una memoria no volátil. Al restaurar la corriente, el contador vuelve inmediatamente a su estado operativo antes de reanudarse el funcionamiento normal

El contador A3 ALPHA puede ejecutar una serie de test para comprobar y analizar el servicio eléctrico y verificar la calidad de la energía. Las pruebas de servicio del sistema validan el servicio eléctrico que el contador A3 ALPHA está midiendo y proporcionan un análisis casi instantáneo de las condiciones en el punto en que está montado el contador.

5.3.6.3 Supervisión de la calidad de la energía

El contador A3 ALPHA, puede identificar los problemas de distorsión de la energía y la fuente en que se producen. Un intenso uso de la supervisión de calidad de la energía eléctrica (PQM) permite a las compañías eléctricas mejorar de forma proactiva el servicio a sus clientes. El contador A3 ALPHA registra las excepciones que se producen en los umbrales definidos por el usuario para parámetros tales como tensión, intensidad, distorsión total por armónicos y distorsión total de la demanda. Mediante diferentes test, el contador puede medir y recoger datos de calidad de la energía las 24 horas del día.

Supervisar de forma continua más de 10 condiciones diferentes de calidad de la energía

- Registrar 32 canales de datos de instrumentación
- Visualizar más de 50 magnitudes diferentes de instrumentación
- Realizar diagnósticos in situ y comprobar el servicio
- Generar alarmas en tiempo real cuando se producen incidencias

Pruebas de servicio del sistema Para comprobar el tipo de servicio, la rotación de fases y la validez de la tensión defase y de intensidad de fase se necesitan únicamente dos pruebas: la *prueba de tensión de servicio* y la *prueba de intensidad del sistema*.

- *Prueba de tensión de servicio.* En este test se comprueban la tensión y el tipo de servicio con el fin de establecer si los transformadores de tensión están mal conectados o si faltan protecciones en la línea, cuando el contador establece que la tensión de servicio es correcta, guarda la información como base para posteriores comprobaciones de la calidad de la energía.

- *Prueba de intensidad del sistema.* Es este test se comprueba la intensidad con el fin de establecer si los transformadores de corriente o las tomas de la instalación están mal conectados, o si faltan fusibles en el lado de la carga.

5.3.6.4 Instrumentación del sistema

Las mediciones realizadas con la instrumentación del sistema permiten un análisis casi instantáneo del servicio eléctrico. Ejemplos de dichas mediciones son la tensión por fase, los kW por fase y la distorsión total de la tensión o de la intensidad por fase producida por los armónicos. Dichas mediciones no se utilizan para la facturación; los valores suministrados por la instrumentación del sistema son instantáneos mientras que los valores para facturación son un promedio a lo largo del tiempo. (Los valores para facturación miden todas las fases. Las cantidades indicadas por la instrumentación pueden medir cada una de las fases individualmente).

5.3.6.5 La seguridad incorporada

El contador A3 ALPHA también dispone de funciones de seguridad de alto nivel para impedir su manipulación por personal no autorizado. Tres contraseñas impiden el acceso no autorizado a los datos del contador.

- La primera contraseña permite el acceso a los datos del contador para fines de 'sólo lectura' e impide realizar cambios en la programación.
- La segunda contraseña permite realizar las tareas necesarias para recoger los datos de facturación, permitiendo realizar ajustes en la fecha y hora, realizar puestas a cero y eliminar los mensajes de aviso o error.
- La tercera contraseña permite realizar una programación completa, por ejemplo para cambiar las constantes del contador o los parámetros de los test de comprobación de la calidad de la energía.

Todas las configuraciones del contador A3 ALPHA proporcionan datos para realizar auditorías y pistas para detectar los posibles casos de acceso no autorizado. Dichos casos pueden ser identificados como:

- Cambios en la programación
- El número de identificación del usuario que modifica la programación
- Cortes de energía
- Número de puestas a cero realizadas manualmente
- Flujo inverso de energía
- Número de intentos de introducción de una contraseña errónea.

5.3.6.6 Registros y conjuntos de datos

Además de las herramientas que impiden el acceso no autorizado, el contador A3 ALPHA efectúa registros y reúne conjuntos de datos de diferentes actividades que pueden ser utilizados para establecer la calidad del servicio o para investigar el posible acceso no autorizado a los datos del contador.

- *Registro de sucesos:* Todas las configuraciones del A3 ALPHA pueden registrar la fecha y la hora de los sucesos que afectan al contador, tales como cortes de energía, puestas a cero, actividades en modo de ensayo y cambios de hora.
- *Registro histórico:* Todas las configuraciones del A3 ALPHA registran los cambios efectuados en la programación del contador. El registro histórico registra la fecha y la hora, la identificación de la tabla o procedimiento ANSI C12.19 y la identificación del usuario que ha editado la tabla o ejecutado el procedimiento.
- *Autolecturas:* Todos los contadores A3 ALPHA soportan la autolectura. Una autolectura registra y guarda los datos actuales de facturación. Las autolecturas pueden ser activadas según un programa establecido o cada vez que se realiza una puesta a cero.
- *Perfiles de cargas:* Los contadores A3 ALPHA con capacidad para perfiles de carga pueden registrar hasta 8 canales de información. El registro de perfiles de carga, que tiene lugar con una periodicidad dada, puede ser configurado independientemente a partir de la frecuencia de lectura de la demanda.
- *Perfiles de instrumentación:* Los contadores A3 ALPHA con capacidad para registrar perfiles de instrumentación disponen de dos conjuntos de registradores de instrumentación. Cada uno de los conjuntos puede registrar un máximo de 16 canales de información sobre las condiciones que existen en el lugar de instalación del contador. El registro de perfiles de instrumentación se utiliza normalmente para fines de análisis y no para la facturación. Cada conjunto tiene su propia frecuencia de registro, que puede ser configurada independientemente a partir de las frecuencias de registro de la demanda o de los perfiles de carga.
- *Registro PQM de supervisión de la calidad de la energía eléctrica:* Todos los contadores A3 ALPHA con capacidad para supervisar la calidad de la energía eléctrica permiten registrar aquellos casos en que las pruebas realizadas detectan defectos de calidad de la energía. En el PQM se registra la hora en que se ha producido el fallo, indicando la prueba que ha permitido detectarlo. Una vez desaparecida la condición causante del fallo, el contador registra la hora en que ya no se detecta fallo alguno, indicando el nombre de la prueba.
- *Registro de caídas de tensión:* Los contadores con capacidad para supervisar la calidad de la energía eléctrica disponen de un registro de las caídas de tensión. En él se registra la fecha, hora y fases en que se ha detectado caída de tensión. El contador identifica caídas de tensión tan cortas como dos ciclos de línea en cualquiera de las fases.

