

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE QUITO

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis Previa a la Obtención del Título de: INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA:

“ESTUDIO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DOMICILIARIO PARA
CONTROL DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZANDO
REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES”

AUTOR: SANTIAGO XAVIER GUZMÁN CABASCANGO

DIRIGIDA POR: ING. JUAN ALBERTO BUCHELI

QUITO, MARZO 2013

CERTIFICACIÓN

Luego de revisar el trabajo de investigación realizado por el Sr. SANTIAGO XAVIER GUZMÁN CABASCANGO, con el tema “ESTUDIO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DOMICILIARIO PARA CONTROL DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZANDO REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES”, certifico que he dirigido su elaboración y ha sido culminada exitosamente, cumpliendo con las normativas emitidas por la Universidad Politécnica Salesiana.

Ing. Juan Bucheli A

Director de Tesis

DECLARACIÓN

Yo, Santiago Xavier Guzmán Cabascango, declaro bajo mi responsabilidad que el trabajo de investigación aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o certificación profesional y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en el documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual a la Universidad Politécnica Salesiana, según lo establece la ley, reglamento y normativa vigentes.

Atte.

Santiago Xavier Guzmán Cabascango

171564052-8

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a las personas más importantes en mi vida, a mi Madre y hermanos por su apoyo, cariño y comprensión.

AGRADECIMIENTO

Mis agradecimientos a la Empresa Eléctrica Quito, por su colaboración para la ejecución del proyecto, a mi director de tesis por sus recomendaciones durante el desarrollo investigativo y a todas las personas que colaboraron en la realización de este trabajo.

ÍNDICE

DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTO	iv
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
JUSTIFICACIÓN DEL TEMA	1
ALCANCES	2
OBJETIVOS	3
HIPÓTESIS	4
MARCO TEÓRICO	4
MARCO METODOLÓGICO	11
CAPÍTULO I	13
FUNDAMENTOS TEÓRICOS	13
Generalidades	13
1.1 Definiciones	15
1.1.2 Smart Grid	17
1.2 Componentes de una red eléctrica inteligente	18
1.2.1 Sistema de Gestión Energética OMS	19
1.2.2 Sistema A.M.I. (Advanced Metering Infrastructure)	23
1.2.3 Sistema Scada	24
1.2.4 Sistema de Gestión de Distribución D.M.S.	30
1.2.5 Telemida	31
1.2.6 G.I.S. (Geographic Information System)	32
1.3 Tipos de Tecnología	36
1.3.1. Radio frecuencia	36
1.3.2. P.L.C.	36
1.3.3. Bandas de Frecuencia	38
1.4 Plan para la Implementacion de Smart Grid	42
CAPÍTULO II	48
DISEÑO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN	48
2.1 Análisis de Carga Residencial	48
2.1.2 Tipos de Carga	59
2.1.3 Cargas de Tipo Resistivo	61
2.1.4 Cargas de Tipo Inductivo	61
2.1.5 Cargas de Tipo Capacitivo	61
2.1.6 Fórmulas para el Cálculo de la Demanda	62
2.2 Arquitectura del software y hardware	67
2.2.1 Hardware	70
2.2.2 Etapa de sensado	72
2.2.3 Sistema de Comunicación	75
2.2.4 Centros de Control	77
2.3 Conceptos básicos de Comunicación de Datos	78
2.4 ADQUISICIÓN DE DATOS	81
2.4.1 DNP3	81
2.4.2 DDE DYNAMIC DATA EXCHANGE	82
2.4.3 OPC server	83
2.4.4 Características técnicas de los microcontroladores	84
2.4.6 DISEÑO DE LA INTERCONEXIÓN CON LA PC	86
2.4.7 Interfaz de Comunicación	87
2.4.8 Transmisión de Información en la Red	92
2.4.9 Red Ethernet	97
2.4.10 Diferencias entre el estandar Ethernet y IEEE802.3	107
2.4.11 Teoría de la comunicación	116

2.4.12	El Modelo de Referencia OSI.....	118
2.4.13	Topologías de Redes	120
2.4.14	Medios de Transmisión	115
2.4.15	Normas.....	127
CAPÍTULO III		131
PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN		131
3.1	Estudio de Hardware y Software	131
3.1.1	Subestación.....	131
3.1.2	Arquitectura de un sistema de subestación actual.....	133
3.1.3	Arquitectura de un sistema de subestación automático.....	134
3.1.4	Software	138
3.1.5	Descripción de equipos que conforman una red eléctrica inteligente.....	139
3.2	Pruebas del software de Control y Monitoreo	160
3.3	Contrastación de valores entre un medidor inteligente y un convencional.....	160
3.4	Análisis de la Confiabilidad de la Transmisión y la Recepción de datos a distancia.....	165
CAPÍTULO IV		168
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO		168
4.1	EVALUACIÓN DEL SISTEMA CONVENCIONAL	168
4.1.1	Proceso de Facturación.....	168
4.1.3	Control de calidad de consumos	169
4.1.4	Cálculo de facturación.....	163
4.1.5	Control de calidad de montos.....	169
4.1.6	Emisión y Entrega de facturas	169
4.1.7	Sistema de Subtransmisión y Subestaciones	173
4.2	Evaluación del Sistema Inteligente	184
4.3	Tarifas residenciales, para niveles de voltaje de hasta 210/121. Costos reales del servicio	191
4.4	Evaluación económica.....	194
CONCLUSIONES		202
RECOMENDACIONES		205
BIBLIOGRAFÍA		206
INDICE DE TABLAS		199
INDICE DE FIGURAS		200
INDICE DE ANEXOS		210
Anexo 1		210
Glosario de términos		211
Anexo 2		219
Regulación CONELEC		219
Anexo 3		222
Cargos por Consumo Residencial.....		222
Anexo 4		223
Cortes del Servicio		223
Reconexiones de Servicio.....		224
Anexo 5		226
TABLA DE NOVEDADES DE LECTURA		226
Anexo 6		227
SISTEMA DE TELEMEDIDA Y GESTIÓN ENERGÉTICA		227
CATÁLOGO DE EQUIPOS		227
PLANOS SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO DE ENERGÍA ELÉCTRICA RESIDENCIAL.....		227

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El aumento significativo de consumidores en el área residencial complica más aun al abastecimiento energético de las empresas distribuidoras y por ende el control ineficiente de energía en sectores urbanos.

La evasión en el pago de energía en provincias consideradas peligrosas y estimaciones en la medición del consumo energético contribuye a grandes pérdidas para las empresas eléctricas.

Debido a las diversas problemáticas en poblaciones urbanas y rurales del país donde se registra las mayores pérdidas para el Estado ecuatoriano, en lugares donde no se encuentra instalado el medidor físicamente, la conexión directa hacia los cables de energía provocan las denominadas perdidas comerciales (llamadas también negras), además que el personal técnico que toma las lecturas de consumo no se le permite ingresar a estos sectores.

Los procesos realizados por parte de la Empresa Eléctrica Quito S.A., proveedor del servicio, a los cuales se destinan un cierto porcentaje del presupuesto de la entidad, requieren una cantidad considerable de recursos asignados a actividades como el registro de las cantidades de energía consumidas mensualmente. Pudiendo estas actividades de obtención y procesamiento de información ser automatizada, haciendo uso de las tecnologías de comunicación de mayor difusión actuales.

JUSTIFICACIÓN DEL TEMA

La tecnología de infraestructura inteligente reduce la necesidad de una generación costosa, para cubrir los picos de carga en horarios de mayor demanda, y aliviar en última instancia a las compañías suministradoras de energía reduciendo el trabajo de gestión de red.

La implementación de sistemas con redes eléctricas inteligentes, reducirá la necesidad de

estimación de la demanda de los usuarios en donde se da limitaciones en la lectura, y en lugares donde no se tiene acceso por riesgos hacia el personal técnico (seguridad).

Los avances de la tecnología permiten desarrollar sistemas o proyectos piloto que hará que el usuario pueda monitorear el historial del uso de la electricidad para manejar de una forma más eficiente sus costos de energía.

Con la investigación se pretende mejorar el procedimiento tradicional de medición de consumo de energía de clientes residenciales, al sustituir las funciones del personal dedicado a esta actividad, evitando su traslado de personal cada vez que sea necesario recopilar información de consumo.

ALCANCES

Estudio de dispositivos y sistemas tecnológicos que integran una red eléctrica inteligente y su futura aplicación en la empresa distribuidora de energía eléctrica.

Descripción de conceptos de parámetros eléctricos, tipos de carga, categorización de clientes e infraestructura para la instalación física de medidores de consumo de energía eléctrica.

Realizar una investigación para efectuar el diseño de un sistema de monitoreo, corte y reconexión del suministro de energía eléctrica en el sector residencial de manera remota aplicando el concepto de redes eléctricas inteligentes.

Estudio de normas y estándares internacionales para la aplicación e integración de tecnología que mejor se adapte al sistema eléctrico convencional.

Estudio de las capas que conforman la red eléctrica inteligente:

- Capa de Energía.
- Capa de Comunicaciones.
- Capa de Aplicación.

Análisis y evaluación técnica económica para la futura implementación del sistema, como

parte de la gestión comercial de las empresas distribuidoras para lo cual se deberán considerar los costos reales del servicio eléctrico.

OBJETIVOS

General

Estudio y diseño de un sistema medición remota de energía eléctrica (Smart Meter), para una futura aplicación en el sector domiciliario.

Específicos

- 1) Investigar el proceso de lectura, corte y reconexión del servicio de suministro de energía en el sector residencial.
- 2) Estudio de las características técnicas y de operación del software de aplicación que constituyen el sistema de control y monitoreo inteligente para toma de lecturas, facturación, corte y reconexión de energía eléctrica de un cliente residencial.
- 3) Efectuar lecturas de parámetros eléctricos con un analizador de red monofásico, para calcular el consumo de energía eléctrica de dos tipos de clientes residencial y comercial tomando una muestra de un mes en un horario de mayor demanda de energía.
- 4) Contrastación de características técnicas de los dos tipos de medidores para un análisis de factibilidad de aplicación y adaptación de Smart Grid al sistema de suministro de energía convencional.
- 5) Diseño y elaboración de planos de la configuración del sistema con la integración de infraestructura inteligente.
- 6) Dotar de un plan estratégico para incentivar a los usuarios residenciales la utilización de tecnología para controlar el consumo residencial.

HIPÓTESIS

Es factible implementar el uso de contadores inteligentes (Smart Meter) en el Ecuador para una medición automática, servicio técnico a distancia y detección de manipulación en tarificación eléctrica.

MARCO TEÓRICO

La energía eléctrica es uno de los insumos que cualquier empresa o individuo utiliza para la producción de un bien o un servicio sea esta pública o privada.

Qué es un Smart Grid

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 eléctrica.¹

Smart Grid o red inteligente constituye un sistema que integra innovadoras vías de transporte y distribución de electricidad con tecnología digital permitiendo una comunicación en tiempo real entre el consumidor, el distribuidor, el transportista y el generador, mediante dispositivos que hacen más eficiente y sostenible el consumo energético, facilitando a cada uno de estos agentes, la forma de operar en un libre mercado de intercambio de electricidad.²

Las redes inteligentes son interconexiones de electricidad (transporte y distribución) que pueden integrar de forma inteligente el comportamiento y las acciones de sus usuarios,

¹ Smart Grid y la Evolución de la Red eléctrica Pág. 4 (Observatorio Industrial del sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones).

² Ver: [http:// www.demos.com](http://www.demos.com)

tanto generadores como consumidores, para así distribuir la energía de manera eficiente, sostenible, económica y segura.³

Definiciones de SMART GRID

Red eléctrica auto-monitoreada, que acepta diferentes fuentes de energía (gas, diésel, renovables) y la transmite al consumidor con mínima intervención del operador.

Un sistema que permita a la sociedad optimizar el uso de las fuentes de energía renovable y minimizar el impacto ambiental en el futuro.

*“Una red que habilita la comunicación en tiempo real entre el consumidor y el proveedor del servicio, permitiéndole al consumidor optimizar la utilización de la energía basado en precios o en impacto ambiental de la misma”.*⁴

Red que permite al cliente de la empresa distribuidora optimizar el consumo energético en domicilios habilitando la comunicación en tiempo real.

Síntesis Mundial

El nivel de vida y el consumo crecen cada año. Según la previsión de mercado la demanda de energía aumentara un 79.6% entre 2006 y 2030. esta demanda debe satisfacerse con fuentes de energía renovable ya que las centrales de combustibles fósiles convencionales contribuyen en gran medida a las emisiones de gases de efecto invernadero y al calentamiento global.

La generación eólica desempeñará un papel crucial en el suministro futuro de electricidad. En algunos países de primer mundo, las turbinas eólicas ya desempeñan un papel importante en la generación de energía. Por desgracia, es más difícil encontrar áreas nuevas donde se pueda generar energía eólica de manera rentable⁵.

³ Redes eléctricas inteligentes ECOoo-Two

⁴ Siemens AG 2010.ppt Pág. 2

⁵ Revista Corporativa del grupo ABB

En tal sentido, con la integración de redes inteligentes se busca mejorar la distribución eléctrica en varios sentidos, así como también.- facilitar la conexión y operación de los generadores de cualquier tamaño y tecnología.

Busca que los consumidores participen en la optimización del sistema en su conjunto, *reduciendo el consumo innecesario y distribuyendo mejor las horas en que se consume electricidad.*

Se pretende reducir de forma significativa el impacto del sistema eléctrico sobre el medio ambiente, en tanto se fomente la eficiencia energética y la energía renovables. Persigue el objeto de mejorar la fiabilidad y seguridad.⁶

Las redes inteligentes es una forma de generar enormes cantidades de energía renovable sin emisiones de gases de efecto invernadero en el sistema y también dismantelar fuentes de energía centralizadas más antiguas. Avanzadas tecnologías de control y gestión de la red eléctrica hacen que, en conjunto, funcionen más eficientemente.

Futuro de las redes Inteligentes

En el futuro la generación de electricidad será a partir de una combinación de fuentes renovables hidráulica, eólica, mareomotriz. Esto significa que la red eléctrica debe adaptarse para que pueda aceptar esta nueva forma de energía que brinde un servicio eficiente y que pueda utilizarse de la mejor forma.

La magnitud de la generación futura a partir de la energía renovable y su cuota global es difícil predecir, ya que depende en gran magnitud del clima político.

Uno de los retos de los países en desarrollo es la actualización de su sistema eléctrico: el sistema eléctrico es muy pequeño con una deficiente calidad de suministro y frecuentes interrupciones y, a la vez, existe un enorme crecimiento de la demanda en zonas que ya cuentan con conexión a la red.

⁶ Redes eléctricas inteligentes ECOoo-Two

SISTEMA DE MEDICIÓN AVANZADA AMI

En el diseño de una red inteligente se prevé el uso de medidores digitales avanzados con dos vías de comunicación, con la capacidad de conectar y desconectar servicios a distancia , registrar formas de onda, vigilar la tensión y la corriente, deberán ser sustituidos por los actuales en el mismo lugar para no modificar el diseño en grades dimensiones. Este tipo de medidores puede tener datos a disposición de los centros de operación y planificación con la finalidad de lograr una mayor fiabilidad y utilización de los recursos.⁷

SISTEMA DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN DMS

La plataforma de dirección de energía integrada se desarrollará y ofrecerá funciones avanzadas para la administración de energía de casa por consumidores y para mejorar el funcionamiento del sistema de distribución.

Esta plataforma integrará AMI como un portal de la casa para responder a la demanda; automatización de las viviendas para conservación de energía; la expedición óptima de la generación distribuida, almacenamiento, y cargas en el sistema de distribución, y mandos para que el sistema de la distribución sea una entidad de despacho y permita colaborar con otras entidades en la carga de la red [6].

SISTEMA SCADA

Los sistemas Scada (Supervisory Control and Data Adquisition) son aplicaciones de software, diseñadas con la finalidad de controlar y supervisar procesos a distancia. Se basan en la adquisición de datos de procesos remotos.

Se trata de una aplicación de software diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables) y controlando el proceso de forma

⁷ Redes Eléctricas Inteligentes pg. 9 Paper(Ing. Esteban Inga)

automática desde una computadora. Los sistemas de interfaz entre usuario y planta basado en paneles de control repletos de indicadores luminosos, han ido siendo remplazados por sistemas digitales que implementan el panel sobre la pantalla de un ordenador.

El control directo lo realizan los autómatas programables y están conectados hacia un ordenador que realiza las funciones de dialogo con el operador, tratamiento de la información y control de la producción utilizando el SCADA.

Funciones Principales

Adquisición de datos, para recoger, procesar y almacenar la información recibida.

Supervisión, para observar desde un monitor la evolución de las variables de control.

Control, para modificar la evolución del proceso, actuando bien sobre los reguladores autónomos básicos (consignas, alarmas menús, etc.) bien directamente sobre el proceso mediante las salidas conectadas.

TELEMEDIDA

Sistema de comunicación bidireccional que permite: recolección de datos, lectura y control remoto de medidores utilizando la red de baja tensión como medio de comunicación.⁸

GIS

Sistema de Información Geográfica, es una integración sofisticada de hardware y software y datos geográficos diseñados para capturar, almacenar, manipular, analizar y desplegar en todas sus formas la información geográficamente referenciada con el fin de resolver problemas complejos de planificación y gestión.⁹

⁸ <http://www.systemlab.com>

⁹ http://es.wikipedia.org/wiki/Sistema_de_Informaci%C3%B3n_Geogr%C3%A1fica

BPL

Sistema de comunicación que permite brindar servicio de Internet de Alta velocidad sostenida en las redes de distribución de Energía Eléctrica tanto a nivel de media como de baja tensión.

PLC

Es una tecnología para la transmisión de señales a través de la red de distribución eléctrica de medio y bajo voltaje. En el conductor de la línea de transmisión, mediante dispositivos electrónicos se envían señales de alta frecuencia que se las filtra, estas señales pueden servir para supervisar y controlar los dispositivos de protección y control de las subestaciones y líneas eléctricas.

Se basa en inyectar una señal de información codificada de baja potencia y con frecuencia superior a 60Hz presentes en la red eléctrica de tal manera que cualquier equipo provisto de comunicación PLC pueda decodificar la información presente en la línea.

NETWORK HOME AREA

Tecnología que le permitirá al usuario en el futuro conectarse y controlar remotamente muchos aparatos digitales automatizados que se utilizan en la casa. Por ejemplo puede utilizar el teléfono celular o la computadora para encender o apagar aparatos electrodomésticos.¹⁰

INTEROPERABILIDAD

Desarrollo de arquitecturas descentralizadas habilitando sistemas de suministros de energía de menor magnitud con el fin de que operen con facilidad dentro del sistema.

¹⁰ www.zigbee.org ZigBee® Alliance

SEGURIDAD

Seguridad en redes es mantener la provisión de información libre de riesgo y evitar la manipulación que perjudica el envío de los datos en determinados servicios.

“Seguridad en redes en mantener bajo protección los recursos y la información con que se cuenta en la red, a través de procedimientos basados en una política de seguridad tales que permitan el control de lo actuado”¹¹.

Administración y protección de los datos de los mismos para mantener la seguridad en el envío y recepción.

SEGURIDAD GLOBAL

El concepto de red global incluye todos los recursos informáticos de una organización, aun cuando estos no estén interconectados:

Redes de área local (LAN),

Redes de área metropolitana (MAN),

Redes nacionales y supranacionales (WAN),

Computadoras personales y grandes sistemas.

Seguridad global es mantener bajo protección todos los componentes de una red global.¹²

¹¹ Manual de Seguridad **ArCERT**

¹² Manual de Seguridad **ArCERT**

MARCO METODOLÓGICO

Revisión bibliográfica de las perspectivas de los países desarrollados en la implementación de sistemas con redes eléctricas inteligentes en ciudades.