5.3.6.7 Opciones para maximizar con Placas de circuito opcionales

Al contador A3 ALPHA se le pueden añadir funciones extra mediante tarjetas de circuito opcionales. Dichas tarjetas se montan en la placa principal de circuito del contador por medio de un conector de 20 clavijas. El contador A3 ALPHA soporta actualmente cinco opciones de comunicación:

- Salidas de relé
- Módem telefónico interno
- Interfaz en serie RS232
- Interfaz en serie RS485
- Bucle de corriente de 20 mA

5.4 BENEFICIOS Y VENTAJAS DE CONTADORES ELECTRÓNICOS

- **Reducción de los costos por stock.** La alimentación del medidor es de rango extendido con márgenes muy amplios de tensión. Esta característica permite utilizar el mismo medidor en diferentes tipos de tensiones de instalación, tanto en clientes comerciales como industriales.
- **Reducción de los costos de lectura.** Los ciclos de lectura se reducen al mínimo, mediante el almacenamiento de todos los datos requeridos para la facturación y la capacidad de comunicación que permite la lectura remota del contador a bajo costo. La conformidad de los productos disponibles con las normas de comunicación CEI más recientes, facilita la integración del medidor en los sistemas estándar de adquisición de datos.
- **Reducción de pérdidas** por causas no técnicas. El medidor dispone de diversas prestaciones de seguridad frente a problemas técnicos provocados por intervención humana, o intentos de fraude.
- **Supervisión de la red.** El medidor permite la supervisión de las condiciones de la red, incluyendo registro de las anomalías como incidencias simples o en un archivo. Esta prestación puede utilizarse para actuar de forma preventiva y/o correctiva en las condiciones de la red.
- **Actualización de funciones** .Una prestación importante de los medidores es la capacidad de actualización de sus funciones. El costo de actualización es mínimo, permitiendo la reutilización del equipo existente. Resistencia a ambientes adversos Los medidores están diseñados y ensayados para hacer frente a condiciones ambientales adversas, como perturbaciones electromagnéticas y variaciones en la condición de la red.

5.5 PROCESO DE PARAMETRIZACION

5.5.1 Software de parametrización y lectura para medidores electrónicos EMH-ELGAMA

Requerimientos del sistema:

- Interface (sonda) Óptica
- PC con ambiente Windows

FUNCIONES:

- Recibir datos acumulados y momentáneos de los medidores
- Parametrizar y leer los datos de parametrización del medidor
- Cambiar los parámetros del medidor
- Se pueden importar y leer los datos de versiones anteriores a este programa.

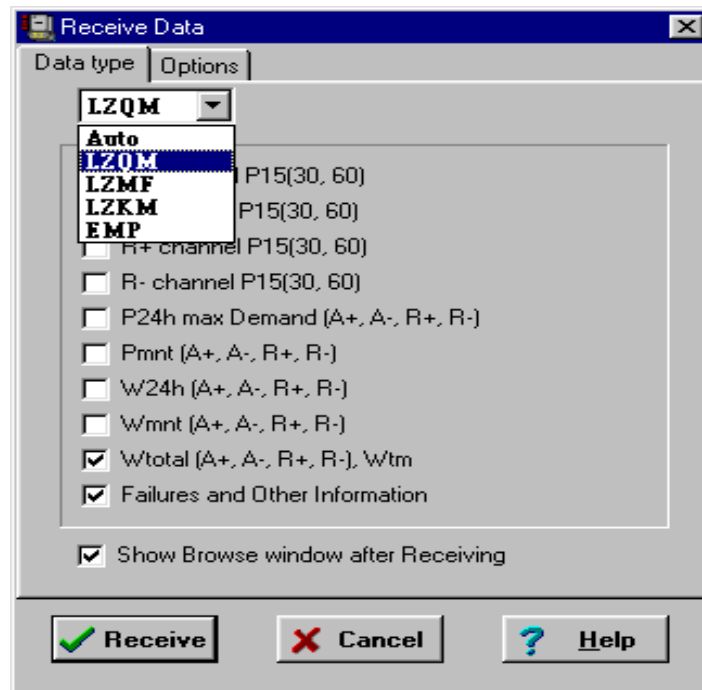
Tabla 17. Parametrización por sonda óptica



Fuente: www.elsis.com

En LZEMP 3.0 se puede desplegar una opción para escoger el tipo de medidor y los datos que se requieren descargar estos

Figura 29. Menú de descarga LZEMP



Fuente: propia de este trabajo

Este menú nos permite descargar los siguientes datos

- Nos muestra el valor de la demanda máxima según el periodo de integración del día actual y de los 35 días anteriores de A+, A-, R+, R-; en cada una de las tarifas (T1, T2, T3, T4), (P24 maxDemand).
- La demanda máxima del mes actual y de los últimos 15 meses, en cada una de las tarifas (Pmnt A+, A-, R+, R-).
- El consumo de la energía actual y de los últimos cinco días (W24h (A+, A-, R+, R-))
- El consumo de la energía del mes actual y de los últimos 15 mese en cada una de las tarifas programadas. (W+, W-, Q+, Q-)
- El consumo de la energía total y el consumo del mes actual y del mes anterior, por cada uno de las siguientes tarifas. (Wtotal A+, A-, R+, R-)
- Las interrupciones del servicio de energía, incluyendo sus respectivas fechas y horas de comienzo a fin de ausencia de energía. Las interrupciones de fases incluyendo sus respectivas horas y la cantidad de fases que quedaron en servicio. En la tercera tabla tenemos la información sobre la cantidad de reseteos. (Failures and otherinformation).

5.5.2 PAMETRIZACION Y PROGRAMACIÓN DE MEDIDORES EMH ELGAMA

IMPORTANTE. La parametrización del medidor solamente puede ser llevada a cabo por personal autorizado y registrando los respectivos cambios, incluyendo la conexión y sellos, ante los entes competentes supervisores de los sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica.

Figura 30. Menú de parametrización para medidores EMH Elgama

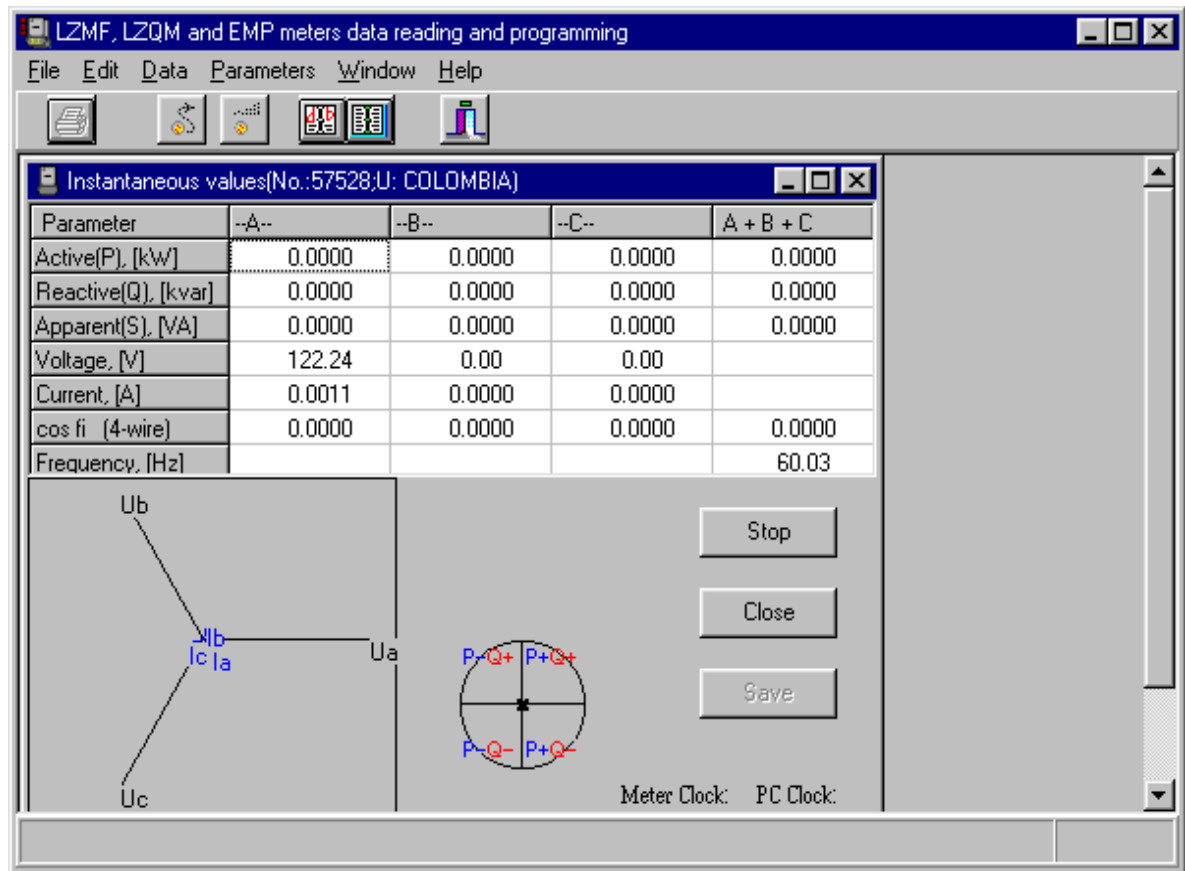
Field	Value
Serial number	54863
Customer code	COLOMBIA
Device type	211
Firm code	EMH
Summer time	00-00 00:00
Winter time	00-00 00:00
Clock adjustment	-1
Month end day	0
Integrating period	15
Tariff Output	Second
U - transform. coef.	1.00 E 0
I - transform. coef.	1.00 E 0
TM pulse value	40000
Index of TM pulse	0
Metrol. OUT mode	Active
TM_IN pulse width	20
TM_IN pulse pause	20
TM_OUT pulse width	30
TM_OUT pulse pause	30
TM_OUT-M pulse value	40000
TM_OUT-P pulse value	40000
TM_OUT-Q pulse value	40000