Análisis de los estándares y normas para la aplicación de nuevas tecnologías en proyectos que se ajuste al sector domiciliario.

Estudio de la demanda eléctrica de los abonados residenciales de tipo A, B, D, E, para investigar las áreas en que se puede implementar este tipo de sistemas a futuro en el país.

Mediante el método deductivo establecer la mejor alternativa tecnológica para la aplicación del proyecto que se ajuste al sector domiciliario para reducir el costo de la energía eléctrica.

Mediante la metodología experimental comprobar el funcionamiento del medidor inteligente para monitorear y controlar a través de un programa computacional, donde se presentarán los datos de consumo de energía eléctrica y los valores de parámetros diarios y semanales del consumo de energía eléctrica.

RESUMEN

En la actualidad las empresas de distribución de energía eléctrica buscan soluciones para obtener un mayor control del consumo de la energía y poder gestionar de forma eficiente la energía consumida. El concepto de “*redes eléctricas inteligentes*” plantea la incorporación de nuevas tecnologías aplicadas a la medida y supervisión del sistema de distribución.

El propósito de este proyecto es el estudio y diseño de un sistema de medición avanzado, para el control y monitoreo en el área residencial. Durante el desarrollo se describe las diferentes modelos tecnológicos existentes para el propósito de diseño del sistema, se realiza un análisis de carga residencial, proyección de la demanda, estudio de dispositivos de medición, protocolos de comunicación que forman parte de la estructura de red eléctrica inteligente de un sistema de distribución residencial, así como diagramas generales elaborados en AutoCAD.

La futura aplicación del servicio garantiza la confiabilidad en la lectura, corte y reconexión y evitar el fraude-manipulación del medidor que pueden ser ocasionados por terceros hacia la red eléctrica, que afectan de manera significativa a la gestión energética de la empresa distribuidora.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

GENERALIDADES

La energía es el recurso más valioso en las sociedades actuales debido a su constante crecimiento y desarrollo. Muchas empresas o industrias buscan soluciones para obtener un mayor control del consumo de la energía y poder gestionar de forma eficiente la energía consumida.

El proyecto consiste en realizar el estudio y diseño de un sistema de monitoreo y control de energía eléctrica para mejorar los métodos tradicionales de medición del consumo de energía eléctrica en clientes residenciales.

A medida que se desarrolle el proyecto se propone investigar el significado de una red eléctrica inteligente (SMART GRID). La estructura de un sistema de medición avanzado tomando como referencia las técnicas de automatización, tecnologías actuales y componentes que integran una red inteligente para la aplicación en el área residencial.

Descripción de un plan para la aplicación de SMART GRID en sistemas domiciliarios que permita monitorear y controlar el consumo de energía eléctrica.

A continuación se describe las causas o situaciones principales de las pérdidas de energía en las empresas distribuidoras:

a) Pérdidas técnicas o físicas.

Fenómenos de disipación que suceden en los componentes físicos del sistema.

b) Pérdidas no técnicas o comerciales.

Las pérdidas de energía eléctrica no pueden ser disminuidas por completo ya que en el proceso que lleva la energía desde las plantas generadoras hasta el cliente final, hay pérdidas por calentamiento en los conductores y otras en los núcleos ferromagnéticos que pueden ser disminuidas pero no eliminadas.¹³

Como se describe en el párrafo anterior, la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas que se producen desde la generación hasta el usuario final no se puede disminuir por completo ya que son efectos que se presentan en condiciones normales de funcionamiento. Pero se puede controlar y monitorear con la aplicación de sistemas inteligentes para mejorar la distribución de energía eléctrica que conformará la red eléctrica inteligente del mañana que permita la disminución de fraude o hurto.

El sistema de comunicación de datos está constituida por dos tipos de elementos: *físicos* y *lógicos*; su diseño y construcción involucra, la electrónica, la electricidad y la tecnología de la información, la velocidad de los datos está limitada por el ancho de banda del cable bifilar y por las técnicas de modulación y codificación. Las frecuencias de transmisión se seleccionan según normas, la inmunidad frente a ruido e interferencias depende de la frecuencia de transmisión.

La implementación de “*Redes Eléctricas Inteligentes*” aportará de gran manera a reducir costos, mejorar el mantenimiento del sistema y optimizar los procesos para la reducción de pérdidas de energía eléctrica.

Tendencias: La habilidad de mostrar dibujos y datos en tiempo real es extremadamente útil a la hora de resolver problemas o planificar reformas.

Flexibilidad: El sistema necesitará tecnificarse a medida que lo haga la instalación.

Alarmas y claves de acceso: Existen varias opciones al respecto, pero es necesaria,

¹³**Fuente:** Biblioteca digital E.P.N., bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4217/1/CD-0926.pdf

como mínimo, una clave de protección, si se trabaja en red, una notificación automática de alarma, un registro separado de alarmas y la posibilidad de notificación de alarma mediante fax, e-mail, etc.

1.1 DEFINICIONES

Contadores de Energía Eléctrica

Los contadores son dispositivos constituidos por elementos electromecánicos o electrónicos para la medición del consumo de energía eléctrica (KW-hora).

Corriente Eléctrica

La corriente eléctrica se define como el desplazamiento de electrones a través de un material conductor. El sentido de desplazamiento de los electrones es siempre desde el material cargado negativamente hacia el positivo. Este movimiento de electrones a través del circuito es lo que se llama corriente eléctrica. Su unidad es el amperio (A).

Corriente Continua

Se denomina corriente continua al flujo de cargas eléctricas que no cambia de sentido con el tiempo. La corriente eléctrica a través de un material se establece entre dos puntos de distinto potencial. Es continua toda corriente cuyo sentido de circulación es siempre el mismo, independientemente de su valor absoluto.

Corriente Alterna

Se denomina corriente alterna a la corriente eléctrica en la que la magnitud y dirección varían cíclicamente. La forma de onda de la corriente alterna más comúnmente utilizada es la de una onda sinusoidal.

Cruce por Cero

Es un punto donde existe un cambio de signo en la función (por ejemplo de positivo a negativo), representado por el cruce del eje (valor cero) en la gráfica de la función.

Energía Eléctrica

La energía eléctrica, es el producto de la potencia absorbida por una carga por el tiempo transcurrido. La unidad de energía es el Joule (J), que equivale a un watio por segundo:

Joule = watts x segundo = potencia x unidad de tiempo

La energía consumida por un dispositivo eléctrico se mide en Kilovatios-Hora (kWh). Normalmente las empresas que suministran energía eléctrica a la industria y los hogares, lo hacen en kilovatios-hora (kWh).

Potencia Eléctrica

Se define al producto de la diferencia de potencial o voltaje aplicado (V) por la intensidad de corriente (I). Siempre que el voltaje provoca movimiento de electrones, se realiza un trabajo al desplazar los electrones de un punto a otro. La rapidez con la que se realiza se denomina como (*Potencia Eléctrica*). Su unidad es el watio (W), que es la cantidad de coulomb de electrones que pasan por un punto por un segundo.

Potencia Activa

Es la potencia que representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo. Los diferentes dispositivos eléctricos existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como:

mecánica, lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente consumida por los circuitos.

1.1.2 Red Eléctrica Inteligente (SMART GRID)

La “*Red Eléctrica*”, es el nombre colectivo dado a todos los cables, transformadores e infraestructura que transporta energía eléctrica desde las centrales eléctricas hasta los clientes, donde como en todo sistema de generación, transmisión y distribución de electricidad se pierde parte de la energía durante su recorrido.

Las “*Redes Eléctricas Inteligentes*”, ofrecen la oportunidad de gestionar y distribuir la energía mejorando la confiabilidad de la red con nuevas aplicaciones y la capacidad para que el consumidor pueda gestionar mejor los costes de su consumo. A esto se le denomina red eléctrica inteligente, donde a la distribuidora le permitirá operar en un mercado energético en tiempo real.

“Es una red, capaz de integrar de manera inteligente las acciones de todos los entes conectados a ella, generación, transmisión, distribución y consumidores así como aquellos actores que llevan a cabo ambas operaciones con la finalidad de distribuir eficientemente el suministro eléctrico que sea sustentable económicamente, competitivo y seguro”.[8]

Con el crecimiento continuo de la demanda de energía eléctrica de clientes residenciales es necesario distribuir eficientemente el suministro eléctrico de manera segura competitiva y económica.

Recordemos que con el crecimiento de clientes residenciales lo que se busca con la implementación de Smart Grid es distribuir eficientemente la energía eléctrica con un control descentralizado y mejorar la calidad del servicio.

Es una red eléctrica que integra fuentes de energía renovable lo que hace preveer una forma descentralizada del transporte y distribución energética, con la entrega confiable y eficiente hacia el cliente final. Es una red de electricidad que utiliza recursos energéticos distribuidos y avanzadas. Tecnologías de comunicación y control para suministrar electricidad más económica, con menos emisiones de gases de efecto invernadero y en respuesta a las necesidades de los consumidores.

1.2 COMPONENTES DE UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE

La adecuada gestión técnica del sistema inteligente se realiza a través de un conjunto coherente de procedimientos de operación, dichos procedimientos deberán contemplar los siguientes aspectos:

- Condiciones de conexión a la red de transmisión.
- Análisis de la seguridad en la cobertura anual.
- Condiciones de instalación y funcionamiento de los equipos de medida y control.
- Análisis de la seguridad en la cobertura del corto plazo.
- Previsiones de demanda.
- Programación del sistema.
- Coordinación del mantenimiento de instalaciones de producción-transmisión.
- Condiciones de funcionamiento del sistema producción-transmisión y criterios de calidad, fiabilidad y seguridad.
- Asignación y determinación de las pérdidas de transmisión.
- Situaciones de alerta y emergencia.

Monitoreo.- Medición segura y avanzada.

Detección de dispositivos, Administración de alarmas y configuración remota.

Comunicaciones.- Conectividad e interoperabilidad entre los sistemas y dispositivos.

Inteligencia.- Administración, análisis, toma de decisiones y reportes.

Acción.- Algoritmos de control avanzado y optimización de los procesos.

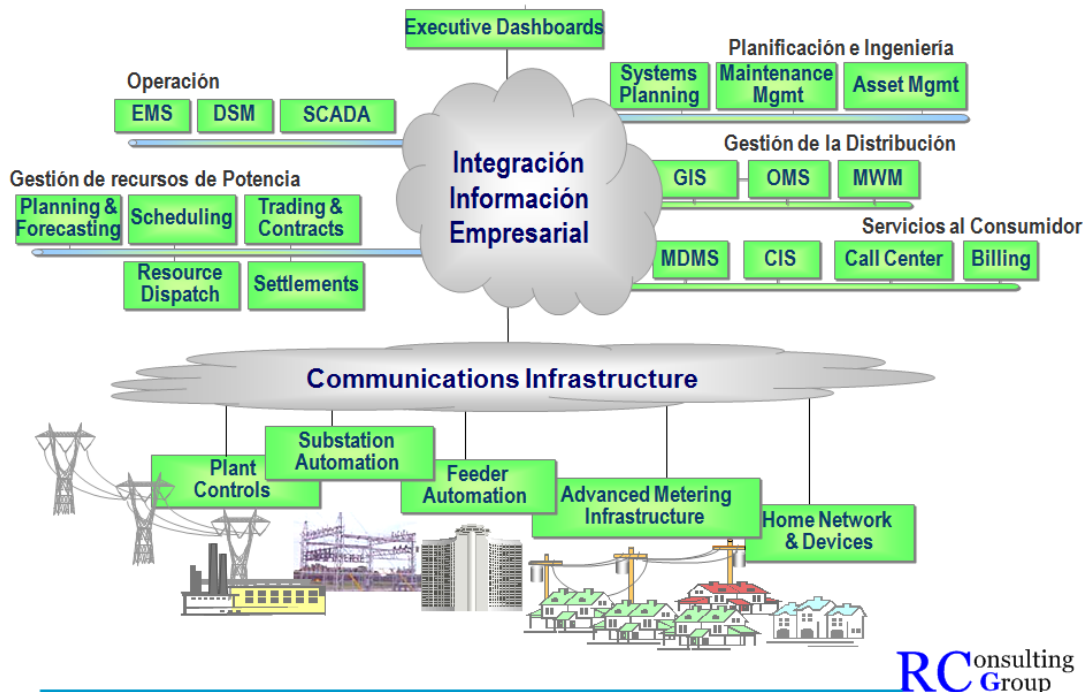


Figura 1. 1 Estructura de una red eléctrica inteligente¹⁴

1.2.1 SISTEMA DE GESTIÓN ENERGÉTICA OMS

La gestión energética es un procedimiento organizado de previsión y control del consumo de energía. Su finalidad es obtener la mayor eficiencia en el suministro, conversión y utilización de la energía, sin disminuir las prestaciones necesarias para obtener niveles de confort adecuados.

¹⁴ Fuente: RCConsulting Group

Al crecer los costes de la energía como su demanda, se hace necesario un sistema de gestión energética con la finalidad de conocer los consumos y usos de las fuentes energéticas.

El sistema de gestión debe poder controlar y modificar todas aquellas variables que intervienen en los procesos y equipos consumidores de energía.

El Sistema de gestión energética es un sistema informático usado por los operadores de sistemas eléctricos de distribución para asistir a la restauración de la energía.

La gestión de la energía eléctrica se basa en la premisa de que no se puede gestionar aquello que no se puede examinar. Los costes eléctricos tradicionales, como la factura de la compañía, son los más visibles y aparentemente fáciles de gestionar. Los costes ocultos, como los cortes de suministro y la calidad de la energía son más difíciles de medir y por tanto de gestionar.

Funciones importantes de un OMS

Las funciones en un OMS incluyen:

- Predicción de la localización del fusible que se abrió durante la falla.
- Esfuerzos de la restauración; el dar la prioridad basados sobre criterios tales como localizaciones de las instalaciones de emergencia, tamaño y duración de las interrupciones.
- Proporcionar la información necesaria a la gerencia, a los medios y a los reguladores de acuerdo al grado de interrupciones y del número de los clientes afectados.

- Cálculo de la valoración de los tiempos de la restauración.
- Gerencia de los equipos que asisten a la restauración.
- Cálculo de los equipos requeridos para la restauración.

Principios de OMS y requisitos de la integración

Tomando como base la tecnología moderna, un sistema de gerencia es un modelo detallado de la red del sistema de distribución.

Las llamadas de interrupción del servicio eléctrico son tomadas por los operadores en un centro de llamadas que utiliza un sistema de información del cliente (CIS). Otra manera común para que las llamadas de la interrupción entren en el OMS está por la integración con respuesta interactiva de voz (Sistema IVR).

Los sistemas de gerencia de la interrupción también se integran comúnmente con sistemas SCADA que pueden divulgar automáticamente la operación de interruptores supervisados.

Otro sistema que se integra comúnmente con un sistema de gerencia de la interrupción es un sistema de datos móvil. Esta integración proporciona la capacidad para las predicciones de la interrupción para ser enviado automáticamente a los equipos en el campo y para que los equipos puedan poner al día el OMS, con la información tal como tiempos estimados de la restauración sin requerir la radiocomunicación con el centro de control.

Es importante que el modelo eléctrico del sistema de gerencia de la interrupción esté actualizado de modo que pueda hacer exactamente predicciones de la interrupción y también no perder de vista exactamente qué clientes están fuera de servicio; saber

exactamente cuales restaurar. Usando este modelo se debe saber cuáles son los cambios en el sistema, descifrar a tiempo los seccionadores y los fusibles que están abiertos, las funciones que remontan de la red se pueden utilizar para identificar a cada cliente quien está fuera de servicio y cuando fueron restaurados. Seguir esta información es la llave exacta para divulgar la estadística de la interrupción.

Ventajas de OMS

Las ventajas de OMS incluyen:

- Duraciones reducidas de la interrupción debido a una restauración más rápida basada sobre predicciones de la localización de la interrupción.
- Promedios reducidos de la duración de la interrupción debido a prioridades.
- Satisfacción del cliente, debido al conocimiento del aumento del progreso y de proporcionar la restauración de la interrupción en tiempos estimados.
- Mejora las relaciones entre los medios proporcionando la interrupción y la información exactas de la restauración.
- Pocas quejas a los reguladores debido a la capacidad de dar la prioridad a la restauración de las instalaciones de emergencia y de otros clientes críticos.
- Frecuencia reducida de la interrupción debido al uso de la estadística de la interrupción para llevar a cabo mejoras de la confiabilidad.

OMS y la confiabilidad de la distribución

Un OMS apoya las actividades del planeamiento del sistema de distribución relacionadas con mejorar la confiabilidad, proporcionando estadísticas importantes de la interrupción.

Un OMS proporciona los datos necesarios para el cálculo de las medidas de la confiabilidad del sistema.

Un OMS también apoya la mejora de la confiabilidad de la distribución proporcionando datos históricos para encontrar causas, fallas y daños comunes.

1.2.2 SISTEMA A.M.I. (Advanced Metering Infrastructure)

El sistema A.M.I. tiene como funciones principales la lectura remota de medidores de energía, *la comparación entre la energía comprada, la entregada y la facturada*, puesto que lee todos los contadores de energía eléctrica a la misma hora.

Disminuye el tiempo del ciclo de facturación, permite realizar la suspensión y reconexión remota de un servicio, realizar el seguimiento y control a clientes en estado de corte, mejorar la recaudación, así como desarrollar la modalidad de venta de energía prepago.

En el aspecto técnico relacionado con la calidad del servicio y la confiabilidad del sistema de distribución de energía, el sistema AMI le permite al distribuidor de energía detectar averías o caídas de servicios, monitorear el voltaje de la red, verificar las condiciones de las redes de energía en cada hora del día, manejar eficientemente las brigadas enviándolas a sectores donde se presenten daños, verificar las condiciones de las líneas, así como determinar con exactitud si hay árboles interfiriendo con las redes de energía.

El sistema ha sido diseñado para mejorar el servicio, garantizar mayor cobertura y calidad en la prestación del servicio domiciliario de energía eléctrica.

Componentes del sistema A.M.I.

- Sistema Integrado de aplicaciones comerciales:
 - Estación Principal para A.M.I.
- Productos del Sistema del Software:

Software y Aplicaciones para A.M.I.

- Dispositivos de Campo.
- Subestación-Concentrador.
- Terminal de Carga de Gestión.
- Transformador Medidor con comunicación GPRS, Ethernet o 485 al concentrador.
- Concentrador Residencial.
- Dispositivo de Comunicación.
- Medidores Electrónicos para todo tipo de usuario residencial o rural.

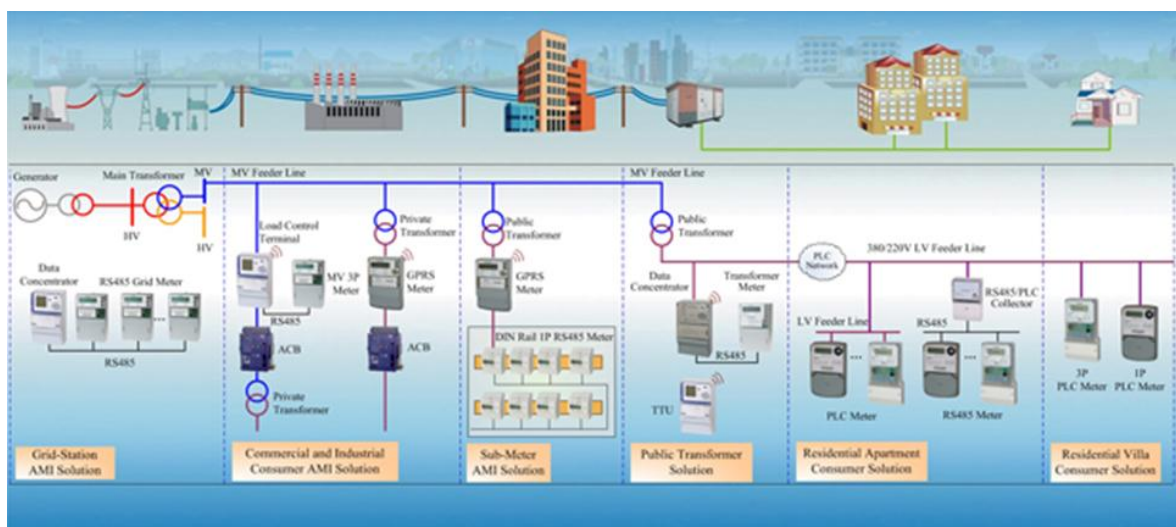


Figura 1. 2 Sistema A.M.I.¹⁵

1.2.3 SISTEMA SCADA

Es una aplicación software de control de producción, que se comunica con los dispositivos de campo y controla el proceso de forma automática desde la pantalla del computador.

¹⁵ Fuente: Hexing Electrical, www.hxgroup.cn

Los sistemas Scada (Supervisory Control and Data Acquisition), están destinados a la gestión de infraestructuras, como por ejemplo procesos industriales y operación automática de patios de maniobra de subestaciones de distribución de energía eléctrica. Estos sistemas están conformados por una serie de elementos como podrían ser autómatas, PLC o PAC, dispositivos de adquisición, procesador y visualizador de datos, los cuales son controlados por un sistema central encargado de gestionar y monitorizar datos históricos del estado de la red eléctrica.

Para comunicar los diferentes dispositivos entre sí y con los centros de control existen una serie de protocolos que realizan esta tarea:

- **DNP3** (Distributed Network Protocol) está orientado a comunicación entre equipos inteligentes (IED innovative electronic designs) y estaciones controladas aunque este protocolo no fue diseñado teniendo en cuenta mecanismos de seguridad, por tanto carece de cualquier forma de autenticación o cifrado.
- **Modbus** Está basado en el modelo cliente/servidor y es de carácter público y por tanto libre. Se diseñó pensando en la conectividad de PLCs (Controlador Lógico Programable).
- **OPC** (Ole Process Control) es una interfaz estándar de comunicación usada en la industria de control de procesos. Garantiza la interoperabilidad de equipamiento de distintos fabricantes y se basa en los estándares de Microsoft OLE, DCOM y RPC.

Componentes de un Sistema de Adquisición Supervisión y Control

Funciones Principales

Supervisión remota de instalaciones y equipos: Permite al operador conocer el estado de desempeño de las instalaciones y los equipos alojados en el patio de maniobras (Planta). La función de operar como interface entre el centro de control y el sistema de potencia es tarea del sistema de adquisición de datos y control supervisorio (SCADA), reportando información del estado de los equipos y parámetros del sistema, e implementando acciones de control ordenadas por el operador que dirige las tareas de mantenimiento y estadística de fallas.

Control remoto de instalaciones y equipos: Mediante el sistema se puede activar o desactivar los equipos remotamente (por ejemplo abrir válvulas, activar interruptores, encender motores, etc.), de manera automática y también manual.

Además es posible ajustar parámetros, valores de referencia, algoritmos de control, etc.

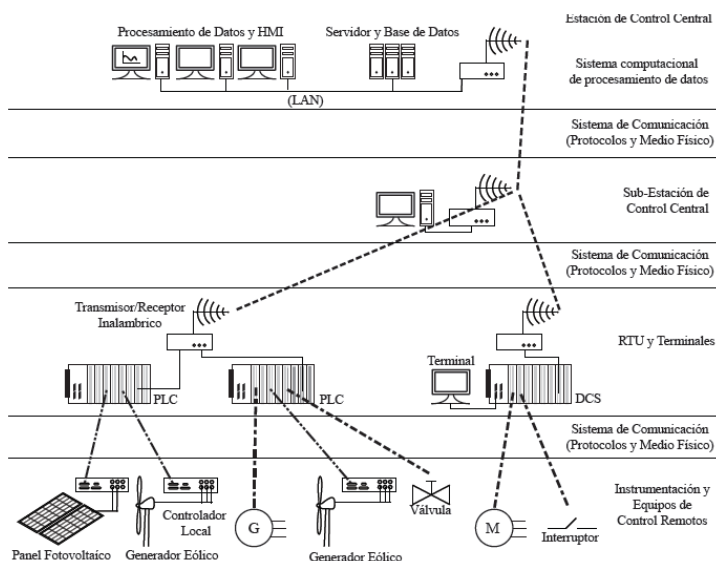


Figura 1. 3 Componentes de un Sistema Scada¹⁶

¹⁶ Fuente: www.cpni.gov.uk

Procesamiento de datos: El conjunto de datos adquiridos conforman la información que alimenta el sistema, esta información es procesada, analizada, y comparada con datos anteriores, y con datos de otros puntos de referencia, dando como resultado una información confiable.

Visualización gráfica dinámica: El sistema es capaz de brindar imágenes en movimiento que representen el comportamiento del proceso, dándole al operador la impresión de estar presente dentro de una planta real. Estos gráficos también pueden corresponder a curvas de las señales analizadas en el tiempo.

Generación de reportes: El sistema permite generar informes con datos estadísticos del proceso en un tiempo determinado por el operador.

Representación de señales de alarma: A través de las señales de alarma se logra alertar al operador frente a una falla o la presencia de una condición perjudicial o fuera de lo aceptable. Estas señales pueden ser tanto visuales como sonoras.

Almacenamiento de información histórica: Se cuenta con la opción de almacenar los datos adquiridos, esta información puede analizarse posteriormente, el tiempo de almacenamiento dependerá del operador o del autor del programa.

Programación de eventos: Esta referido a la posibilidad de programar subprogramas que brinden automáticamente reportes, estadísticas, gráfica de curvas, activación de tareas automáticas, etc.

Transmisión de la Información

Los sistemas SCADA necesitan comunicarse vía red, puertos GPIB, telefónica o satélite, es necesario contar con computadoras remotas que realicen la transmisión de datos hacia una computadora central, está a su vez será parte de un centro de control y gestión de información.

Para realizar el intercambio de datos entre los dispositivos de campo y la estación central de control y gestión, se requiere un medio de comunicación, existen diversos medios que pueden ser cableados (cable coaxial, fibra óptica, cable telefónico) o no cableados (microondas, ondas de radio, comunicación satelital).

Cada fabricante de equipos para sistemas SCADA emplean diferentes protocolos de comunicación y no existe un estándar para la estructura de los mensajes, sin embargo existen estándares internacionales que regulan el diseño de las interfaces de comunicación entre los equipos del sistema SCADA y equipos de transmisión de datos.

Un protocolo de comunicación es un conjunto de reglas y procedimientos que permite a las unidades remotas y central, el intercambio de información. Los sistemas SCADA hacen uso de los protocolos de las redes industriales.

La comunicación entre los dispositivos generalmente se realiza utilizando dos medios físicos: cable tendido, en la forma de fibra óptica o cable eléctrico, o radio. En cualquiera de los casos se requiere un MODEM, el cual modula y demodula la señal.

Algunos sistemas grandes usan una combinación de radio y líneas telefónicas para su comunicación. Muchas veces 300bps (bits de información por segundo) es suficiente.

Pocos sistemas SCADA, excepto en aplicaciones eléctricas, suelen sobrepasar los 2400bps, esto permite que se pueda usar las líneas telefónicas convencionales, al no superar el ancho de banda físico del cable.

Comunicaciones

En una comunicación deben existir tres elementos necesariamente:

- Un medio de transmisión, sobre el cual se envían los mensajes.
- Un equipo emisor que puede ser el MTU.
- Un equipo receptor que se puede asociar a los RTU's.

En telecomunicaciones, el MTU y el RTU son también llamados equipos terminales de datos (*DTE, Data Terminal Equipments*). Cada uno de ellos tiene la habilidad de generar una señal que contiene la información a ser enviada. Asimismo, tienen la habilidad para descifrar la señal recibida y extraer la información pero carecen de una interfaz con el medio de comunicación.

La Figura 1. 4, muestra la conexión de los equipos con las interfaces para el medio de comunicación. Los módems, llamados también Equipo de Comunicación de Datos (*DCE, Data Communication Equipment*), son capaces de recibir la información de los DTE's, hacer los cambios necesarios en la forma de la información y enviarla por el medio de comunicación hacia el otro DCE, el cual recibe la información y la vuelve a transformar para que pueda ser leído por el DTE.

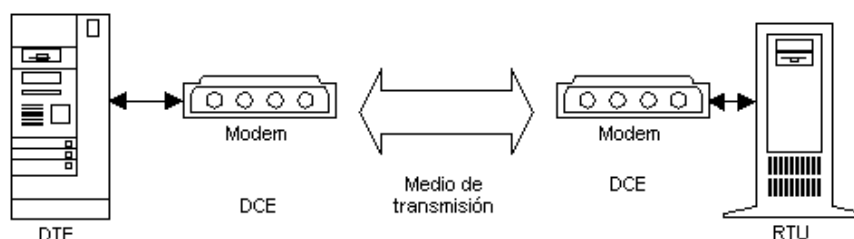


Figura 1. 4 Esquema de conexión de equipos e interfaces de comunicación¹⁷

Elementos del Sistema

Un sistema SCADA está conformado por:

Interfaz Operador-Máquinas: Es el entorno visual que brinda el sistema para que el operador se adapte al proceso desarrollado por la planta. Permite la interacción del ser humano con los medios tecnológicos implementados.

Unidad Central (MTU): Conocido como Unidad Maestra. Ejecuta las acciones de mando (programadas) en base a los valores actuales de las variables medidas.

¹⁷ Fuente: Díaz Henry, www.hamd.galeon.com

La programación se realiza por medio de bloques de programa en lenguaje de alto nivel (como C, Basic, etc.). También se encarga del almacenamiento y procesado ordenado de los datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.

Unidad Remota (RTU): Lo constituye todo elemento que envía algún tipo de información a la unidad central. Es parte del proceso productivo y necesariamente se encuentra ubicada en la planta.

Sistema de Comunicaciones: Se encarga de la transferencia de información del punto donde se realizan las operaciones, hasta el punto donde se supervisa y controla el proceso. Lo conforman los transmisores, receptores y medios de comunicación.

Transductores: Son los elementos que permiten la conversión de una señal física en una señal eléctrica (y viceversa). Su calibración es muy importante para que no haya problema con la confusión de valores de los datos.

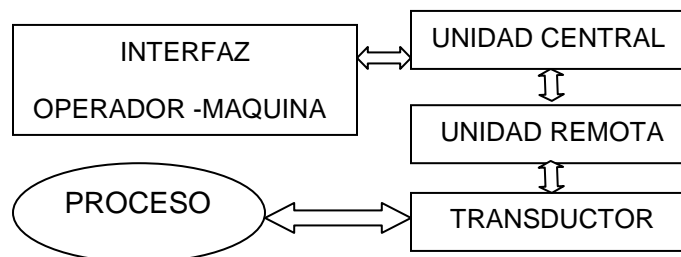


Figura 1. 5 Esquema de los elementos de un sistema SCADA¹⁸

1.2.4 SISTEMA DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN D.M.S.

La tecnología D.M.S. consta de un conjunto de aplicaciones que analiza la red eléctrica en tiempo real y en modo de prueba, para mejorar la eficiencia y la fiabilidad del sistema de distribución eléctrica. Las aplicaciones de D.M.S.; tiene la capacidad de convivir con los sistemas de control y de adquisición de datos (SCADA), lo que permite el seguimiento de

¹⁸ Fuente: El Autor

las condiciones de la red, probar diferentes escenarios de seguridad de un entorno en modo de simulación y proporcionar la operación de una red de distribución óptima.

La plataforma de administración de energía integrada, ofrece funciones avanzadas para la gestión de energía de los consumidores y para mejorar el funcionamiento del sistema de distribución que generen mayores utilidades. La plataforma AMI integra un portal para visualizar la demanda desde casa, automatización para la conservación de energía, la expedición óptima de generación distribuida, previsión de la demanda en el sistema de distribución.

1.2.5 TELEMEDIDA

Es una de las áreas de la ingeniería que está orientado a la medición de cualquier cantidad física, utilizando interfaces electrónicos que conectados a alguna línea de transmisión ya sea un medio guiado o no guiado permite enviar la información a un centro de gestión. Gracias a la telemetria, la telegestión es posible en los procesos industriales porque a partir de estos datos transmitidos se puede realizar un procesamiento adecuado para obtener modelos estadísticos de comportamiento del sistema y según el análisis de toda la información, los procesos van mejorando cada vez más.

Instrumentación Virtual

La instrumentación es un campo de la ingeniería desarrollado para que todos los procesos, automatizados, funcionen con parametrizaciones las cuales se basan en máquinas diseñadas por el hombre; para entender la variación de los distintos fenómenos físicos dentro de un proceso, y de acuerdo con ello tomar la posición preventiva o correctiva dentro de un modelo de gestión.

Un instrumento virtual se apoya en los elementos de software y hardware que posee una computadora, para la adquisición de la señal. El computador utiliza los puertos de entrada y salida. Algunos ejemplos de los puertos son: RS232 para el puerto serial, IEEE 1284 para el puerto paralelo, IEEE 488 para el puerto GPIB, el puerto USB, IEEE 802.3 para el puerto de Ethernet, y gracias a estos puertos la señal es recibida proporcionando el acoplamiento con el sistema de teledad para la recolección de datos.

Estos datos son procesados por el sistema de telegestión que está conformado por modelos de software de instrumentación virtual y debido a estos los ingenieros o personas encargadas del proceso pueden tomar una decisión para el buen funcionamiento del sistema.

1.2.6 G.I.S. (Geographic Information System)

Es una integración organizada de hardware, software y datos geográficos diseñada para capturar, almacenar, manipular, analizar y desplegar en todas sus formas la información geográficamente referenciada con el fin de resolver problemas de gestión y planificación.

Funcionamiento de un G.I.S. El sistema funciona como una base de datos con información geográfica (datos alfanuméricos), que se encuentran asociados por un identificador común a los objetos geográficos de un mapa digital. De esta forma señalando un objeto se conoce sus atributos, e inversamente preguntando por un registro de la base de datos se puede saber de su localización en la cartografía.

El sistema permite separar la información en diferentes capas temáticas y las almacena independientemente, permitiendo trabajar con ellas de manera rápida y sencilla, facilitando al profesional la posibilidad de relacionar la información existente a través de la topología de los objetos.

Las principales cuestiones que puede resolver un sistema de información geográfica son:

- a) **Localización** preguntar por las características de un lugar.
- b) **Condición** el cumplimiento o no de unas condiciones impuestas al sistema.
- c) **Tendencia** comparación entre situaciones temporales o espaciales distintas de alguna característica.
- d) **Rutas** cálculo de rutas óptimas entre dos o más puntos.
- e) **Pautas** detección de pautas espaciales.
- f) **Modelos** generación de modelos a partir de fenómenos o actuaciones simuladas.

Métodos para la Representación de los Sistemas de Información Gráfica¹⁹

La teledetección es una de las principales fuentes de datos para los sistemas de localización geográfica.

Las modernas tecnologías trabajan con información digital, para la cual existen varios métodos utilizados en la creación de datos digitales. El método más utilizado es la digitalización, donde a partir de un mapa impreso o con información tomada en campo se transfiere a un medio digital por el empleo de un programa de diseño asistido por ordenador con capacidades de georeferenciación.

La representación de los datos

Los datos representan los objetos del mundo real (carreteras, el uso del suelo, altitudes). Los objetos del mundo real se pueden dividir en dos abstracciones: objetos discretos (una

¹⁹ **Fuente:** Wikipedia, Sistema de Información Geográfica, www.es.wikipedia.org

casa) y continuos (cantidades de lluvia caída, una elevación). Existen dos formas de almacenar los datos en un G.I.S: raster y vectorial.

Raster

Un tipo de datos raster es, cualquier tipo de imagen digital representada en mallas. El modelo Raster se centra en las propiedades del espacio más que en la precisión de la localización. Divide el espacio en celdas regulares donde cada una de ellas representa un único valor.

Los datos raster se almacenan en diferentes formatos, desde un archivo estándar basado en la estructura de TIF, JPEG, etc, a grandes objetos binarios (BLOB) los datos son almacenados directamente en sistemas de gestión de base de datos.

Vectorial

En un G.I.S., las características geográficas se expresan con frecuencia como vectores, manteniendo las características geométricas de las figuras.

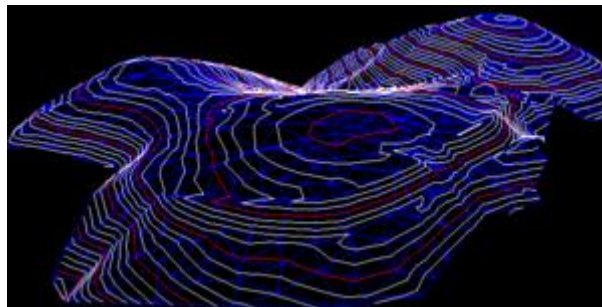


Figura 1. 6 Sistema Vectorial²⁰

²⁰ **Fuente:** Wikipedia, Sistema de Información Geográfica, www.es.wikipedia.org

En los datos vectoriales, el interés de las representaciones se centra en la precisión de localización de los elementos geográficos sobre el espacio y donde los fenómenos a representar son discretos, es decir, de límites definidos. Cada una de estas geometrías está vinculada a una fila en una base de datos que describe sus atributos.

Los elementos vectoriales pueden crearse representando una integridad territorial a través de la aplicación de unas normas topológicas. Los datos vectoriales se pueden utilizar para representar variaciones continuas de fenómenos. Las líneas de contorno y las redes irregulares de triángulos se utilizan para representar la altitud u otros valores en continua evolución.

Para modelar digitalmente las entidades del mundo real se utilizan tres elementos geométricos: el punto, la línea y el polígono.

- **Puntos**

Los puntos se utilizan para las entidades geográficas que mejor pueden ser expresadas por un único punto de referencia. Por ejemplo, las ubicaciones de los pozos, picos de elevaciones o puntos de interés. Los puntos transmiten la menor cantidad de información de estos tipos de archivo y no son posibles las mediciones. También se pueden utilizar para representar zonas a una escala pequeña. Por ejemplo, las ciudades en un mapa del mundo estarán representadas por puntos en lugar de polígonos.

- **Líneas o polilíneas**

Las líneas unidimensionales o polilíneas son usadas para rasgos lineales como ríos, caminos, ferrocarriles, rastros, líneas topográficas o curvas de nivel. De igual

forma que en las entidades puntuales, en pequeñas escalas pueden ser utilizados para representar polígonos. En los elementos lineales puede medirse la distancia.

- **Polígonos**

Los polígonos bidimensionales se utilizan para representar elementos geográficos que cubren un área particular de la superficie de la tierra. Estas entidades pueden representar lagos, límites de parques naturales, edificios, provincias, o los usos del suelo, por ejemplo. Los polígonos transmiten la mayor cantidad de información en archivos con datos vectoriales y en ellos se pueden medir el perímetro y el área.²¹

1.3 TIPOS DE TECNOLOGÍA

1.3.1. Radio frecuencia

La tecnología de identificación por radio frecuencia es una de las tecnologías de comunicación que han experimentado un crecimiento en los últimos años. Las posibilidades que ofrece la lectura a distancia de la información contenida en una etiqueta, sin necesidad de contacto físico, junto con la capacidad de realizar múltiples lecturas simultáneamente.

La comunicación por medio de radio frecuencia, tiene lugar cuando una señal en el rango de 30 KHz a 300 GHz se propaga de transmisor a receptor. Entre estos últimos no siempre existe lo que se conoce como línea de vista y la señal sufre diversos efectos antes de llegar a su destino.

La tecnología de transmisión de datos a través de radio frecuencia es una técnica de modulación y demodulación de la onda de entrada.