Fuente: propia de este trabajo

El software utilizado para parametrización y lectura es el LZEMP 3.0. el cual no permite opciones de parametrización las cuales se muestran en la gráfica anterior.

Datos instantáneos de contadores EMH ELgama

Figura 31. Datos instantáneos de contadores EMH ELgama



Fuente: propia de este trabajo

El software Lz EMP descargar en instantáneos con el fin de verificar la configuración de conexonado actual del medidor.

5.5.3 ROGRAMACIÓN DE MEDIDORES ITRON Y ACTARIS SL 7000

A continuación se explica el procedimiento a seguir para la programación del medidor **SL7000**. Para ello, el contenido se divide en los siguientes puntos.

- Energizar el medidor
- Habilitar la batería
- Conexión (PC / Medidor)
- Añadir el medidor por software
- Plantilla de configuración
- Comunicación
- Programación
- Energizar el medidor

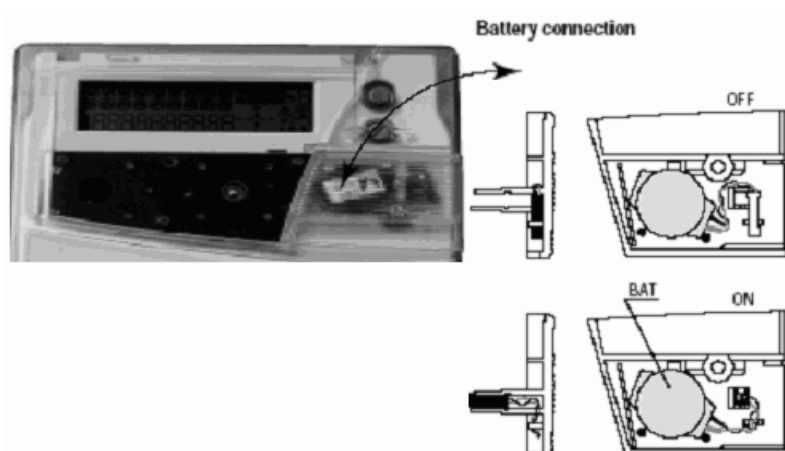
El medidor se energiza en su caja de bornes a través de un cable de potencia. Los bornes que se utilizan para energizar el medidor son los siguientes:

2, 5 y 8: Tensión
11: Neutro

Habilitar la batería

- Se debe retirar la tapa que cubre la batería ubicada en la parte frontal del medidor.
- Después de este paso se procede a la habilitación de la batería ubicando el conector de la batería a los pines de conexión del medidor de la siguiente forma.

Figura 32. Habilitación de la batería.



Fuente: www.itron.com

Conexión (PC / Medidor)

La conexión del computador al medidor se puede realizar de varias formas ya que están disponibles múltiples opciones de entradas/salidas y diversos puertos de comunicación.

Los puertos más comúnmente usados son el puerto óptico y la comunicación directa por puerto de compañía.

- Puerto óptico [conforme a IEC 61107], estándar.
- Puerto eléctrico RS-232, estándar.
- Puerto RS-485.

Figura 33.puertos de control y comunicación



Fuente :www.meder.com

5.5.4 Parametrización con AIMS7000

Para programar un contador Itron o Actaris se dencontar con lo siguientes requerimientos

- Portátil con ambiente Windows Xp
- Zonda óptica multiprotocolo
- Software de parametrización y programación para este caso se utiliza el AIMS PRO 7000

Lo primero que se debe es a añadir un medidor a la base de datos propia del software siguiendo los siguientes pasos

En el menú principal (**Herramientas/Gestión de contadores/Contador.**

El siguiente paso es añadir el medidor (dar clic en el botón **Añadir**)

En las casillas **Número de contador** y **Número de serie** se digita el número de serie del Medidor.

Se debe ingresar los datos en las casillas mostradas en la figura. 30

Figura 34. Interfaz de configuración

Contador

General Password, Dispositivos

Definición del contador

Número de contador Nombre del contador

Tipo de contador SL761 Número de serie

Versión de firmware >= 4.55 Grupo

Dirección 1

Dirección 2

Comunicación

Velocidad del Puerto de Compañía 9600 Dirección IP

Velocidad el Puerto de Cliente 9600 Puerto de Servidor 703

Teléfono Dirección de Servidor de

Puerto de Servidor de Mediación 10703

Dirección de Servidor de Registro

Puerto de Servidor de Registro 10703

Conexión

Conexión por defecto CEI1107 Mode E

Guardar Cancelar

Fuente: propia de este trabajo

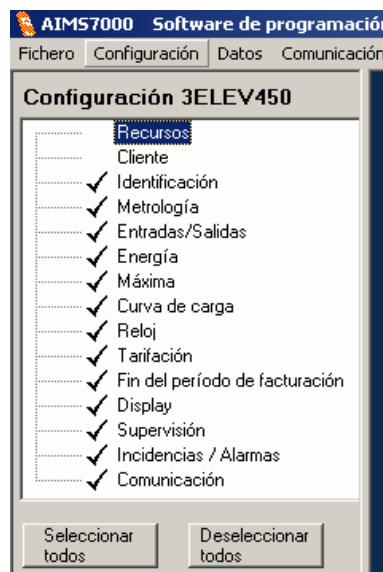
Opción General

- Se debe ingresar número de contador, es que corresponde al número propio de fábrica.
- Nombre. se ingresa el nombre de usuario final.
- Numero de serie. se ingresa el código interno del usuario
- Grupo se ingresa al grupo que pertenece. Los grupos están previamente configurados, os grupos .para el caso de CEDENAR S.A., corresponden a los comercializadores que son:
 - Asc Ingenieria s.a.
 - Dicel s.a.
 - Enertotal.s.a.
 - Enrcosta s.a.
 - Cedonar s.a.
- Dirección. es la corresponde a la ubicación geográfica del contador
- Velocidad. esta es de puede configurar dependiendo de el tipo de comunicación que se esté ejecutando.