²¹ **Fuente:** Wikipedia, Sistema de Información Geográfica, www.es.wikipedia.org

1.3.2. P.L.C.

Es una tecnología que transmite información a través de la red de corriente alterna por un canal distribuye la energía eléctrica de consumo y por otro canal transmite los datos.

El uso de cable eléctrico para la transmisión de la información no es una nueva aplicación. En sus orígenes, el uso de Power Line Communications (PLC) se limitaba al control de líneas eléctricas y a la transmisión de las lecturas de los contadores a baja velocidad; más adelante las empresas eléctricas empezaron a utilizar sus propias redes para la transmisión de datos de modo interno.

Diagrama General

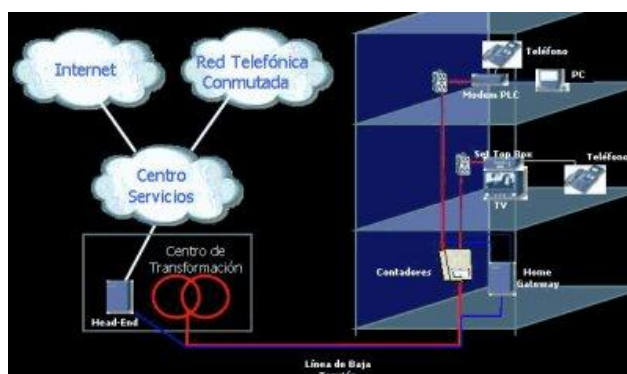


Figura 1. 7 Diagrama General de un P.L.C.²²

P.L.C. permite ofrecer servicios de telecomunicaciones hasta el usuario final a través de la red eléctrica, utilizando la red de distribución de bajo voltaje existente, entre el centro de transformación hacia la terminal de red como medio de transmisión de voz y datos. Por lo tanto, la señal P.L.C. comparte la línea eléctrica, utilizando un rango de frecuencias de bajo tráfico comprendido entre los 1.6 y los 30MHz.

²² Fuente: PLC Communications

En la tecnología P.L.C. se distinguen, la red externa de transmisión y la red interna de comunicación del usuario final, y su principal función es conectar estas redes internas y externas de electricidad con redes de telecomunicaciones.

- a) La red externa o tecnología de acceso permite la transmisión de señales hasta el usuario final, vía el centro de transformación local y la red eléctrica.
- b) La red interna de comunicaciones integra la conexión y control de dispositivos mediante una única interface, dentro de un edificio. Esta red interna de electrificación es utilizada para la transmisión de la señal a alta velocidad, proporcionando soluciones de comunicación interna.²³

1.3.3. Bandas de Frecuencia

Espectro de una señal

El espectro de una señal está relacionado con la ξ (sumatoria) de todo el conjunto de frecuencias que la constituyen.

Ancho de banda de una señal

Cantidad de datos que se puede transmitir en un determinado periodo de tiempo por un canal de transmisión; así considerado, el ancho de banda se expresa en bits por segundo. Por ejemplo una conexión de red Ethernet con un ancho de banda de 100Mbps (cien millones de bits por segundo), puede enviar casi 1800 veces más datos en un periodo de tiempo.

²³ **Fuente:** DOSTER Klaus, Power Line Communications

Se denomina **ancho de banda absoluto** de una señal a todo el rango de frecuencias que ocupa su espectro, para determinarlo se debe sustraer la frecuencia más baja de la frecuencia más alta.

Existen comisiones internacionales²⁴ que regulan la transmisión de señales de información a través de la red eléctrica CENELEC EN50065-1 es la norma más precisa sobre el uso de las bandas²⁵.

En la figura 1.8 y 1.9, se muestra la designación de las bandas y sus rangos de frecuencias.

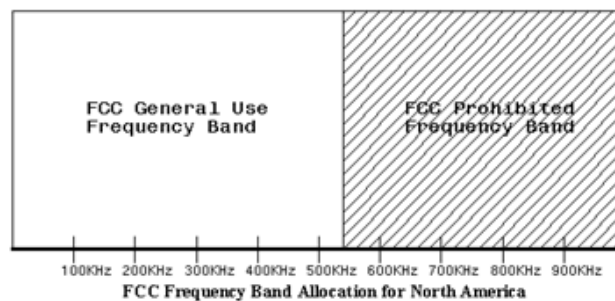


Figura 1. 8 Bandas de frecuencia para Norte América

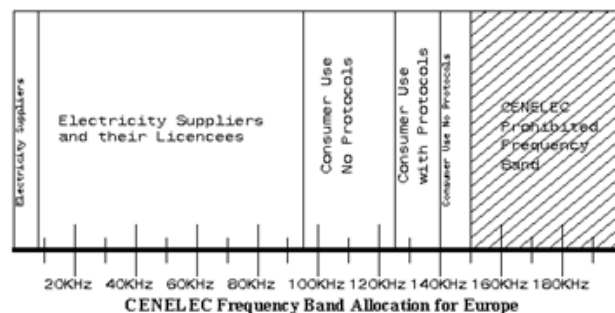


Figura 1. 9 Bandas de Frecuencia para Europa

²⁴ **Fuente:** FCC (Federal Communications Commission), Industry Canadá, MPT Japón y CENELEC (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica)

²⁵ **Fuente:** CENELEC, (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica), Rige en Estados Unidos, Europa y otros países del mundo.

Por debajo de la banda A se encuentra todas las señales provenientes de los proveedores de servicios eléctricos, señales de 50Hz para Europa y 60Hz para América.

En la banda A se encuentran las aplicaciones de “Utilidad Eléctrica”.

La banda B fue utilizada, inicialmente en Europa, para la transmisión de señales de comunicación por sus numerosos beneficios en términos de seguridad, privacidad y ancho de banda.

La banda C es utilizada para aplicaciones de consumidor, ya sea en la vivienda o en la industria.

Según la normativa dictada por FCC (Federal Communications Commission), cualquier frecuencia, en el rango de 100KHz a 400KHz, puede ser usada para la transmisión de información modulada por la red eléctrica. La transmisión no puede superar los 540KHz por razones de interferencia a las señales de radiodifusión AM.²⁶

Red de Área Doméstica (HAN)

Se atribuyen muchos beneficios con la medición inteligente que incluye, más fiabilidad del suministro, energía económica para clientes residenciales, prevenir o detectar el fraude de energía eléctrica.

En el futuro, se podrá tener acceso en línea a información sobre el consumo de energía y aprovechar los nuevos programas y servicios para ayudar a ahorrar energía, ahorrar dinero y ayudar al medio ambiente. A través del medidor inteligente se podrá controlar a distancia “*aparatos inteligentes*” como el termostato de su casa o negocio a través del

²⁶ **Fuente:** PÁEZ PENAGOS Hernán, *Sistema de Comunicación de datos a través de la Red Eléctrica domiciliaria*

Internet. Saber diariamente cuanta energía está consumiendo le puede ayudar a controlar mejor su consumo de energía.

Los medidores inteligentes tendrá el mismo tipo de acceso a la información de facturación y consumo que actualmente se tiene con un banco o compañía de tarjeta de crédito. Sabrá exactamente cuándo consume energía y lo que cuesta consumirla.²⁷

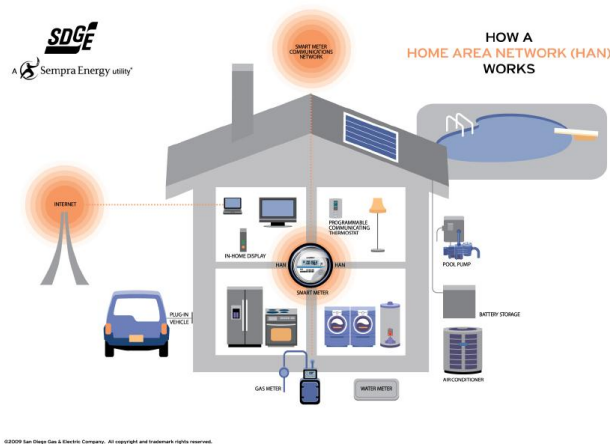


Figura 1. 10 Red HAN

Los medidores inteligentes son considerados como un paso vital en la transformación de la red de distribución de servicios públicos en una red inteligente e integrada. Habilitada con modernas tecnologías de sistemas de información y control.

Los medidores inteligentes tendrán la capacidad de trabajar con avances tecnológicos tales como pantallas de información en casa y controles inteligentes para termostatos.

Control y comodidad

Muchas compañías también están desarrollando tecnología de Red de Área Doméstica (HAN) que le permitirá conectarse y controlar remotamente muchos aparatos digitales

²⁷ Fuente: Smart Meter, www.sdge.com/smartmeter/sp, www.homeplug.org

automatizados en toda el área doméstica. Por ejemplo, puede usar un teléfono celular o una computadora para encender o apagar aparatos electrodomésticos, activar el sistema de seguridad de la casa, controlar la temperatura y la iluminación, o programar un sistema de entretenimiento para el hogar.

¿Cómo funciona una Red de Área Doméstica?

Una de las características de las redes eléctricas inteligentes es tener mayor nivel de supervisión y capacidad de control sobre una red eléctrica. La red de área doméstica (HAN) podría automáticamente encender o apagar los aparatos electrodomésticos, y, pasar los aparatos inteligentes a una modalidad de ahorro de energía, dependiendo de cómo se quiera conservar la energía. *“La infraestructura de los medidores inteligentes de hoy ayudará a optimizar los aparatos inteligentes del mañana”*.²⁸

1.4 PLAN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SMART GRID EN SISTEMAS DOMICILIARIOS

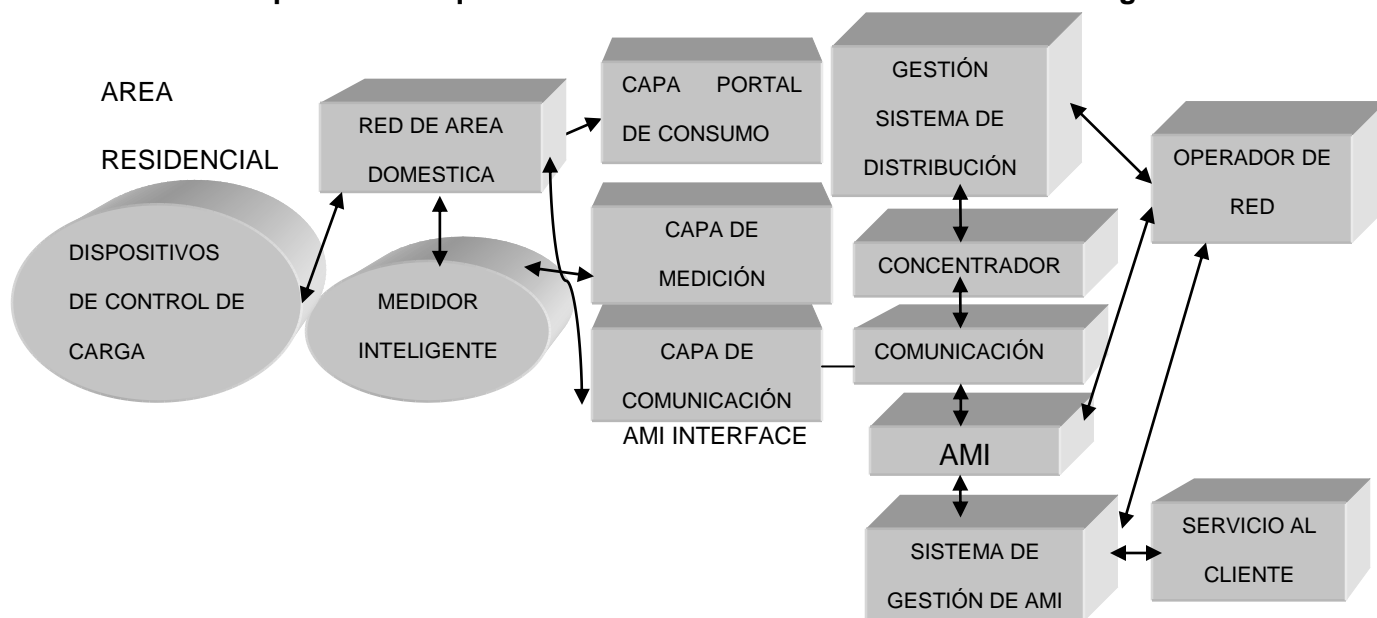
Para modernizar y disminuir las pérdidas comerciales, surge la necesidad de optimizar los servicios de las empresas distribuidoras y mejorar las operaciones a tono con los cambios tecnológicos y los requisitos de los clientes. El plan estratégico contempla aspectos técnicos y estructurales para la automatización del sistema de medición, corte y reconexión convencional.

²⁸ Fuente: ZigBee Alliance, www.zigbee.org

Teniendo como referencia las tecnologías descritas, a continuación se presenta un plan para la integración de procesos administrativos y operacionales. Su integración forma parte del control y monitoreo de consumo de energía eléctrica en el área residencial.

Otros aspectos que se debe tomar en cuenta es la integración de sistemas DMS- Distribution Management System-(Sistema de gestión para la distribución eléctrica) y EMS –Energy Management System (Sistema de administración de la energía). Estos sistemas trabajan conjuntamente con AMI, para obtener un mejor desempeño en la gestión y facturación de la energía suministrada [6].

Descripción del Esquema General de un Sistema de Medición Inteligente



Los elementos de un sistema de medición inteligente constan de medidores de energía eléctrica, concentradores de datos e interfaces a los medios de comunicación. Los canales y los medios de comunicación sirven de enlace entre el centro de procesamiento de la información y los dispositivos de medición de energía eléctrica. En el centro de

procesamiento de información se lleva a cabo la administración del sistema de medición. Este centro está integrado por equipos de cómputo, bases de datos cliente/consumo, interfaces a los medios de comunicación y herramientas de aplicación.

Características de un Sistema Inteligente

- Lectura remota de los registros del contador.
- Control remoto de conexión y desconexión.
- Detección y prevención de fraude.

1.4.1 Equipos de Medida

Medidores Inteligentes

Medidores, controladores y sensores para emitir valores de consumo y otras variables relacionadas con la distribución de la electricidad: potencia, voltaje, corriente.

Los medidores deben cumplir con normas y características funcionales que se desean habilitar y los nuevos servicios que se pretende ofrecer.

1.4.2 Equipos de Comunicación

Concentrador de Datos

Son equipos de adquisición de parámetros eléctricos (voltaje, corriente y potencia activa) que adquieren la información desde cada medidor inteligente.

Especificaciones técnicas de medidores y concentradores.

1.4.3 Sistema de Telecomunicación

Sistema de telecomunicaciones para la transmisión de datos a través de Internet.

Permite transmitir la información de los medidores inteligentes hacia un Centro de Control o Gestión.

Determinar el área de cobertura para cubrir el número de usuarios del servicio.

1.4.4 Centro de Control

Supervisión y control en tiempo real mediante el software encargado de la gestión para el monitoreo de información de valores de consumo.

Software de Medición de Consumo

Programa para la medición y administración del consumo energético.

Datos en línea para análisis estadísticos para gestión de la energía consumida.

Equipos de Computo

Equipos para registro de datos de cada cliente y facturación. Abarca el uso y gestión de aplicaciones, servidores y su integración a equipos que se encuentran en funcionamiento dentro de la estructura de gestión de consumo de las empresas distribuidoras.

Reporte detallado de consumo.

1.4.5 Integración de Centros de Recaudación

Integración de centros para la recaudación de información de sectores dentro de la concesión de la empresa distribuidora.

1.4.6 Capacitación a personal encargado de la toma de lecturas de consumo residencial

Proveer de conferencias de información y manipulación del sistema para la operación y control para incorporar a este sector que interviene en la cadena de valor de medición y control del consumo de clientes residenciales.

1.4.7 Inversión de las empresas de distribución en equipos que forman parte de la red eléctrica inteligente.

1.4.8 Capacitación a los Usuarios

Las siguientes iniciativas se consideran prioritarias para lograr una mejor interacción y participación del cliente:

Programas de conservación y administración de la energía a nivel del cliente.

Portales WEB de información al cliente.

Incentivar los usuarios residenciales de los beneficios de la introducción de un sistema de medición inteligente para la mejor administración de su consumo de energía eléctrica.

Contenidos de la información para los usuarios:

Que es un medidor Inteligente.

Equipos que forman parte de un sistema de Monitoreo y Control Inteligente.

Que es un proveedor de Electricidad.

CAPÍTULO II

DISEÑO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

El capítulo II consiste en el estudio de las categorías de clientes residenciales, clasificación según las ordenanzas expedidas por el municipio, tipos de carga, estadísticas de la proyección de la demanda máxima con el objetivo de observar el comportamiento de la carga.

El estudio para la implementación de un sistema de medición avanzada (AMI) comprende la delimitación del área de cobertura, el medio de transmisión de la información y cantidad de medidores a utilizar, la red de comunicación y el centro de control que permita gestionar y administrar el consumo energético de usuarios residenciales.

Estudio de protocolos de comunicación necesarios para habilitar el intercambio de información teniendo en cuenta las características y requerimientos específicos de estas redes.

2.1 ANÁLISIS DE CARGA RESIDENCIAL

Desde los inicios de la electrificación las cargas de los usuarios eran lineales; de manera que cuando un voltaje senoidal se aplicaba a las mismas, estas originaban una corriente senoidal, ello ocurría típicamente en aplicaciones tales como iluminación, calefacción y en motores.²⁹

Esta reacción con la cual se aprendió a convivir se la generalizo empleándose el criterio

²⁹ **Fuente:** CENACE, Corporación Centro Nacional de Control de Energía, Análisis de Calidad de Energía, www.cenace.org

para todos los ámbitos de la electricidad como protección, generación, transmisión, distribución, instalación e incluso de la planificación.

Otra de las características que es importante tener en cuenta es que en general las cargas lineales, no eran muy sensibles a las variaciones momentáneas del voltaje de alimentación, tales como sobrevoltajes.

Dentro de lo esperado la demanda de la energía aumentó, los consumidores y sus cargas se multiplicaron. En estos tiempos se conoce que el consumo de energía eléctrica es un buen índice económico y de producción de una nación.

Para la distribución de la energía de clientes residenciales se tiene una categorización de diferentes sectores en concesión de la Empresa Eléctrica Quito:

Categorías y Grupos de Tarifas

De conformidad con el artículo 17 del reglamento de tarifas, por las características de consumo se considera tres categorías de tarifas:

Residencial, general y alumbrado público.

Por el nivel de voltaje tres grupos: Alto voltaje, medio voltaje y bajo voltaje.

Para establecer a quien está destinado el nuevo sistema de medición se toma en cuenta los clientes residenciales a un nivel de bajo voltaje.

Categoría de Tarifa Residencial

La categoría tarifaria se refiere a la clasificación y codificación de tarifas destinadas a consumidores de acuerdo a la zona y tipo de cliente. Así lo describe a continuación el CONELEC.

“Un cliente residencial se caracteriza por hacer uso del servicio eléctrico exclusivamente para uso doméstico, es decir, dentro de la residencia de la unidad familiar independientemente del tamaño de la carga conectada. También se incluye a los consumidores de escasos recursos y bajos consumos que tienen integrada a su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal”. [15]

Son considerados clientes residenciales aquellos que se dedican a realizar actividades básicas dentro de hogares o multifamiliares independientemente de la carga instalada.

Curva de Carga Residencial

Se realizó la medición de parámetros de voltaje, corriente con un analizador de red para definir el comportamiento o demanda de carga de los clientes residenciales.

Comportamiento de la carga durante un fin de semana de un usuario tipo D.

La Figura 2. 1, muestra la forma de onda del voltaje y corriente resultado del análisis del comportamiento de la carga de un usuario residencial.

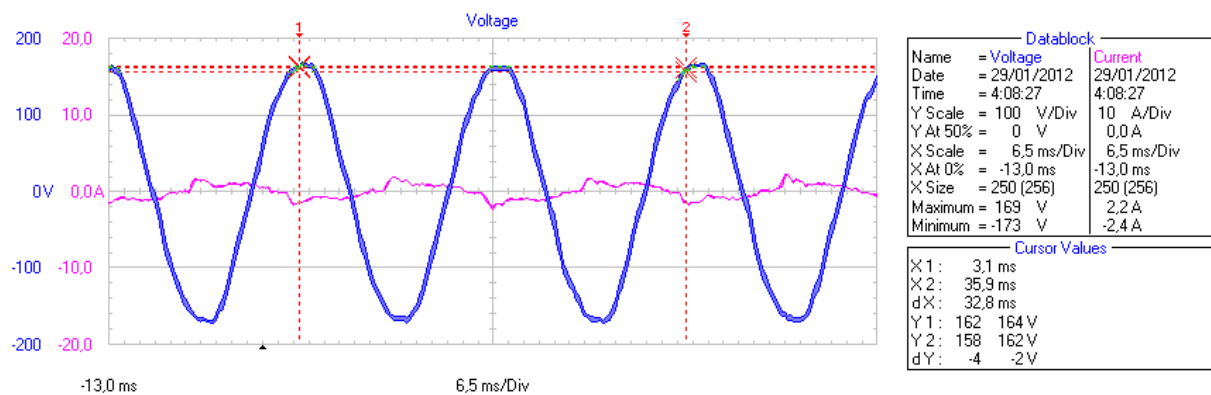


Figura 2. 1 Forma de Onda de Voltaje y Corriente

La Figura 2. 2, registra la forma de onda de la corriente durante la medición de parámetros eléctricos con el analizador de red Fluke F43B.

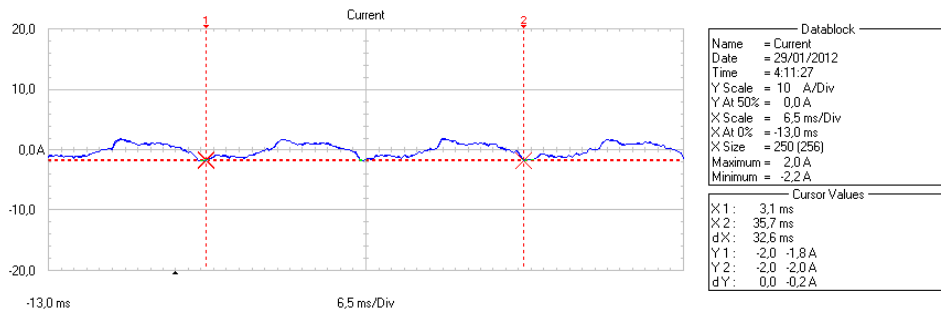


Figura 2. 2 Forma de Onda de Corriente³⁰

En la Figura 2. 3, se observa el espectro de armónicos de la forma de onda fundamental.

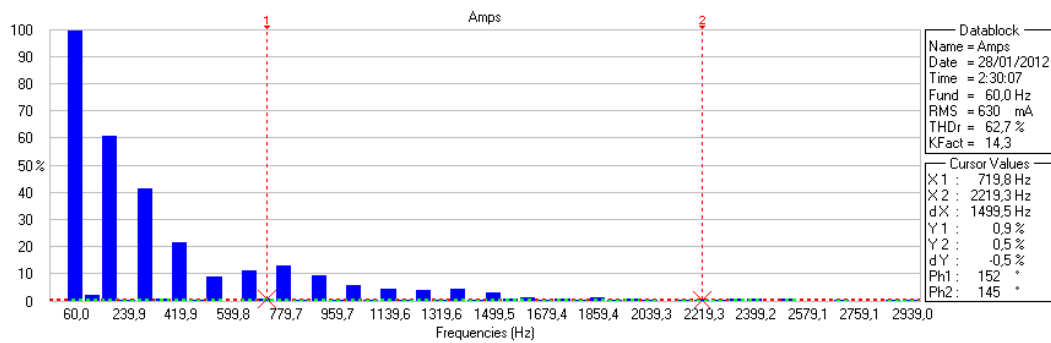


Figura 2. 3 Armónicos³¹

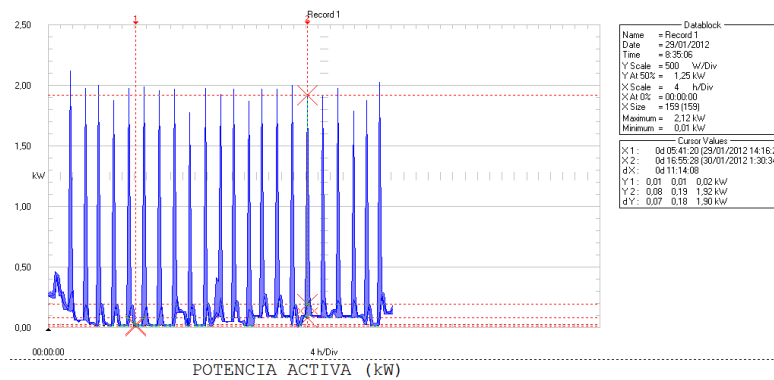


Figura 2. 4 Potencia Activa

³⁰ Fuente: El Autor

³¹ Fuente: El Autor

En la Figura 2. 4, se observa el comportamiento de potencia efectiva del análisis de la demanda de energía de un usuario residencial.

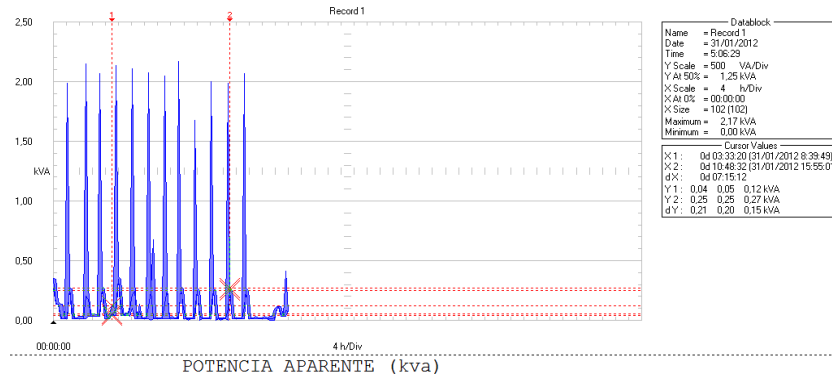


Figura 2. 5 Potencia Aparente

En la Figura 2. 5, se puede observar la potencia aparente como resultado del análisis de carga en un cliente residencial.

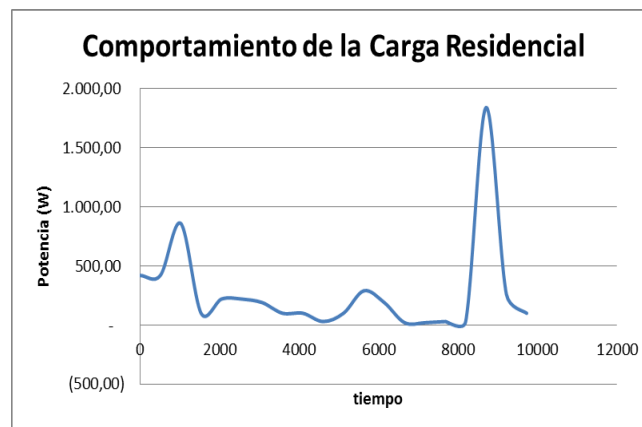


Figura 2. 6 Curva de demanda residencial³²

En los clientes residenciales las actividades evidencian bajo consumo desde las 00H00 hasta las 06H00, aproximadamente debido a que en este intervalo de tiempo no se hace uso de artefactos eléctricos, luego, hasta las 08H00 se observa un incremento en el

³² Fuente: El Autor

consumo de energía eléctrica debido a que se empieza a utilizar equipos y elementos domésticos (como es el caso de ducha eléctrica), este incremento no dura mucho tiempo, posteriormente tiende a disminuir hasta las 12H00, donde se tiene un incremento por el horario de almuerzo. Luego en el horario de 18H00-22H00, aumenta la demanda alcanzando su valor máximo, cuyo pico tiene su origen debido a que los usuarios residenciales inciden su consumo simultáneo de equipos de iluminación y actividades de entretenimiento.

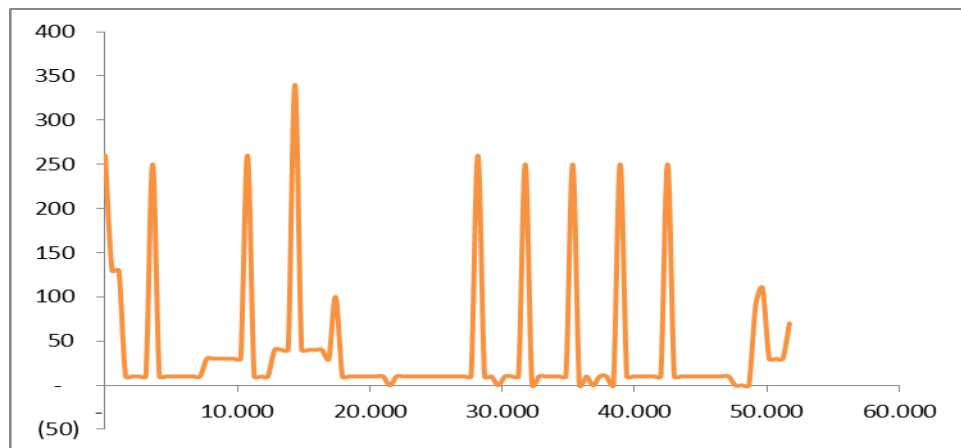


Figura 2. 7 Potencia Aparente³³

La Figura 2. 7, muestra la serie histórica del consumo energético de un cliente residencial.

³³ Fuente: El Autor

Tabla 2. 1 Potencia vs tiempo³⁴

X(s)	Y(VA)
-	260
512	130
1.024	130
1.536	10
2.048	10
2.560	10
3.072	10
3.584	250
4.096	10
4.608	10
5.120	10
5.632	10
6.144	10
6.656	10
7.168	10
7.680	30
8.192	30
8.704	30
9.216	30
9.728	30
10.240	30
10.752	260
11.264	10
11.776	10
12.288	10
12.800	40
13.312	40

Categoría General

La categorización por estratos es para diferenciar a quien están destinados los cargos tarifarios según las zonas a que pertenecen los clientes domiciliados en el área urbana y rural con los clientes comerciales.

³⁴ Fuente: El Autor

“Servicio eléctrico destinado a los consumidores en actividades diferentes a la categoría residencial y básicamente comprende el comercio, la prestación de servicios públicos, privados, y la industria”. [15]

Clasificación destinada a clientes con una tarifa de consumo de energía diferente a clientes residenciales.

Categoría Comercial

Un cliente comercial es aquel que cumple con diferentes actividades de comercio con el fin de adquirir un beneficio de su negocio o producto, donde se aplica una tarifa diferente a la residencial.

“Un cliente comercial es la persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza los servicios de energía eléctrica en actividades diferentes a las de un cliente residencial para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro”. [15]

Curva de Carga Comercial

Comportamiento de carga de los clientes comerciales:

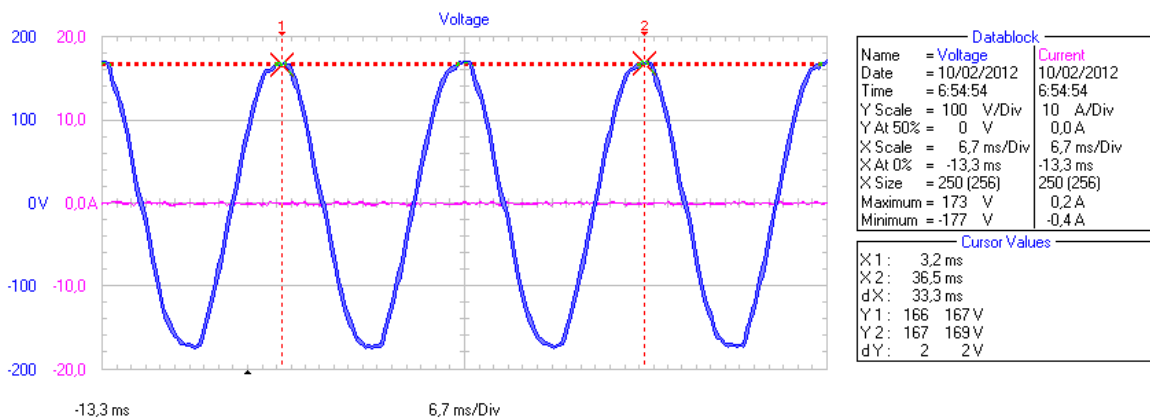


Figura 2. 8 Forma de Onda de Voltaje³⁵

La Figura 2. 8, muestra la forma de onda de voltaje de un cliente tipo comercial.

³⁵ Fuente: El Autor

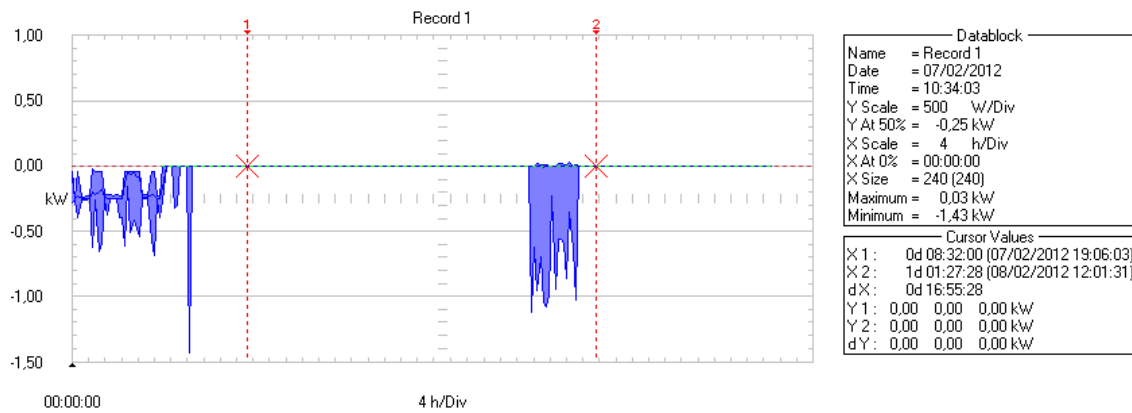


Figura 2. 9 Demanda Diaria Comercial

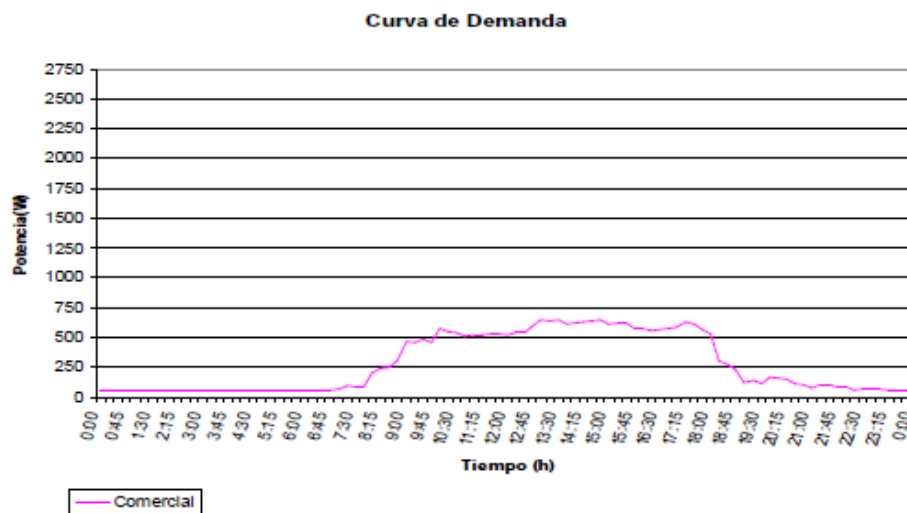


Figura 2. 10 Curva de Demanda Tipo Comercial

En la Figura 2. 10, se ilustra la aproximación de la curva típica de consumo de energía eléctrica de un cliente residencial.

Categoría Alumbrado Público

Servicio destinado al alumbrado de calles, avenidas, señalización pública y semaforización que tiene un cargo tarifario en la planilla eléctrica.

“Se aplicara a los consumidores destinados al alumbrado de calles, avenidas y vías de circulación pública; iluminación de plazas, parques, y a los sistemas de señalización luminosa utilizados para el control de tránsito”. [15]

2.1.1 Demanda Eléctrica Residencial de Usuarios Tipo

Clasificación de los Consumidores³⁶

Las ordenanzas expedidas por los municipios determinan la distribución general del uso del suelo así como las características que deben tener las edificaciones a construir en las zonas determinadas para uso residencial.

En dichas ordenanzas se establece que las zonas de uso de suelo residencial (R) son aquellas destinadas a viviendas en forma exclusiva o combinada con otros usos del suelo.

El uso de suelo residencial se divide en las siguientes categorías:

Residencial 1 (R1), Residencial 2 (R2), Residencial 3 (R3), y las zonas de uso múltiple (M) como las áreas de centralidad en las que pueden coexistir residencia, comercio, industria de bajo y mediano impacto, servicios y equipamiento compatibles o condicionados.

Tabla 2. 2 Ordenanza de Zonificación

USO	SIMB.	TIPOLOGÍA	SIMB.	ACTIVIDADES/ESTABLECIMIENTOS
RESIDENCIAL	R	Residencial	R1	Viviendas con otros usos de Barrio
		Residencial	R2	Viviendas con usos sectoriales predominantes
		Residencial	R3	Viviendas con usos zonales condicionados
MÚLTIPLE	M	Múltiple	M1	Usos diversos de carácter zonal y de ciudad compatibles

Clasificación de los consumidores por Estratos³⁷

Los clientes residenciales del área de concesión de la EEQ. S.A., están clasificados en

³⁶ **Fuente:** Ordenanza Municipal (D.M.Q), La Ordenanza de Zonificación N° 0024, publicada por el Municipio del Distrito Metropolitano de Quito (D.M.Q) el 8 de agosto de 2006, determina la distribución general del uso del suelo.

ii En los Artículos 10 y 11 de la Ordenanza de Zonificación N° 0024 del IMQ se establece que las zonas de uso de suelo residencial (R) y múltiple (M).

³⁷ **Fuente:** Empresa Eléctrica Quito, Normas para Sistemas de Distribución, Parte A –Guía para Diseño

cinco estratos de consumo, como se encuentra en la tabla para efectos de determinar las demandas de máximas coincidencias.

Tabla 2. 3 Clasificación de Consumidores por Estratos

USUARIO TIPO	ZONA TIPO
A	R1
	R2
	R.3A
B	R.3B
	R.4A
	R.4B
C	R.4C
	R.5A
	R.5B
D	R.5C
	R.5D
	R.5E

Estratos de Consumo³⁸

Tabla 2. 4 Estratos de Consumo

Categoría de Estrato de Consumo	Escalas de Consumo (kWh/mes/cliente)
E	0-100
D	101-150
C	151-250
B	251-350
A	351-500

Características del Consumo de Energía

El consumo de energía se debe a la forma de utilización de los aparatos eléctricos durante el día, así como también el número de aparatos eléctricos que se encuentran en

³⁸ **Fuente:** Empresa Eléctrica Quito, Normas para Sistemas de Distribución, Parte A –Guía para Diseño

cada lugar de vivienda, y de eso depende el incremento o disminución del consumo de energía eléctrica.

En la actualidad los aparatos eléctricos son de una mayor eficiencia porque su tecnología es más avanzada y hacen que el consumo de energía sea menor.