- La conexión por defecto, tiene varias opciones de puerto de comunicación en su menú desplegable.
- Debe escogerse la que se vaya a usar más frecuentemente (CEI1107 para puerto óptico, conexión directa puerto de compañía, conexión telefónica).
- El Tipo de contador es SL761
- la versión de firmware depende de cada medidor.
- Por último, dar clic en el botón Guardar.

5.5.5 Programación del contador Actaris Is 7000 e Itron

Figura 35. Menú de programación Actaris e Itron



Fuente: propia de este trabajo

Para programar el medidor se tiene que configura cada una de las opciones del menú, estas se ajustan según el tipo de requerimientos que exija la conexión, comunicación, y metrología del sistema a insalar.

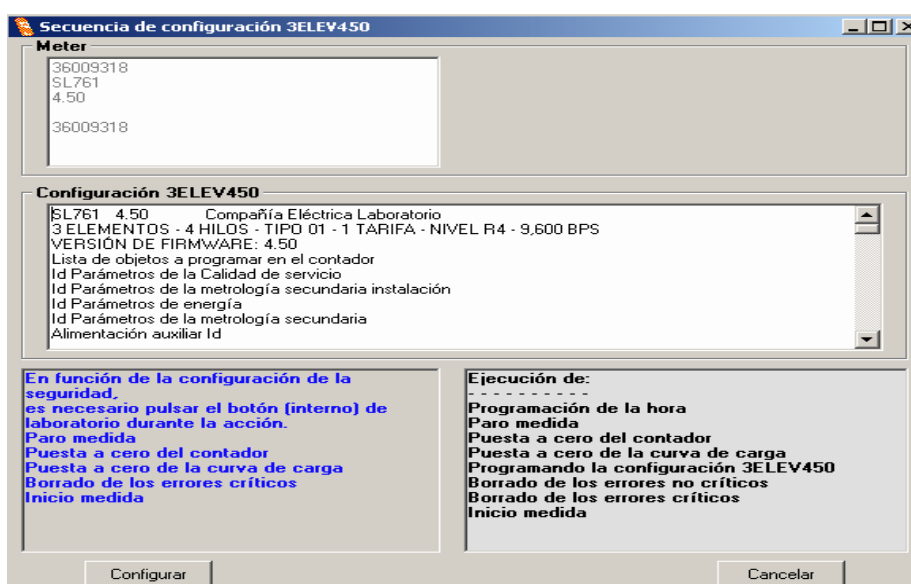
Identificaron. Se ingresan los datos del usuario con los que queda registrado el medidor, estos pueden ser cambiados si el contador cambia de usuario.

- **Metrología.** se configura según el sistema eléctrico que se baya a instalar
 - Conexión trifilar o tetrafilar
 - 3 o 4 hilos según sea los requerimientos del sistema,
 - configuración de frecuencia de red sea 60 o 50 HZ
- **Entradas salidas.** se configura los puestos de comunicación
- **Energía.** Tipo de energía que se quiere que registre el contador
- **Máxima.** registro de máximos y mínimos de consumo eléctrico

- **Curva de carga.**
- **Reloj.** configuración de fecha y hora
- **Tarifación** numero de tarifas para registrar
- **Display.** Datos visualizados después de la programación
- **Incidencias** configuración de incidencias fuera de lo común del sistema. Caídas de tención, desconexiones, fechas de programación.
- Alarmas.
- **Comunicación.** Configuración de velocidad de comunicación y puestos según sea la utilizada del contador.

La Interfaz mostrada a continuación en la figura 32. se muestra los prametros antes de ser grabados en el contador.

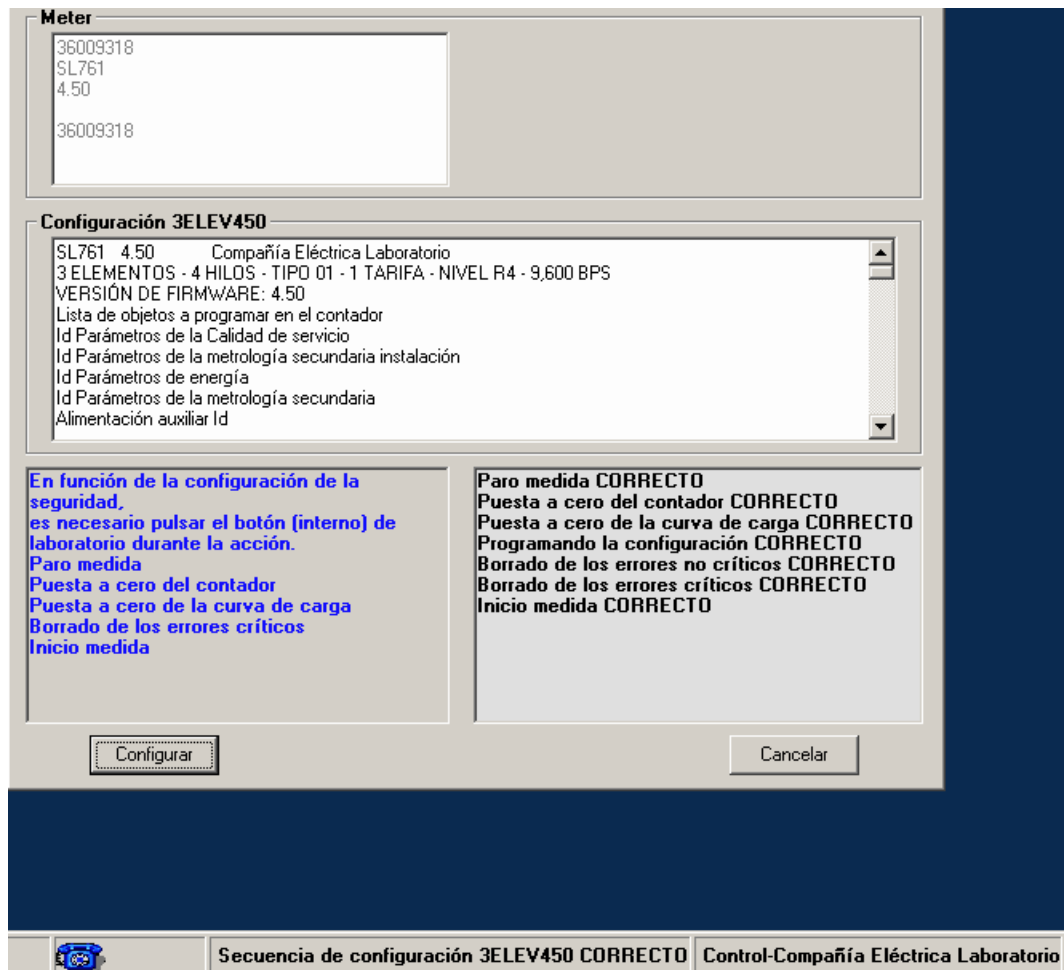
Figura 36. Configuraciones cargadas en el software aims7000



Fuente .propia de este trabajo

En la figura 32 se la configuración grabada el contador .

Figura 37. Configuración grabada en el contador



Fuente: propia de este trabajo

5.6 PROGRAMACIÓN DE MODEM

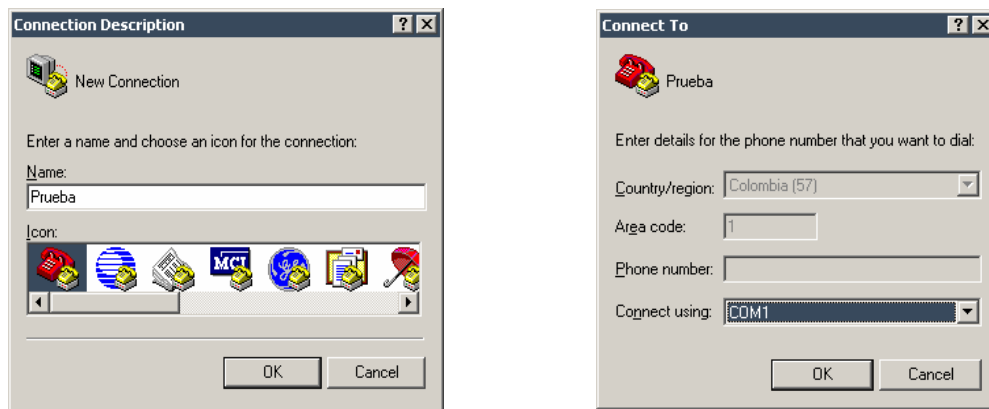
5.6.1 Configuración Con Unidad Rs232 + Modem Enfora

5.6.1.1 Modem remoto

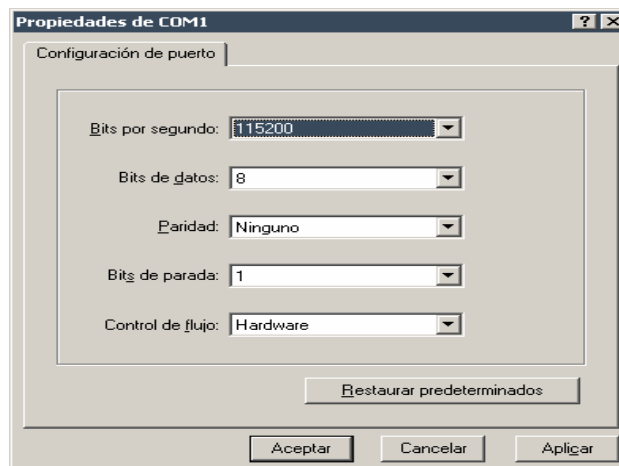
Abrir hyperterminal ingresando por

Inicio Programas Accesorios Comunicaciones Hyperterminal mirar figura

Digitar un nombre para la conexión y dar clic en OK. En la siguiente ventada se debe elegir el puerto serial (COM) donde se conecto el Enfora.



Configurarlos parámetros de comunicaron entre el modem y el hyperterminal como se muestra en la grafica



Enviar la siguiente configuración de comandos

```
at+cgdcont=1,"ip","latcom1.comcel.com.co"
```

```
at+cgcreq=1,2,0,3,0,0
at+cgqmin=1,3,0,0,0,0
at+creg=2
at+cgreg=1
atx1
at+cr=1
at+crc=1
at+ifc=0,0
at$padblk=512
at$padto=1
at$padsrc=5000
at$padfwd=0
at$padcmd=0
at$padbs=0
at$hostif=2
at$areg=2
at&w
```

at+ipr=velocidad de la unidad RS232 del medidor

Para verificar el pin

at+cpin?

si la respuesta es +cpin:SIM PIN indica que se le debe ingresar el pin con el siguiente comando

at+cpin="0000" (el pin por defecto es 0000 pero si se lo han cambiado se pone el nuevo) para desactivar el pin el comando es

at+clck="SC",0,"0000"

Si el pin esta ya desactivado, al prender el módem y dar el comando de verificación del pin, debe aparecer:

+cpin:READY

5.6.1.2 Modem base

Para configurar el modem base al momento de enviar la información se debe realiza lo mimos pasos de configuración del hyperterminal para modem remoto y enviar los siguientes datos.

```
at+cgdcont=1,"ip","latcom1.comcel.com.co"
at+cgcreq=1,2,0,3,0,0
at+cgqmin=1,3,0,0,0,0
at+creg=2
at+cgreg=1
atx1
at+cr=1
at+crc=1
at+ifc=0,0
```

at\$padblk=512
at\$padto=1
at\$padsrc=5000
at\$hostif=0
at\$areg=1
at&w

5.7 TELEMEDIDA A FRONTERAS COMERCIALES DE CEDENAR S.A.

Durante el proceso de organización y gestión de la red de telemédica de CEDENAR S.A se organizo y actualizo los datos según requerimientos del centro técnico de CEDENAR s.a. con el fin de mantener estos datos de forma instantánea y manual. Si necesidad de recurrir al sistema central de la empresa.

La organización de la base de datos es la siguiente.

Par efectos de este trabajo se resumió y se presentan las principales características del sistema.

Tabla 18. Información base de datos

No	Registro nacional	Cod Interno	No contador	Marca y clase	Comercializador	Usuario	Phone / IP Address	TC	fp	Conexión	velocidad de comunicacion	software
99	I2FJD001	1092098	148490	ABB Alpha I	ENERTOTAL	CENTRO COMERCIAL VALLE DE ATRIZ	7314688	30:5	660	Modem	4800,N,8,1	SI
115	I2GBJ001	1013426	162765	ABB Alpha I	ASC-INGENIERIA	ALIVAL PASTO	7217605	400:5	80	Modem	2400,N,8,1	SI

Fecha Inscrip o ultima Modificacion	Direccion	Ciudad	Departamento	Voltaje Operación	Factor Perdida
17/03/2010	Cra. 42 No. 18a-94 Av. Panamericana Of. 606 C.C. Valle De Atriz Pasto	PASTO	NARINO	13,2	1,054185
17/03/2010	Carrera 32B No 19 - 52 PASTO	PASTO	NARINO	0,2	1,146132

Donde tenemos según la tabla 18 que

- No corresponde al orden de registro base de datos
- Registro nacional es el registro con el que aparecen registrado ante el mercado nacional conocido como MX²².
- Marca y clase corresponde a la marca de medidor o clase .
- Comercializador es ente comercializador al cual pertenece.
- Phone / IP Address es tipo de comunicación necesaria para telemedida .
- TC. Transformadores de corriente para medidores ue necesitan tranformacion de medida por lazo de corriente.
- Fp = factor multiplicativo de energía
- Conexión= tipo de conexión para telemedida sea telefónica o GPRS
- Velocidad de comunicación
- Software necesario para telemedida
- Fecha de inscripcio o modificación

²²**XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP** opera el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administra el Mercado de Energía Mayorista Colombiano (MEM). Adicionalmente administra las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo con Ecuador -TIE- y presta servicios para operación de sistemas de potencia y sistemas de tiempo real, soluciones para mercados eléctricos y productos asociados.

El total de fronteras ingresadas y a las cuales se actualizó los datos fueron 300 estas están distribuidas con sus respectivos comercializadores entre ellos tenemos ASC INGENIERIA. ENERTOTAL. ELECTROHULA, EMGESA, EMCALI, DICEL.

5.7.1 Información de datos descargados por medio de teledadida

Los datos de energía descargados fueron los mostrados en la tabla, por motivos de extensión espacio se tomó solo un usuario como ejemplo todos los valores de las energías en están en kilo vatios activos y reactivos.