2.1.2 Tipos de Carga

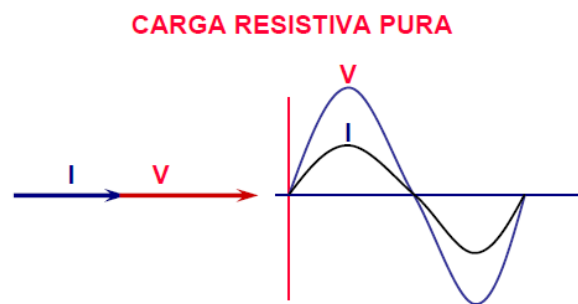
Cargas Lineales

Esto ocurre cuando en la carga posee elementos como resistencia, inductancias y condensadores de valores fijos. Con estas características en el sistema se tiene un voltaje y corriente senoidal y por lo general existe un desfase entre ellos.

Cargas en los Sistemas Eléctricos

a) Resistivas

Una carga en la cual la corriente y el voltaje están en fase en sus terminales.

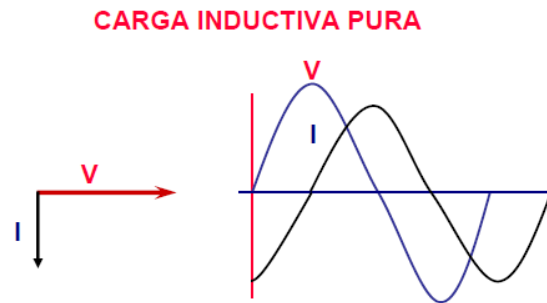


LA CORRIENTE ESTA EN FASE CON EL VOLTAJE

Figura 2. 11 Carga Resistiva

b) Inductivas

Una carga reactiva en que la corriente en los terminales está retardada en fase con el voltaje en el mismo punto.

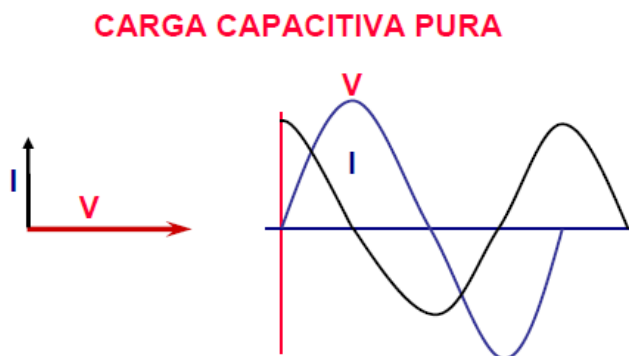


LA CORRIENTE ESTA ATRASADA 90° CON EL RESPECTO AL VOLTAJE

Figura 2. 12 Carga Inductiva

c) Capacitivas

Una carga reactiva en la que la corriente en los terminales está adelantada en fase al voltaje en el mismo punto.



LA CORRIENTE ESTA ADELANTADA 90° CON EL RESPECTO AL VOLTAJE

Figura 2. 13 Carga Capacitiva

Ejemplos de Aparatos Eléctricos a Nivel Residencial

2.1.3 Cargas de Tipo Resistivo

Hornos eléctricos.

Calefactores.

Planchas.

Alumbrado Incandescente.

Calentadores de Agua.

2.1.4 Cargas de Tipo Inductivo

Transformadores.

Motores de Inducción.

Alumbrado Fluorescente.

Máquinas Soldadoras.

2.1.5 Cargas de Tipo Capacitivo

Banco de capacitores.

Condensadores Síncronos.

Motores Síncronos.

Las potencias nominales de los equipos usados por usuarios residenciales con consumos mayores a 500Kwh/mes/usuario se muestran en la Tabla 2.5.

Tabla 2. 5 Cargas Típicas de Aparatos Eléctricos

APARATOS ELECTRICOS	CARGAS TÍPICAS(W)
Cocina Eléctrica	12000
Secadora de Ropa	5000
Calentador de Agua	3000
Lavadora	400
Bomba de Agua	750

2.1.6 Fórmulas para el Cálculo de la Demanda

Procedimiento para la Determinación de la Demanda Máxima

Abonados

Se clasifican en Residenciales, Industriales, Alumbrado Público y otros (Entidades Oficiales, Asistencia Social, Beneficio Público, Bombeo de Agua, Escenarios Deportivos, Periódicos y Abonados Especiales) clasificación que obedece a aplicación tarifaria de acuerdo con el tipo de servicio entregado por las empresas distribuidoras.

Acometida

Instalación que conecta un punto de la red de distribución a la carga del consumidor.

OBRAS DE INFRAESTRUCTURA NECESARIA PARA INSTALAR EL SERVICIO

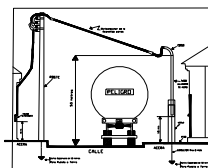


Figura 2. 14 Infraestructura para Servicio de Acometida Residencial³⁹

³⁹ **Fuente:** Empresa Eléctrica Quito, Licitación de Bienes y Servicios

La Figura 2.14, ilustra las obras de infraestructura necesarias para la instalación del servicio como son; Instalaciones internas, soporte de acometidas

Demanda

Es la potencia requerida por un sistema, promediada en un intervalo de tiempo establecido, que suelen ser de 15, 30 y 60 minutos.

$$\text{Demanda} = \frac{\int_0^{\Delta t} P^* dt}{\Delta t}$$

Ecuación 2. 1 Demanda

Demanda Máxima

Es la potencia requerida más grande de todas, que ocurre en un intervalo de tiempo establecido. Se lo llama carga o demanda pico.

Demanda Diversificada

Es la demanda simultánea de un grupo de equipos o de suscriptores. La demanda máxima diversificada es normalmente menor que la suma de las demandas máximas individuales.

Demanda Promedio

Es la demanda constante en un periodo de tiempo determinado.

$$\text{Demanda promedio} = \frac{\text{Energía} \rightarrow \text{total} \rightarrow \text{Periodo}}{\text{Duracion} \rightarrow \text{Periodo}}$$

Ecuación 2. 2 Demanda Promedio

Factor de Demanda

Es expresado como la razón entre la demanda máxima para la carga total conectada.

$$\text{Factor de demanda} = \frac{\text{Demanda...Maxima}}{\text{carga...conectada}}$$

Ecuación 2. 3 Factor de demanda

Factor de Carga

Es la razón de la demanda promedio con respecto a la demanda pico en un periodo de tiempo particular

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{Demanda... promedio}}{\text{Demanda... pico}}$$

Ecuación 2. 4 Factor de Carga

Ej.:

Cálculo del consumo mensual de un usuario tipo D

Datos

$$Kwh = P(Kw)t(s)$$

P=0.23Kw

$$Kwh = 0.23 * \frac{43200seg}{3600seg} = 2.76Kwh$$

S=0.25Kw

$$12horas = 720min$$

$$720min = 43200seg$$

Q=0.12Kw

$$29dias = 696horas$$

$$696horas = 2505600seg \Rightarrow 29dias$$

f=60Hz

$$Kwh = 0.23Kw * \frac{2505600seg}{3600seg} = 160Kwh$$

160Kw*0.080=\$12.8 Valor facturable

Características de la Curva de Carga de Demanda Máxima

En el siguiente cuadro estadístico de un cliente residencial, se identifica el comportamiento de la carga instalada durante un horario completo de actividades. Se destaca un crecimiento de la demanda en el mes de septiembre, noviembre y diciembre que vienen a ser los meses en los que se tiene un mayor consumo energético como se muestra en la Figura 2. 15

Demanda Máxima

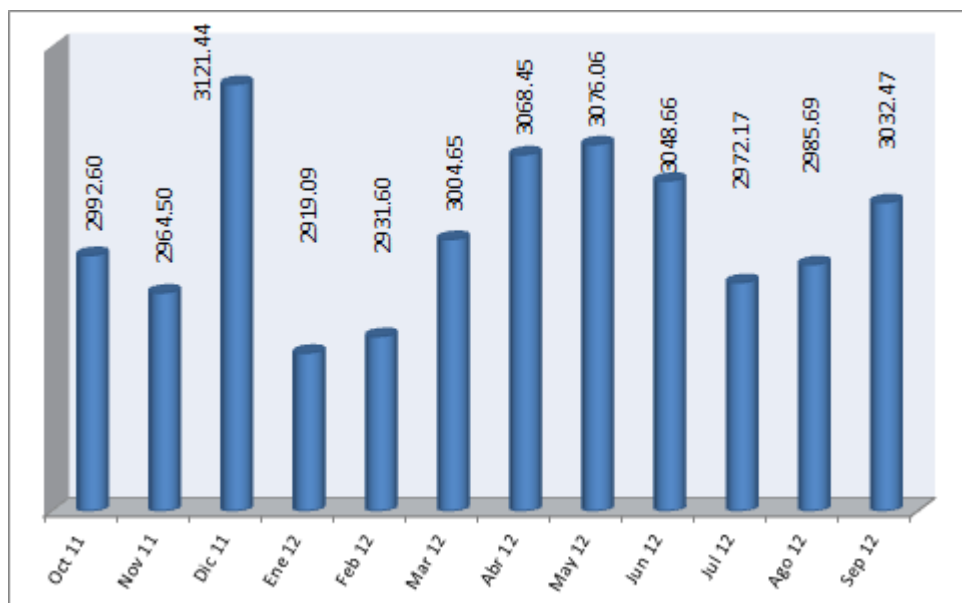
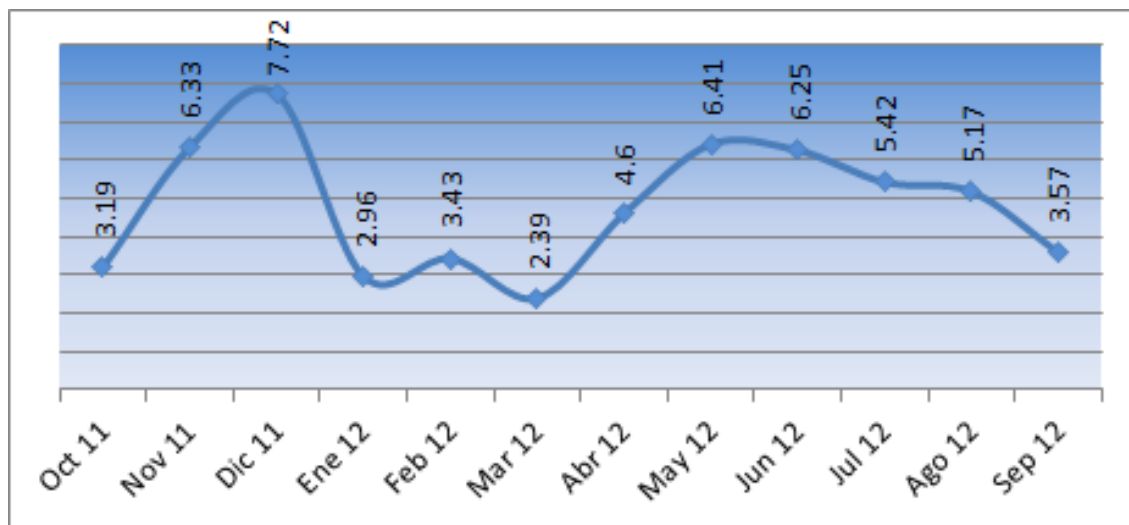


Figura 2. 15 Demanda Máxima de Potencia no Coincidente⁴⁰

⁴⁰ Fuente: CENACE. (2012) [Online], www.cenace.org

Tabla 2. 6 Valores de Demanda Máxima⁴¹

Mes	Sistema (MW)
Oct 11	2992.6
Nov 11	2964.5
Dic 11	3121.44
Ene 12	2919.09
Feb 12	2931.6
Mar 12	3004.65
Abr 12	3068.45
May 12	3076.06
Jun 12	3048.65
Jul 12	2972.17
Ago 12	2985.69
Sep 12	3032.47

Tasa de Crecimiento de la Demanda**Figura 2. 16** Tasa de crecimiento de la Demanda⁴²

⁴¹ Fuente: CENACE. (2012) [Online], www.cenace.org

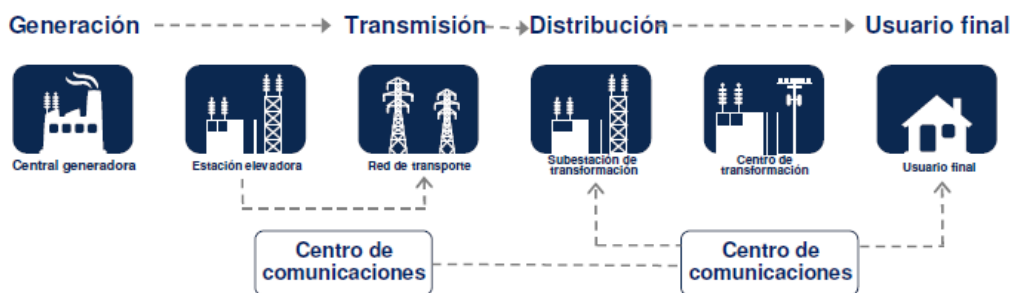
⁴² Fuente: CENACE. (2012) [Online], www.cenace.org

Tabla 2. 7 Valores de Tasa de crecimiento de la Demanda⁴³

Mes	Crecimiento de la Demanda de Energía (%)
Oct 11	3.19
Nov 11	6.33
Dic 11	7.72
Ene 12	2.96
Feb 12	3.43
Mar 12	2.39
Abr 12	4.60
May 12	6.41
Jun 12	6.25
Jul 12	5.42
Ago 12	5.17
Sep 12	3.57

2.2 ARQUITECTURA DEL SOFTWARE Y HARDWARE

Arquitectura del Sistema Inteligente⁴⁴



⁴³ Fuente: CENACE. (2012) [Online], www.cenace.org

⁴⁴ Fuente: Proyecto Smartcity, www.smartcitymalaga.com

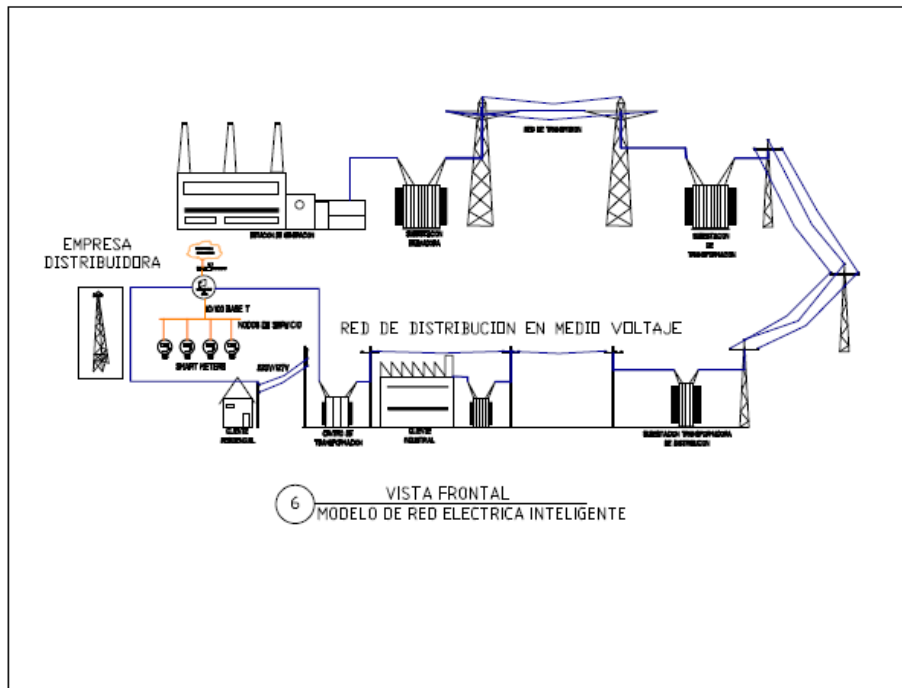


Figura 2. 17 Arquitectura general de una Red Eléctrica Inteligente⁴⁵

Niveles de automatización de un sistema de potencia

- Centro de control nacional (CENACE).
- Centro de control de la distribuidora.

DMS-Distribution Management System

DA-Distribution Automation

- Subestación.
- Usuarios.

⁴⁵ Fuente: El Autor

SCADA/GIS

Las funciones SCADA/GIS son esenciales para la correcta implementación de la automatización del sistema eléctrico la cual requiere de comunicación en tiempo real entre los diferentes dispositivos. En la actualidad la Empresa Eléctrica Quito, tienen ya modernizado las subestaciones eléctricas.

El SCADA permite ejecutar las operaciones de control y hacer la recolección de datos y procesamiento de la información.

El GIS permite conocer la topología de una red en tiempo real incluyendo obviamente las posiciones de los equipos de corte y la conectividad que exista.

Los beneficios del SCADA son múltiples principalmente porque permiten enviar a la red la información rápida y confiable que incluyen datos como los siguientes.

- Medición analógica de magnitudes eléctricas tales como Voltajes, Corrientes, Megavattios y Megavares.
- Estado y medidas analógicas tales como posiciones de taps de transformadores.
- Estado y medidas analógicas de relés.
- Conectividad de circuitos (estado de interruptores y switches dentro de la subestación y los circuitos de distribución).
- Información de eventos que puedan originar la ejecución de acciones dentro del sistema de distribución.

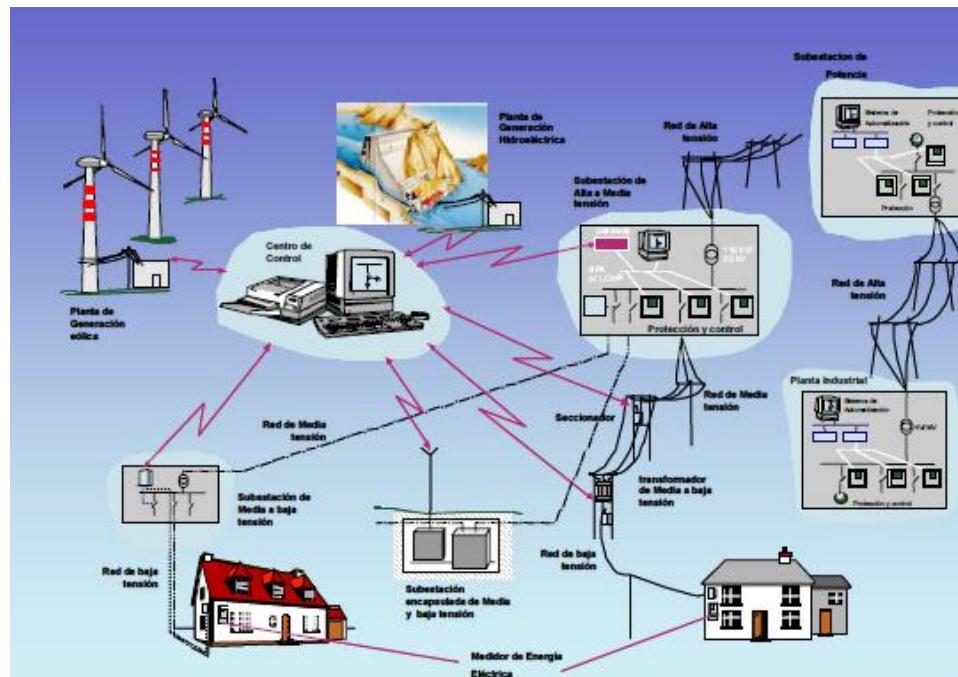


Figura 2. 18 SCADA/GIS⁴⁶

2.2.1 Hardware

Dispositivos de medición

Los dispositivos de medición constituyen los elementos primarios del sistema de monitoreo y control. Su equipamiento y configuración depende básicamente del tipo de consumidor final (residencial, comercial e industrial) y la tipología de las redes de distribución de energía eléctrica.

Los sistemas de medición y control requieren comúnmente la habilidad de responder a eventos. El transporte asíncrono garantiza entrega precisa y puede asignarse prioridad a los dispositivos con mensajes urgentes sobre todos los demás dispositivos.