En la tabla se muestran los datos descargados desde octubre del 2011 hasta julio del 2012, la cual se descargó la información de consumo mensual.

Código interno	Numero de medidor	Fecha	W +				w-				Q+				Q-			
			T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
1043774	337599	JULIO	697.68	1613.8	1553.64	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	136.64	305.82	276.52	0.0	4.72	9.06	11.44	0.0
1043774	337599	JUNIO	713.04	1589.18	1530.26	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	145.64	310.5	272.78	0.0	5.1	9.4	11.94	0.0
1043774	337599	MAYO	728.82	1668.3	1623.16	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	143.32	318.94	293.44	0.0	6.32	11.08	11.76	0.0
1043774	337599	ABRIL	708.88	1567.58	1512.62	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	144.94	306.22	274.04	0.0	5.8	10.06	10.94	0.0
1043774	337599	MARZO	752.8	1585.04	1554.52	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	148.96	299.62	279.06	0.0	4.68	7.88	8.2	0.0
1043774	337599	FEBRERO	822.0	1631.52	1593.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	189.8	370.66	343.38	0.0	3.66	5.7	5.58	0.0
1043774	337599	ENERO	802.9	1717.42	1680.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	181.56	385.78	350.76	0.0	4.58	6.84	8.72	0.0
1043774	337599	DICIEMBRE	884.4	1870.68	1837.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	181.36	379.56	350.22	0.0	5.88	10.14	11.3	0.0
1043774	337599	NOVIEMBRE	932.58	1780.16	1716.96	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	213.04	395.28	364.76	0.0	5.94	10.74	11.06	0.0
1043774	337599	OCTUBRE	956.2	1898.58	1803.56	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	229.98	428.28	405.66	0.0	4.2	13.02	7.24	0.0

Descarga de información según programación del software para los días de la semana esta descargas de información se realizaron todos los días para todas las fronteras comerciales.

Tabla 19. Datos de energía diaria

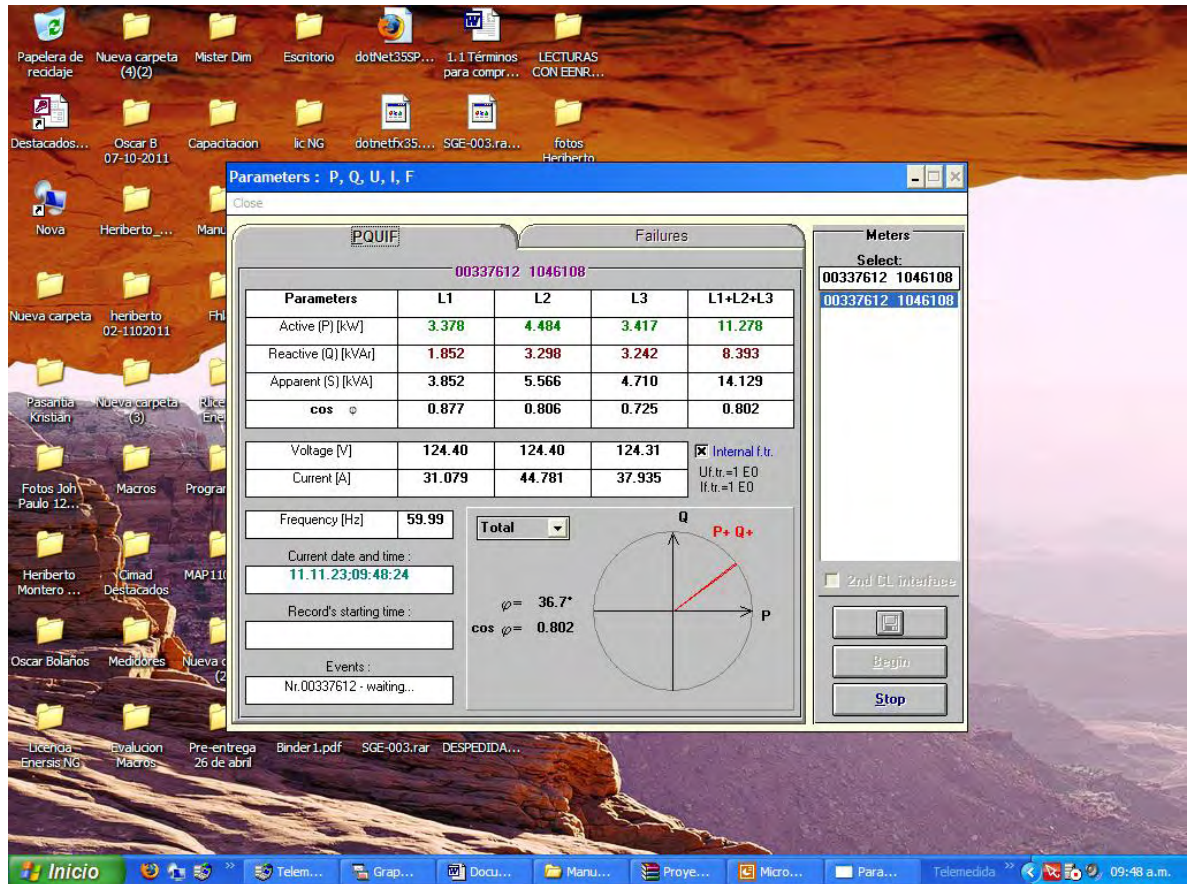
Código interno	Numero de medidor	Fecha	W +				w-				Q+				Q-			
			T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
1092094	78794	22.03.12	10715.4	319.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3154.5	85.5	0.0	0.0	1.8	0.0	0.0	0.0
1092094	78794	21.03.12	9989.1	324.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2868.3	83.7	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0
1092094	78794	20.03.12	5723.1	168.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2233.8	72.0	0.0	0.0	5.4	0.0	0.0	0.0
1092094	78794	19.03.12	6767.1	227.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2436.3	77.4	0.0	0.0	6.3	0.0	0.0	0.0
1092094	78794	18.03.12	11075.4	349.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2934.9	84.6	0.0	0.0	3.6	0.0	0.0	0.0
1092094	78794	17.03.12	9143.1	288.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2548.8	78.3	0.0	0.0	2.7	0.0	0.0	0.0

Tabla 20.LECTURAS NOVIEMBRE DEL 2011 ALPINA FRIESLAND GUACHUCAL

Código interno	Numero de medidor	Fecha	W +				w-				Q+				Q-			
			T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
1014622	124658	05.12.11	242.8	418.88	240.96	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	137.2	269.92	153.6	0.0	2.4	2.48	1.76	0.0
1014622	124658	04.12.11	226.72	407.36	240.96	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	128.16	273.68	157.92	0.0	1.28	2.32	2.0	0.0
1014622	124658	03.12.11	236.0	429.28	237.68	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	128.72	283.44	152.72	0.0	0.56	0.64	0.4	0.0
1014622	124658	02.12.11	223.6	377.76	237.36	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	116.72	250.64	153.6	0.0	1.6	2.16	1.6	0.0
1014622	124658	01.12.11	227.92	380.32	237.68	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	125.04	245.6	151.76	0.0	1.12	2.56	1.84	0.0

5.7.2 Lectura de datos instantáneos del IQUIF de CREAM MISTER POLLO

Figura 38. Lectura de datos instantáneos del IQUIF de Cream Mister Pollo



Fuente: propia

Se realiza una lectura en tiempo real, la cual se toma pantallazo de lectura instantánea del consumo de todas las energías consumidas del usuario.

Registrando los siguientes datos:

Potencias Registradas	Total
Potencia activa (P)	11.278 kW
Potencia Reactiva (Q)	11.393kVAR
Potencia Aparente (S)	14.129 kVAR
Voltaje(V)	124.31 V

Corriente(A)	37.395 A
Frecunencia (Hz)	59.99
Factor de potencia(COS φ)	0.802

El procedimiento anterior se lo realizo a cada una de las fronteras comerciales con el fin de verificar conexionado y funcionamiento de la red

6 CONCLUSIONES

- ❖ El sistema de telemedida permite realizar medición y registro de magnitudes físicas y una posterior transmisión de datos en forma manual, automática y remota, a cualquier punto de interrogación. Gracias al desarrollo tecnológico, la telemedida tiene un extenso campo operacional, este sistema puede ser empleado en otras aplicaciones que requieran la medición de variables a distancia o de forma remota con el fin de aprovechar mejor las opciones de hardware y software que poseen actualmente los sistemas de la empresa.
- ❖ El sistema puede ser empleado, para gestión de datos en prestación de servicios domiciliarios, supervisión de plantas, Esta tecnología mejora el uso de sistemas de lectura remota de con una eficiente administración de datos. Además de tener menores dudas sobre las facturas de los servicios públicos, los consumidores se benefician de un sistema más eficiente de distribución de energía. Los apagones se pueden detectar, identificar y corregir más rápidamente para los clientes cuyos medidores están comunicados a través de una red que permite monitorear en tiempo real el sistema eléctrico de un usuario y además no es necesario desplazar un operario para toma de lectura lo que implica mayor eficiencia y eficacia en la prestación de servicio industrial y comercial.
- ❖ La medición electrónica es más robusta y precisa, los medidores electrónicos de energía han superado en funcionamiento a los medidores electromecánicos en términos de funcionalidad y utilidad, pero los costos y confiabilidad han sido cuestionados en diferentes partes del mundo. Los medidores electrónicos empleados en medición de energía eléctrica, permiten registrar consumos de todas las potencias y energías, de forma mucho más exacta que un medidor electromecánico, gracias a su constitución electrónica, es posible hacer registro de mediciones hasta de 12 meses almacenar los perfiles de carga de red, monitorear calidad de energía en una instalación eléctrica, desplegar la información de consumo en una pantalla LCD, registrar cualquier evento de manipulación o fraude en el medidor.
- ❖ Se ha realizado una revisión de los principales elementos que componen una red de telemedida con sus diversas opciones. El uso de este tipo de redes para la supervisión remota de grandes áreas permite la supervisión en tiempo real de varios puntos de medida, sin necesidad de establecer mecanismos de recogida de información diferida. Ello posibilita la toma rápida de decisiones, y en forma automática.

7 RECOMENDACIONES

Incentivar la implementación de los sistemas de telemedida en la empresa con los beneficios que se obtienen al realizar un correcto monitoreo supervisión de usuarios industriales o comerciales.

BIBLIOGRAFÍA

AFINIDAD ELÉCTRICA. Inspección de medidores: La prueba de potencia [en línea]. <<http://www.afinidadelectrica.com.ar/articulo.php?IdArticulo=141>> [Citado Febrero de 2012]

B&B Electronics. Current Loop Application Note [en línea]. <<http://www.bb-elec.com/bb-elec/literature/tech/curentlp.pdf>> [Citado Febrero de 2012]

BARRERA REY, Fernando y GARCÍA MORALES, Alfredo. Desempeño del Mercado Eléctrico Colombiano en Épocas de Niño: Lecciones del 2009-10. Informe Final, Acolgen. Madrid, España, 2010, 152 p.

CHICAIZA VALDEZ, Jair E.; VILLAREAL REVELO, Gabriel D. Diseño e Implementación del Prototipo de una Estación Meteorológica Automática Portátil capaz de Transmitir los Datos Mediante Tecnología GSM. San Juan de Pasto, 2011, 157p. Trabajo de grado (Ingeniería Electrónica). Universidad de Nariño, Facultad de Ingeniería.

CODENSA. Medidores de Energía Eléctrica [en línea]. <http://www.codensa.com.co/documentos/6_26_2007_12_25_17_PM_GENERALIDADES%207.4.pdf> [Citado Febrero de 2012]

CREG - Comisión de Regulación de Energía y Gas. El Mercado Eléctrico Colombiano [en línea]. <http://www.creg.gov.co/html/cache/gallery/GC-1/G-4/mercado_electrico_colombiano.pdf> [Citado Febrero de 2012].

CREG - Comisión de Regulación de Energía y Gas. Estructura del Sector [en línea]. <http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-59&p_options=>> [Citado Febrero de 2012]

ANEXOS

IEC62056 es un conjunto de estándares para la medición de la energía - el intercambio de datos para la lectura de contadores, tarifas y control de carga por la Comisión Electrotécnica Internacional. Los estándares IEC62056 son las versiones internacionales de la especificación estándar DLMS / COSEM. **DLMS** o lenguaje de especificación de dispositivos de mensajes (originalmente la línea de distribución de especificación del mensaje¹¹¹), es el conjunto de estándares desarrollados y mantenidos por el usuario DLMS Asociación y ha sido co- optó por la norma IEC TC13 WG14 en la **IEC 62056** serie de normas. La Asociación de Usuarios de DLMS ha establecido un enlace de tipo D con la norma IEC TC13 WG14 responsable de las normas internacionales para el intercambio de datos metros y el establecimiento de la norma IEC 62056 serie. En esta función, la UA DLMS ofrece servicios de mantenimiento, registro y pruebas de conformidad de la norma IEC 62056 DLMS / COSEM. **COSEM** o especificación complementaria para la medición de energía, incluye un conjunto de especificaciones que definen el transporte y las capas de aplicación del protocolo DLMS. La Asociación de Usuarios de DLMS define los protocolos en un conjunto de cuatro documentos de especificación a saber, el Libro Verde, Libro Amarillo, Blue Book y el Libro Blanco. El libro azul describe el modelo de objeto COSEM metro y el sistema de objetos de identificación, el Libro Verde describe la arquitectura y los protocolos, el libro amarillo trata todas las cuestiones relativas a las pruebas de conformidad, el libro blanco contiene el glosario de términos. Si un producto se ajusta a la Libreta de DLMS Amarillo entonces automáticamente implica la conformidad con IEC62056 conjunto de normas.

El IEC TC13 WG 14 grupos de las especificaciones DLMS bajo el título común: "la medición de electricidad - El intercambio de datos para la lectura de contadores, tarifas y control de carga". DLMS conjunto de protocolos no es específico para la medición de electricidad.

- IEC 62056-21: local de intercambio de datos directo (3d edición de la norma IEC 61107) se describe cómo utilizar COSEM través de un puerto local (bucle óptico o corriente)
- IEC 62056-42: Servicios de la capa física y procedimientos para el orientado a la conexión asincrónica de intercambio de datos
- IEC 62056-46: la capa de enlace de datos utilizando el protocolo HDLC
- IEC 62056-47: COSEM capas de transporte para redes IPv4
- IEC 62056-53: capa de COSEM Aplicación (Esta especificación ha sido retirada por la norma IEC)

ANEXO B

EC 62056-21

IEC 61107 o IEC 62056-21 en la actualidad, era una norma internacional para un equipo de protocolo de leer los medidores de servicios públicos. Está diseñado para funcionar sobre cualquier medio, incluyendo el Internet . Un medidor envía ASCII (en los modos de A.. D) o HDLC (modo S) de datos a una cercana unidad de mano (HHU) utilizando un puerto serie . Los medios físicos son generalmente luz modulada, enviado con un LED y recibida con un fotodiodo , o un par de hilos, generalmente modulada por una 20mA bucle de corriente . El protocolo suele ser half - duplex .