⁴⁶ Fuente: GERS. Juan M, *Guías para la Implementación de Sistemas Automatizados*

Diagrama de bloques del Medidor de Energía Eléctrica Inteligente

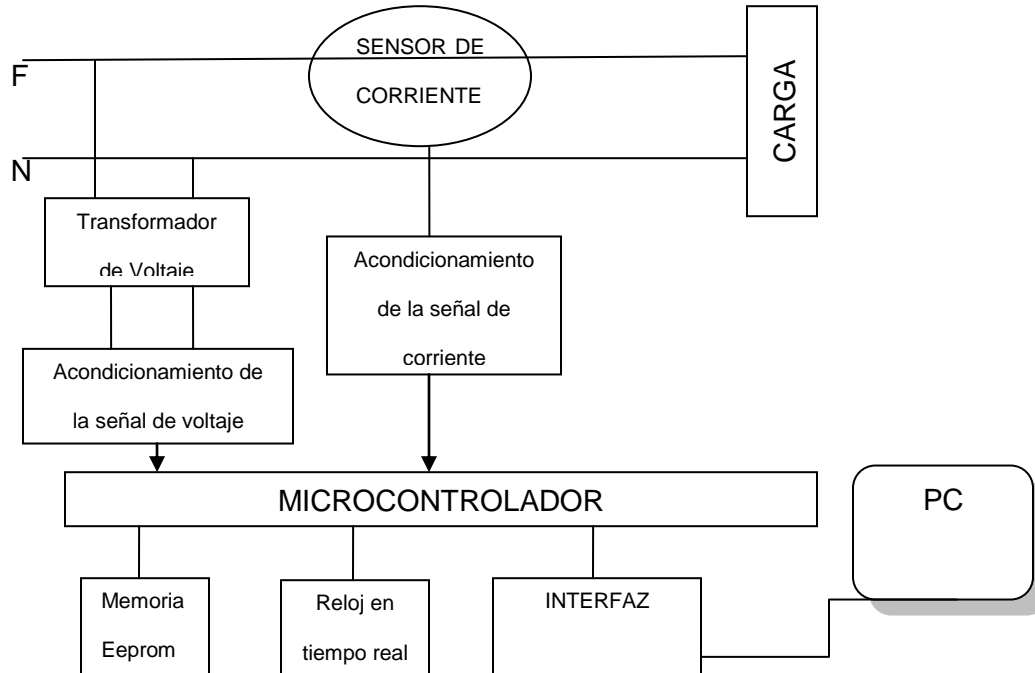


Figura 2. 19 Estructura genérica del medidor de energía eléctrica⁴⁷

El equipo para la medida de la energía eléctrica consumida es un contador electrónico el cual consta de tres elementos principales, como son los elementos de medida, el elemento de memoria y el dispositivo de información. En este sentido el contador eléctrico realiza la función de interfaz de la red con el cliente.

En la Figura 2.19, se muestra la estructura general del medidor con tecnología inteligente donde se detallan las etapas principales que competen a este estudio. La función de las etapas de sensado y comunicación se presenta a continuación:

⁴⁷ Fuente: El Autor

2.2.2 Etapa de sensado

Transformadores de Medida

Los transformadores de medida desempeñan un papel importante que es la de aislar el alto voltaje hacia los aparatos de medida y reducen los altos voltajes e intensidades a valores de fácil medida.

A continuación se describen los instrumentos y las partes esenciales para el acondicionamiento de la señal eléctrica de entrada.

Transformador de Corriente

Para la medición de altas corrientes se necesita la conexión de un CT, el cual reduce la magnitud de la corriente en el circuito de manera considerable para que estos valores sean manejables por la etapa de acondicionamiento de la señal.

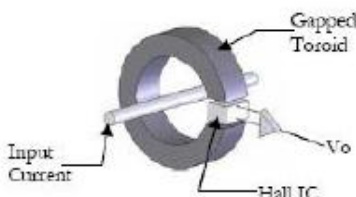


Figura 2. 20 Representación de un Transformador de Corriente⁴⁸

Los transformadores de corriente pueden ser de un núcleo dividido (abierto) o núcleo sólido (cerrado). Los transformadores de corriente usan la inductancia para medir la corriente, de esta forma el circuito debe pasar al menos una vez por el sensor. Cuando se instala los CT's de núcleo dividido en un circuito existente son vistos con mayores

⁴⁸ **Fuente:** National Instruments, www.ni.com

ventajas ya que pueden ser abiertos y puestos alrededor de los cables instalados sin tener que interrumpir el circuito.

Mientras los transformadores de medida de voltaje funcionan prácticamente en circuito abierto, en los de medida de intensidad la reducida impedancia interna de los instrumentos de medida cortocircuita prácticamente el secundario. Como las intensidades de las corrientes son inversamente proporcionales al número de espiras, los transformadores de medida de intensidad presentan un primario constituido por una única o unas pocas espiras. El primario, cuyos bornes reciben la caracterización K y L, está conectado en serie con la carga.

El secundario, con los bornes k y l, queda prácticamente cortocircuitado por el instrumento de medida.

Los transformadores de medida de intensidad no pueden poseer un secundario protegido contra sobrecorrientes.

Datos más importantes del transformador:

La intensidad nominal del primario está normalizado, por ejemplo 40A.

La intensidad del límite térmico de la corriente del primario I_{1te} es aquella cuyo efecto térmico puede soportar el primario durante 1 segundo.

La intensidad dinámica máxima I_{dyn} es el valor de la primera amplitud de la corriente cuyo efecto ha de poder soportar el transformador con secundario cortocircuitado.

Las terminales secundarias de estos transformadores se construyen generalmente para tener una salida nominal de 5A.

Transformador de Voltaje

Los bornes de los transformadores de medida de voltaje se caracterizan con U y V en el primario y con u y v en el secundario.

Como el aparato de medida conectado al secundario representa una carga despreciable para el transformador, podemos considerar que éste funciona prácticamente en vacío (circuito abierto). Para que las pérdidas sean las menores posibles se devanan los bobinados uno encima de otro. Sin embargo, esto implica que presenten un voltaje de cortocircuito muy pequeño, o sea que en caso de fallo (por ejemplo, cortocircuito del secundario) circularán corrientes muy intensas que podrán dañar el transformador.

Sus datos característicos más importantes son:

El voltaje nominal del primario.

El voltaje nominal del secundario.

Los voltajes en serie entre espiras de prueba del bobinado, que indican para que voltajes están dimensionados el aislamiento del transformador.

La potencia nominal que en los transformadores de medida es el producto de la admitancia nominal (la de los aparatos conectados incluida la de los cables) por el cuadrado del voltaje nominal del secundario.

El símbolo de la clase de calidad. En los transformadores de medida de voltaje pueden presentarse las siguientes clases: 01; 02; 05; 1; 3.

En este documento se describe el principio del funcionamiento de un transformador electromagnético. Pero la nueva generación de transformadores de medida electrónicos,

están reemplazando este tipo de transformadores para la conformación de la red eléctrica inteligente y cumplir con la etapa de aislar el alto voltaje y convertir a un voltaje o corriente manejable en los medidores de energía eléctrica denominados inteligentes.

Diagrama Esquemático

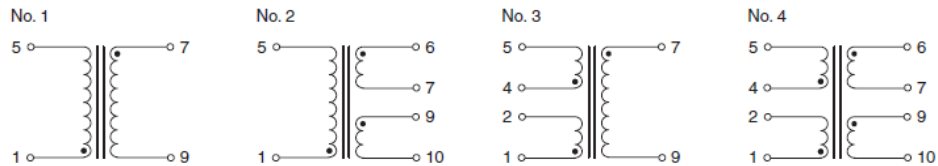


Figura 2. 21 Representación de un Transformador de Voltaje

2.2.3 Sistema de Comunicación

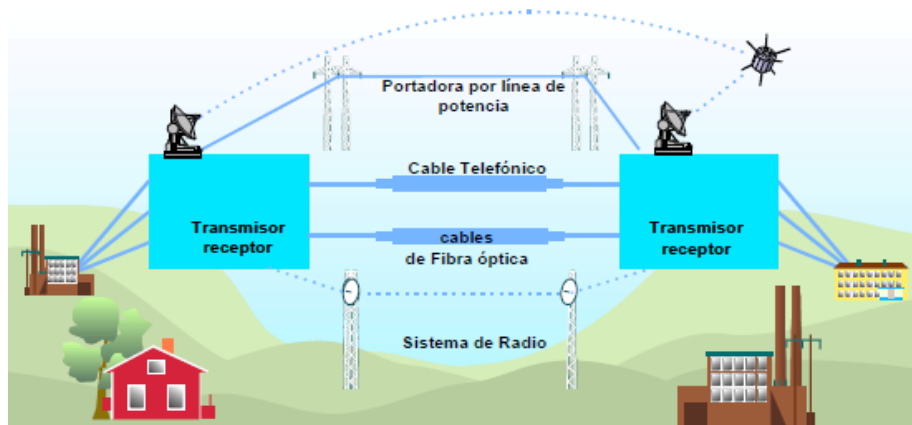


Figura 2. 22 Sistema de Comunicación⁴⁹

Una parte esencial en el sistema de medición inteligente requiere la integración de equipos y sistemas de comunicación, para la recopilación de información y agilizar el proceso de toma de lectura de medidores de energía eléctrica. Se hace referencia a los

⁴⁹ Fuente: GERS, Juan M. , *Guías para la Implementación de Sistemas Automatizados*

dispositivos de comunicación, canales y protocolos para la transmisión y recepción de parámetros eléctricos.

Ejemplo:

Sistema satelital.

Cable telefónico y fibra óptica.

Portadora por línea de potencia.

Sistema de radio.

Redes de Comunicación

Las redes de comunicación permiten interconectar físicamente todos y cada uno de los dispositivos que conforman el sistema para el intercambio de datos.

Tipos: RS232, RS485 y/o ETHERNET.

Topologías: Bus, Anillo, Estrella.

Medios de Comunicación

Soporte de un canal de transmisión de información (por ejemplo, un par trenzado) normalmente conocido como «BUS».

- Portadora por línea de Potencia.
- Fibra Óptica.
- IEEE 802.11 (Wireless LAN).

- IEEE 802.16 (Broadband Wireless Access).

2.2.4 Centros de Control

El servicio al cliente se mejora con el uso de sistemas de medición remota y con una eficiente administración de datos. Además los clientes se benefician de un sistema donde los apagones se pueden detectar, identificar y corregir más rápidamente cuyos medidores están comunicados a través de una red.

Centro de Control Nacional

El centro de control nacional es el responsable de manejar todas las funciones de gestión y automatización de los sistemas de generación y transmisión.

Entre las funciones principales se mencionan las siguientes:

- Estimador de estado.
- Análisis de contingencias.
- Calculo de flujos de carga y de cortocircuitos.
- Seguridad.
- Despacho óptimo.
- Compensación de Reactivos.

Centro de Control Regional

El centro de control regional es el responsable de manejar todas las funciones de gestión y automatización del sistema de distribución.

Las funciones que lo conforman se pueden agrupar por lo tanto en dos componentes importantes:

- El DMS (Distribution Management System) que contiene las funciones de gestión.
- El DA (Distribution Automation) que contiene las funciones de automatización.

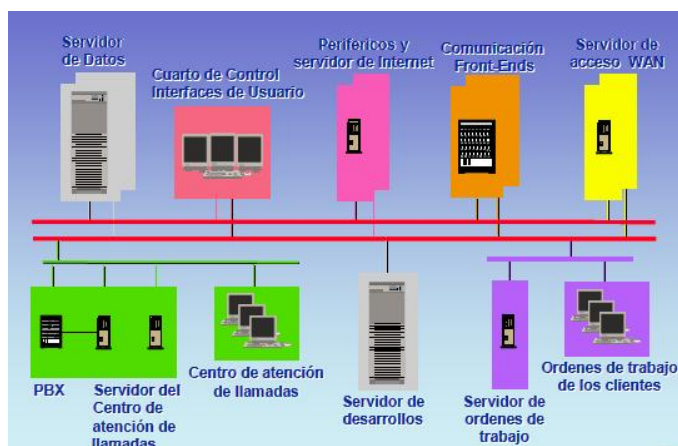


Figura 2. 23 Infraestructura Tecnológica⁵⁰

La Figura 2.23, representa la infraestructura tecnológica de cada centro de control destinada a cumplir las funciones de recepción de datos de las unidades terminales (concentrador de datos).

2.3 CONCEPTOS BÁSICOS DE COMUNICACIÓN DE DATOS

Transmisión o comunicación de datos hace referencia a la transmisión de información digital, normalmente en forma binaria (bits: unos y ceros), entre dos o más puntos. Los 1s y 0s pueden ser indistintamente voz codificada, telegrafía codificada, datos o imágenes codificadas, etc.; señales digitales que pueden ser generadas por un computador o por cualquier otro tipo de procesamiento digital. Una red de comunicación de datos puede ser

⁵⁰ **Fuente:** GERS, Juan M., *Guías para la Implementación de Sistemas Automatizados*

entre dos computadoras conectadas o puede abarcar un sistema complejo de uno o dos computadoras *mainframe* y cientos de terminales remotas.

Las comunicaciones de datos se han extendido, y cada vez más son los usuarios que emplean sistemas de comunicación basados en computadoras, ej.: servicios de reservación de vuelos u hoteles, redes de noticias, control de inventarios, transferencias bancarias, etc.

2.3.1 Esquema de un Sistema de Comunicación de Datos

Un sistema de transmisión de datos está constituido por tres componentes básicos: Equipo terminal de datos, Equipo de comunicaciones de datos y el canal de transmisión.

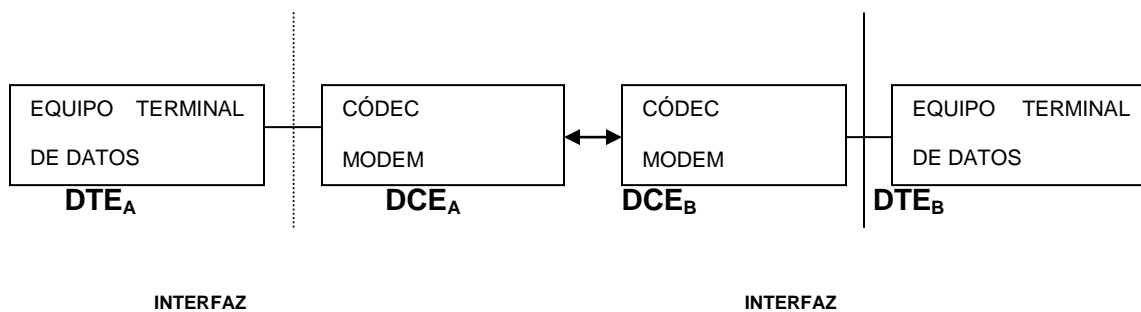


Figura 2. 24 Comunicación de datos⁵¹

DTE (Data terminal Equipment): Equipo terminal de datos lo constituye tanto el equipo fuente o destino de datos como el controlador de comunicaciones [7].

Fuente o destino de datos: puede ser un PC, terminal, impresora, cinta magnética, etc. Como su nombre lo indica constituye una fuente donde se genera los datos o el destino final donde llegan los datos [7].

⁵¹ Fuente: MSc. Jiménez, María Soledad, *Comunicación Digital*

Controlador de Comunicaciones: permite el manejo adecuado de los datos estableciendo formatos, protocolos, etc [7].

DCE (Data Circuit-Terminating): Equipo de terminación del circuito de datos, tiene como función adaptar la información a transmitirse al medio de transmisión mediante ciertas modificaciones de la misma [7].

- **CÓDEC**, si la transmisión se realiza en banda base, en cuyo caso no hay traslación de frecuencias y la señal a transmitirse sigue siendo de naturaleza digital, aunque ciertas características de la señal digital pueden cambiar o el espectro de la señal se puede modificar en cuestión de forma.
- **MODEM**, si la transmisión se realiza usando una portadora modulada, en cuyo caso la señal a transmitirse se convierte en una señal analógica por el proceso de modulación y el espectro se traslada [7].

Interfaz: Punto en el cual un equipo se conecta a otro.

La comunicación se origina en el DTE, los datos generados ahí pasan luego al DCE mediante un interfaz apropiado, una vez que los datos en el DCE han sido adaptados al medio de transmisión que ingresan a éste. En el lado del receptor se realiza el proceso inverso, es decir las señales son recibidas por el DCE y a través del interfaz pasan luego al DTE [7].

2.3.2 Tipos de DTE_s: HOST Y TERMINALES

HOST: Computadora principal, que representa el corazón de una red de comunicación de datos. Realiza cálculos numéricos, almacena y recupera datos, efectúa tareas denominadas “*aplicaciones*” [7].

Supercomputador:

TERMINAL: Permite a un usuario comunicarse con un computador Host.

Son equipos que permiten utilizar recursos informáticos situados en lugares distantes del lugar de trabajo del usuario [7].

2.4 ADQUISICIÓN DE DATOS

2.4.1 DNP3

Está basado en los estándares del comité técnico internacional 57, grupo de funcionamiento 3 de la comisión (IEC), quienes han estado trabajando en la capa 3 del modelo OSI, para los usos del telecontrol.

Es un protocolo abierto y público para asegurar la interoperabilidad, la longevidad y el mejoramiento constante que fue desarrollado por HARRIS, productos distribuidos de la automatización.

Los cuatro documentos de la base que definen DNP3 son: Descripción del protocolo de capa de la transmisión de datos, funciones del transporte, descripción del protocolo de capa de uso y biblioteca de objetos de los datos

Características de DNP3

DNP3 ofrece flexibilidad y la funcionalidad que va más allá de protocolos convencionales.

Entre sus características robustas y flexibles DNP3 incluye:

- Opciones de la salida.
- Asegurar la configuración/las transferencias de archivos.

- Dirección para más de 65000 dispositivos en un solo acoplamiento.
- Sincronización de tiempo y acontecimientos con impresión horaria.
- Mensajes de difusión.
- Configuración de la transmisión de datos y de la capa de uso.

DNP3 originalmente fue basado en 3 capas del modelo OSI: capa de enlace, capa de transmisión de datos y capa física. La capa de enlace, se basa en los formatos de datos más comunes que existen.

La capa de transmisión de datos prevé varios métodos de recuperar datos tales como interrogación para las clases y las variaciones del objeto. La capa física define un interfaz RS232 o RS485.

DNP3 es muy eficiente para ser un protocolo multicapa, ya que asegura la integridad de datos.

2.4.2 DDE DYNAMIC DATA EXCHANGE

DDE (Intercambio dinámico de datos) es un protocolo diseñado por Microsoft que permite a las aplicaciones en entorno Windows, enviar y recibir datos e instrucciones entre sí, en la misma computadora. Este protocolo implementa una relación cliente/servidor entre dos programas que se ejecuten simultáneamente. Esto permite que se pueda comprar o crear servidores y clientes en programas como Visual Basic, Excel, Labview, Intouch, etc., e intercambiar datos sin necesidad de crear otro programa o protocolo de comunicaciones.

Se llama servidor DDE (Intercambio dinámico de datos), al programa o aplicación que proporciona los datos y acepta solicitudes de cualquier otra aplicación conocida como

cliente.

Para implementar toda la funcionalidad del DDE se debe agregar código especial en cada aplicación cliente para cada servidor que este quiera controlar, o la aplicación cliente debe facilitar un lenguaje de script o macro.⁵²

Para establecer una correcta comunicación DDE se requiere de tres elementos de información que son: aplicación, tópico e ítem.

Aplicación: es el nombre de la aplicación en ejecución que intercambiará información.

Tópico: es el tema de la conversación.

Ítem: nombre del elemento que va a intercambiar información con otra aplicación.

Los enlaces pueden ser de dos tipos: enlaces (solicitudes) únicos y enlaces permanentes de datos. En las solicitudes únicas, la aplicación servidor envía datos al programa cliente solo en caso de solicitarlos.

En los enlaces de datos permanentes, llamados “enlaces dinámicos”, la aplicación servidor permanente envía el valor de un elemento específico.

Los servidores DDE son de gran utilidad en aplicaciones de control y supervisión de datos (sistemas SCADA).