El siguiente intercambio suele tardar uno o dos segundos, y se produce cuando una persona de las prensas de la empresa de servicios una pistola de lectura de contadores en contra de una placa frontal transparente en el metro, o se conecta al bus de medición en el buzón de un edificio de apartamentos.

El protocolo general se compone de un "signo de" secuencia, en la que una unidad de mano se identifica a la unidad de medición. Durante el inicio de sesión, la unidad móvil se dirige a un metro en particular por número. La unidad de metro y de mano negociar varios parámetros como la longitud máxima de la trama durante la transmisión y recepción, ya sea de varios fotogramas se pueden enviar sin el reconocimiento de imágenes individuales (de ventanas), la tasa más rápida de comunicación que ambos pueden manejar (sólo en caso de modo de E cambio a HDLC), etc A continuación, el metro informa a la unidad de mano acerca de los diversos parámetros que están disponibles con la seguridad en los diversos ajustes a saber. el "no la seguridad lógica de grupo", "los grupos de seguridad de bajo lógicas 'y' los grupos de seguridad lógica de los altos.

Si el parámetro requerido no es en ningún grupo de seguridad, sólo un get.request proporcionará la HHU con la respuesta deseada. Si el parámetro que está en el grupo de baja seguridad, una autenticación de contraseña de la HHU se requiere antes que la información se puede leer.

En el caso de los parámetros de alta seguridad, el medidor se opone a la unidad de mano con una contraseña criptográfica. La unidad de mano debe devolver una contraseña cifrada. Si el cambio de la contraseña es correcta, el medidor acepta la unidad de mano-se ", firmado el."

Después de firmar, la unidad de mano se lee una descripción general del medidor. Esto describe algunos registros que describen el número actual de unidades de medida (es decir, horas de kilovatios, megajulios, litros de gas o agua) y la fiabilidad de la unidad de medición de (¿se sigue funcionando bien?). Ocasionalmente, un fabricante inventar una nueva cantidad de medir, y en

este caso, un nuevo tipo de datos o diferentes aparecerá en la definición metros. La mayoría de las unidades de medición tienen modos especiales para la calibración y de restablecimiento registros del medidor. Estos modos suelen estar protegidos contra la manipulación por características tales como interruptores que tiene sentido si se ha abierto la caja metros.

El HHU También se puede dar derechos limitados para establecer o restablecer los parámetros determinados en el metro.

La unidad de mano a continuación, envía un mensaje de cierre de sesión, y el medidor automáticamente firma después de un intervalo de tiempo previamente negociado después del último mensaje, si no aparece ningún mensaje de cierre de sesión se envía.

ANEXO C

CARACTERISTICAS TECNICAS GARANTIZADAS DEL MEDIDOR ELECTRONICO MULTIFUNSIONAL TIPO EPQS CLASE 0.2S MARCA ELGAMA ELEKTRONIKA.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUERIDO	GARANTIZADO
1	Fabricante y País.		ELGAMA LEKTRONIKA LITUANIA
2	Norma.	IEC 60687	IEC 62053-22
3	Precisión.	0.2S	0.2S
4	Tensión nominal (U_n) para máxima exactitud de los medidores.	$115/\sqrt{3} \pm 1\%$	Multirregango en Voltaje $3 \times 57.7/100 \dots 254/440$
5	Corriente nominal (I_n) para máxima exactitud de los medidores.	$1A \pm 1\%$	1(6) A
6	Límite de error porcentual para los medidores a U_n , de 0.01 I_n a 0.05 I_n y $\cos\phi = \text{f.p.} = 1$.	± 0.4	± 0.4
7	Límite de error porcentual para los medidores a U_n , de 0.05 I_n a 1.2 I_n y $\cos\phi = \text{f.p.} = 1$.	± 0.2	± 0.2
8	Límite de error porcentual para los medidores a U_n , de 0.02 I_n a 0.1 I_n y $\cos\phi = \text{f.p.} = 0.5$ en atraso y 0.8 en adelanto.	± 0.5	± 0.5
9	Límite de error porcentual para los medidores a U_n , de 0.1 I_n a 1.2 I_n y $\cos\phi = \text{f.p.} = 0.5$ en atraso y 0.8 en	± 0.3	± 0.3

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUERIDO	GARANTIZADO
	adelanto.		
10	Corriente máxima a la cual los medidores están dentro del límite de error.	1.2 In	6 In
11	Frecuencia	60	60
12	Consumo de potencia de la fuente auxiliar (VA).	10	3
13	Constante del contador (número de impulsos en el led de salida por unidad de energía medida).	Entero	Entero (Programable hasta 65.000)
14	Tensión máxima de corriente continua permisible en los contactos para teletransmisión (Vcc).	140	IEC 62056-31 27 Vdc = SØ
15	Número mínimo de dígitos del registrador de lectura local de los contadores.	7	8 Programables hasta 3 decimales
16	Resolución del registrador local de los contadores de energía activa (Kwh).	1	1/0.1/0.01/0.001
17	Resolución del registrador local de los contadores de energía reactiva (KVarh).	1	1/0.1/0.01/0.001
18	Temperatura ambiental de operación de los medidores.	-20° C a 55° C	-25° C a 55° C
19	Humedad relativa permisible para los medidores (%).	85	85

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUERIDO	GARANTIZADO
20	Influencia de la tensión (error adicional introducidos por cambios del 10% en la tensión), de 0.05 In a 1.2 In, con un factor de potencia de 1 (%).	0.1	0.1
21	Influencia de la variación de frecuencia (±5%), 0.05 In a 1.2 In, factor de potencia = 0.5 en atraso (%).	0.1	0.1
22	Inducción magnética de origen externo a frecuencia nominal (mT).	0.0025	0.5% Variación Error a 0.5 mT (0.0025).
23	Variación del error ocasionado durante autocalentamiento para 1.2 In, factor de potencia de 1 (%).	0.1	0.1
24	Variación del error ocasionado durante autocalentamiento para 1.2 In, factor de potencia de 0.5 en atraso (%).	0.1	0.1
25	Coeficiencia de temperatura de 0.05 In a 1.2 In con factor de potencia de 1 (%/°C).	0.01	0.01
26	Coeficiencia de temperatura de 0.1 In a 1.2 In con factor de potencia de 0.5 en atraso (%/°C).	0.02	0.02
27	Influencia de la inducción electromagnética de origen externo, 0.5 mT, In, factor de potencia de 1 (%).	0.5	0.5
28	Tensión de ensayo entre las terminales de cada circuito de tensión durante dos (2) segundos	1	1

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUERIDO	GARANTIZADO
	(kV).		
29	Tensión de ensayo entre las terminales de cada uno de los circuitos independientes durante dos (2) segundos (kV).	1	1
30	Tensión de ensayo entre dos circuitos independientes cualesquiera (kV).	2.5	2.5
31	Tensión de ensayo entre cada circuito independiente y la tierra.	2.5	2.5

ANEXO D

MODOS DE CONEXION PARA LECTURA REMOTA DE medidores EMH-ELGAMA