2.4.3 OPC server

OPC está diseñado para permitir a las aplicaciones clientes el acceso a los datos de planta de una manera consistente. La diferencia entre el uso de OPC y el uso de drivers

⁵² **Fuente:** Sistema Scada,
www.leonardo.uncu.edu.ar/catedras/electronica/archivos/Tema9_Scada.pdf

como intérpretes de protocolo, es que la comunicación se lo realiza en un estándar abierto y a nivel de aplicaciones, de una manera similar al DDE. Con esto los fabricantes de dispositivos de adquisición de datos desarrollan un Servidor OPC, el cual se comunica con su dispositivo y es capaz de responder o recibir información de cualquier aplicación cliente en un formato estándar OPC.

En cambio los fabricantes de software de visualización (HMI) desarrollan un interpretador de OPC.

OPC facilita un mecanismo para proporcionar los datos de una fuente y comunicar esos datos a cualquier aplicación del cliente.

2.4.4 Características técnicas de los microcontroladores

Descripción

Los microcontroladores son computadores digitales integrados en un chip que cuenta con un microprocesador o unidad de procesamiento central, una memoria para almacenar el programa, una memoria para almacenar datos y puertos que pueden ser configurados como entradas o salidas según la asignación de cada programa y las funciones que cumplan cada uno de los pines[12].

El funcionamiento de los microcontroladores está determinado por el programa almacenado en su memoria. Este puede escribirse en distintos lenguajes de programación [12].

Está diseñado para usarse como controlador dedicado o controlador implantado que ayuda a monitorear y controlar la operación de una máquina, una pieza de equipo o un

proceso. Los microcontroladores son microcomputadoras porque utilizan un circuito microprocesador como la CPU, pero son mucho más pequeños que las microcomputadoras comunes porque los dispositivos de entrada-salida que normalmente usan son mucho más pequeños.⁵³

Por sus características los microcontroladores son ampliamente utilizados como el cerebro de varias aplicaciones industriales como automatización y robótica, domótica, equipos médicos, hornos de microondas, teléfonos y televisores [12].

2.4.5 Características de los Microprocesadores⁵⁴

Principales características:

Unidad de procesamiento Central: 8,32, 64 bits con arquitectura hardware.

Memoria de Programa: Memoria ROM (Read-Only Memory), EPROM (Electrically programmable ROM), EEPROM (Electrical Erasable Programmable ROM) o Flash que almacena el código del programa.

Memoria de Datos: Memoria RAM (Random Access Memory) puede ser de 1, 2,4, 8, 16, 32 kilobytes

Generador del Reloj: Cristal de cuarzo de frecuencia que genera una señal oscilatoria de entre 1 y 40MHz

⁵³ **Fuente:** Tocci Widmer, *Sistemas Digitales*, pág. 20

⁵⁴ **Fuente:** Tutorial PIC, www.web.ing.puc.cl/~mtorrest/downloads/pic/tutorial_pic.pdf

Interfaz Entrada/Salida: Puertos paralelos, seriales (UARTS, Universal Asynchronous Receiver/Transmitter), I²C(Inter-Integrated Circuit), Interfaces de Periféricos Seriales (SPIs, Serial Peripheral Interfaces), Red de Area de controladores (CAN, Controller Area Network), USB (Universal Serial Bus).

Conversores Análogo-Digitales (A/D, analog to digital) para convertir un nivel del voltaje a un valor manipulable por el programa del microcontrolador.

Moduladores por Ancho de Pulso (PWM, Pulse Width Modulation) para generar ondas cuadradas de frecuencia fija pero con un ancho de pulso modificable.

2.4.6 DISEÑO DE LA INTERCONEXIÓN CON LA PC

Protocolo

Conjunto de reglas necesarias para hacer cooperar entidades generalmente distantes en particular para establecer y mantener intercambios de información entre dichas entidades.

Un protocolo define la estructura, contenido y operación de una interfaz de comunicación.

Todos son similares y atienden a las siguientes peticiones:

- Interrogación general de la RTU
- Envío por excepción del cambio de una variable digital
- Mandos dobles (orden de abrir o cerrar un interruptor se expresa por dos bits)
- Lectura de estados dobles (estado de un interruptor son dos bits: abierto y cerrado).
- Envío del archivo de eventos

- Envío espontáneo de valores de variables analógicas que han cambiado
- Envío espontáneo de variables digitales que han cambiado
- Envío de todas las variables analógicas y digitales cuando el centro de control remoto lo requiere

Los medios físicos para realizar la comunicación con los protocolos serie actuales son fundamentalmente RS485 y fibra óptica (multimodo y estructura de comunicaciones en estrella).

Los protocolos son utilizados entre o al interior de diferentes niveles del sistema de potencia: Entre centro de control y subestaciones.

2.4.7 Interfaz de Comunicación

Para la transmisión y recepción de datos, se tiene varios tipos de protocolos que a continuación se detallan los más utilizados para la comunicación entre equipos o aparatos que forman parte de los sistemas de medición y monitoreo.

Se describe de forma global la conexión, configuración y estructura para la comunicación entre equipos para la transmisión y recepción.

Puerto Serial

Se llama serial porque permite el envío de datos, uno detrás de otro, a una determinada frecuencia de reloj, requiriendo de una sola vía de comunicación para la transmisión. La sigla **COM** es debido al termino ("*COMmunications*"), que traducido significa comunicaciones. Es un conector semitrapezoidal de 9 terminales, que permite la transmisión de datos desde un dispositivo externo (periférico), hacia la computadora por

ello se denomina puerto.

Se utiliza en general para comunicaciones de larga distancia, su desventaja principal es la reducida velocidad de transmisión, pues cada carácter debe ser desmembrado bit a bit para la transmisión y luego reconstituido en el receptor.

El puerto serial cuenta con 9 contactos tipo pin que a continuación se muestra en la Figura 2. 25.

Líneas del puerto serial COM

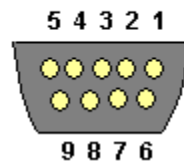


Figura 2. 25 Distribución de Pines del Puerto Serial⁵⁵

- 1.- DCD (Detecta la portadora).
- 2.- RxD (Recibe datos).
- 3.- TxD (Transmite datos).
- 4.- DTR (Terminal de datos listo).
- 5.- SG (Tierra).
- 6.- DSR (Equipo de datos listo).
- 7.- RTS (Solicita enviar).
- 8.- CTS (Disponible para enviar).
- 9.- RI (Indica llamada).

⁵⁵ Fuente: El Autor

Transmisión bit por bit.

Una sola línea.

Mayor tiempo de transmisión a mayor longitud de cadena de bits.

Ejemplo: RS-232, RS-485

Transmisión Asincrónica y Sincrónica de la Información

Transmisión Asincrónica

La estrategia de este método para solucionar el problema de la sincronización consiste en NO enviar cadenas de bits largas e ininterrumpidas, en cambio los datos son transmitidos un CARÁCTER a la vez, donde cada carácter puede consistir de un número reducido de bits dependiendo del código utilizado.

La sincronización debe mantenerse solamente dentro de cada carácter, el receptor tiene la oportunidad de resincronizarse al inicio de cada nuevo carácter.

En este modo de transmisión el tiempo transcurrido entre el envío de un carácter y el siguiente es aleatorio, por lo que la eficiencia disminuye debido al tiempo que transcurre entre caracteres.

En el estado de reposo, el receptor espera por una transición de 1 a 0 para reconocer el inicio del siguiente carácter y luego muestra la señal entrante correspondiente a ese carácter a intervalos tantas veces cuantos bits tenga el carácter asincrónico que está siendo leído, quedando luego a la espera de la siguiente transición de 1 a 0.

Transmisión Síncrona

Los caracteres en una transmisión síncrona son transmitidos uno tras otro de una manera secuencial y sin pausas entre caracteres. Los caracteres a ser transmitidos no incluyen bits de inicio y de parada.

Así, la transmisión síncrona de datos generalmente involucra el envío de largos bloques de caracteres; y, caracteres especiales de sincronismo son enviados al inicio de este bloque de datos. Estos caracteres de sincronismo constituyen una serie específica de bits que el dispositivo receptor puede usar para ajustarse a la velocidad exacta del transmisor.

Además de los datos propios y de la sincronización, es necesario incluir: caracteres de comienzo y de final del bloque de datos, caracteres para corrección de errores y control.

a) Modo de sincronización

Asíncrona: Transmisión en cualquier momento.

Cada byte se empaqueta entre uno de inicio y otro de parada.

Conveniente para mensajes cortos.

Síncrona: Transmisión sujeta a un sistema de reloj.

El transmisor y el receptor estén en fase.

Se requiere de la señal del emisor para sincronizar al receptor.

Arreglo de bits de sincronización - Arreglo de bits de control.

b) Modo de comunicación

Característica de comunicación digital entre dispositivos.

Simplex: Información fluye en una dirección.

Ejemplo: Radio y televisión.

Half Duplex Información transita en ambas direcciones.

Uno transmite luego el otro responde.

Ejemplo: Fax.

Full Duplex Simultáneamente se transmite y se recibe.

Hay líneas transmisión y otras de recepción.

Ejemplo: Teléfono.

c) Velocidad de transmisión

Se limita por el interfaz, el medio de transmisión y la longitud de la línea.

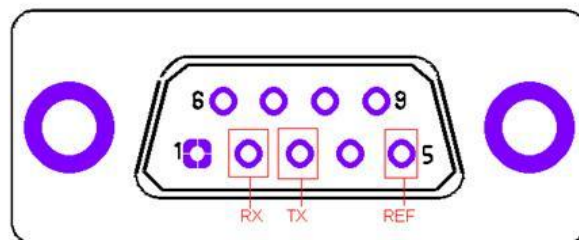


Tabla 2. 8 Velocidad de Transmisión y Recepción de Datos de Puerto Serial⁵⁶**Baud Rate**

Tipo	Velocidad
Serial	240 – 19200 bps
LAN	10 – 100 Mbps
Fibra óptica	> 100 Mbps

Técnicas de Transmisión

Banda base.- Usa señales digitales a través de una sola frecuencia. La señal fluye en forma de pulsos discretos eléctricos o de luz. Todo el canal se usa con la transmisión de una sola señal.

Banda Ancha.- Usa señales analógicas y un rango de frecuencia. La señal es continua, esta fluye en forma de onda electromagnética u óptica. La transmisión es unidireccional, usan amplificadores para regenerar la señal.

2.4.8 Transmisión de Información en la Red**TCP/IP**

El protocolo de control de transmisión/Protocolo Internet es un conjunto de protocolos que permiten la comunicación en un entorno heterogéneo (formado por elementos diferentes).

⁵⁶ Fuente: El Autor

Además, TCP/IP proporciona un protocolo de red encaminable y permite el acceso a Internet y a sus recursos.

TCP/IP se ha convertido en un protocolo estándar para la interoperabilidad entre distintos tipos de equipos. La interoperabilidad es la principal ventaja de TCP/IP.

Entre otros protocolos escritos específicamente para el conjunto TCP/IP se incluye:

- SMTP (Protocolo básico de transferencia de correo).
- FTP (Protocolo de transferencia de archivos) Para la interconexión de equipos que ejecutan TCP/IP.
- SNMP (Protocolo básico de gestión de red).

Es un protocolo abierto, esto quiere decir que no está controlado por una compañía y está menos sujeto a cuestiones de compatibilidad.

La conectividad de equipos con diferente sistema operativo no depende del sistema operativo de red que esté utilizando cada equipo.

TCP/IP puede ampliarse (o reducirse) para ajustarse a las necesidades y circunstancias futuras.

Así como el modelo de referencia OSI posee siete niveles (o capas), la arquitectura TCP/IP viene definida por cuatro niveles: el nivel de subred (enlace y físico), el nivel de interred (Red, IP), el protocolo proveedor de servicio (Transporte, TCP o UDP), y el nivel de aplicación.

El protocolo IP es el principal del modelo OSI, así como parte integral del TCP/IP. Las tareas principales del IP, son el direccionamiento de los datagramas de información y la administración del proceso de fragmentación de dichos datagramas.

El datagrama es la unidad de transferencia que el IP utiliza, algunas veces identificada en forma más específica como datagrama Internet o datagrama IP.

Las características de este protocolo son:

- No orientado a conexión.
- Transmisión en unidades denominadas datagramas.
- Sin corrección de errores, ni control de congestión.

Direccionamiento IP

El TCP/IP utiliza una dirección de 32 bits para identificar una máquina y la red a la cual está conectada. Únicamente el NIC (Centro de Información de Red) asigna las direcciones IP (o Internet), aunque si una red no está conectada a Internet, dicha red puede determinar su propio sistema de numeración.

Hay cuatro formatos para la dirección IP, cada uno de los cuales se utiliza dependiendo del tamaño de la red. Los cuatro formatos, Clase A hasta Clase D aparecen en la Figura 2. 26.

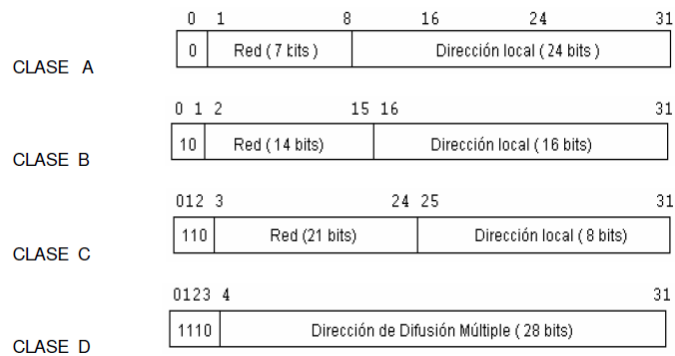


Figura 2. 26 Formatos de direccionamiento IP⁵⁷

Conceptualmente, cada dirección está compuesta por un par [RED (netid), y Dir. Local (hostid)] en donde se identifica la red y el host dentro de la red.

La clase se identifica mediante las primeras secuencias de bits, a partir de los 3 primeros bits (de orden más alto).

Las direcciones de Clase A corresponden a redes grandes con muchas maquinas. Las direcciones en decimal son 0.1.0.0 hasta la 126.0.0.0 (lo que permite hasta 1.6 millones de host).

Las direcciones Clase B sirven para redes de tamaño intermedio, y el rango de direcciones varía desde el 128.0.0.0 hasta el 191.255.0.0. Esto permite tener 16320 redes con 65024 host en cada una.

Las direcciones de Clase C tienen solo 8 bits para la dirección local o de anfitrión (host) y 21 bits para red. Las direcciones de esta clase están comprendidas entre 192.0.1.0 y 223.255.255.0, lo que permite cerca de 2 millones de redes con 254 host cada una.

⁵⁷ Fuente: PINGARRON, Raúl, *Redes y Comunicación de Datos*

Las direcciones Clase D se usan con fines de multidifusión, cuando se quiere una difusión general a más de un dispositivo. El rango es desde 224.0.0.0 hasta 239.255.235.255.

Las direcciones IP son cuatro conjuntos de 8 bits, con un total de 32 bits. Por comodidad estos bits se representan como si estuviesen por un punto, por lo que el formato de dirección IP puede ser red.local.local.local para Clase A hasta red.red.red.local para Clase C.

A partir de una dirección IP, una red puede determinar si los datos se enviarán a través de una compuerta (Gateway, Router). Todas las direcciones de red se enrutarán a una compuerta para que salgan de la red local. La compuerta que reciba los datos que se transmitirán a otra red, tendrán entonces que determinar el enrutamiento con base en la dirección IP de los datos y una tabla interna que contiene la información de enrutamiento.

Ip (Internet protocol) versión 6

La nueva versión se ha diseñado para ofrecer soporte a las nuevas redes de alto rendimiento.

Una de las características es el nuevo sistema de direcciones, en el cual se pasa de 32 a los 128 bit, eliminando todas las restricciones del sistema actual.

Protocolo DHCP

La asignación de direcciones IP a todos los nodos de una red de área local puede ser muy laboriosa, sobre todo si el número de nodos es elevado o si tiene que estar conectado a otras redes de área local formado una red de área extendida.

El protocolo DHCP (Protocolo de configuración dinámica de host) junto con los servicios DHCP ayudan al administrador de la red a automatizar estas asignaciones, haciéndoles dinámicas.

Protocolo UDP

El protocolo de datagramas de usuario UDP puede ser la alternativa al TCP en algunos casos en los que no sea necesario un gran nivel de complejidad. Puesto que UDP no admite numeración de los datagramas, éste protocolo se utiliza cuando el orden que se reciben los datagramas no es un factor fundamental o cuando se requiere enviar información de poco tamaño que cabe en un único datagrama.

2.4.9 Red Ethernet

Los protocolos Ethernet y TCP/IP se utilizan en las tres primeras capas del modelo OSI, en las cuales el control de acceso al medio, por su método (CSMA), no es determinístico.

Ethernet tanto a 10 Mbit/s utilizando switches como a 100 Mbit/s utilizando hubs, cumplen con los tiempos máximos necesarios para la entrega de mensajes.

Las distintas velocidades utilizadas con Ethernet dependiendo de la utilización de hubs o switches, son debidas a las características propias de funcionamiento de los mismos. Se debe recordar que un hub realiza un broadcast del mensaje a todos sus puertos y que el switch puede recordar la ubicación de los dispositivos y enviar los mensajes sólo por los puertos apropiados, disminuyendo en forma significativa la posibilidad de colisiones.

Características de Ethernet

Esta arquitectura de banda base utiliza una tipología tipo bus, normalmente transmite a 10Mbps (Megabytes por segundo) y utiliza CSMA/CD para regular el segmento del cable principal.

El medio Ethernet es pasivo, lo que significa que no requiere una fuente de alimentación, por lo que no fallará el medio de transmisión al menos que se encuentre cortado o no esté terminado físicamente.

Las siguientes son algunas de las características que definen a Ethernet:

Ethernet está basado en la lógica de la topología bus. Originalmente, el bus era una única longitud de cable a la cual los dispositivos de red estaban conectados. En las implementaciones actuales, el bus se ha miniaturizado y puesto en un hub (concentrador) al cuál las estaciones, servidores y otros dispositivos son conectados.

En Ethernet las transmisiones son difundidas en el canal compartido para ser escuchadas por todos los dispositivos conectados, sólo el dispositivo de destino previsto va a aceptar la transmisión. Este tipo de acceso es conocido como CSMA/CD.

Ethernet ha evolucionado para operar sobre una variedad de medios, cable coaxial, par trenzado y fibra óptica, a múltiples tasas de transferencia. Todas las implementaciones son interoperables, lo que simplifica el proceso de migración a nuevas versiones de Ethernet.

Múltiples segmentos de Ethernet pueden ser conectados para formar una gran red LAN Ethernet utilizando repetidores. La correcta operación de una LAN Ethernet depende en que los segmentos del medio sean construidos de acuerdo a las reglas para ese tipo de

medio. Redes LAN complejas construidas con múltiples tipos de medio deben ser diseñadas de acuerdo a las pautas de configuración para multisegmentos provistas en el estándar Ethernet. Las reglas incluyen límites en el número total de segmentos y repetidores que pueden ser utilizados en la construcción de una LAN.

Ethernet fue diseñado para ser expandido fácilmente. El uso de dispositivos de interconexión tales como bridges (puente), router (ruteadores), y switches (conmutadores) permiten que redes LAN individuales se conecten entre sí. Cada LAN continúa operando en forma independiente pero es capaz de comunicarse fácilmente con las otras LAN conectadas.

Aspectos Básicos

Las características más importantes de Ethernet son:

- a) Se basa en IEEE 802.3 y 802.3U.
- b) Para redes de área y de celda.
- c) Hardware, capa de enlace física.
- d) Especifica el tipo de cable y emplea TCP/IP.
- e) Facilita la conectividad a INTERNET.
- f) Velocidad 10 Mbps, Fast Ethernet con switches 100 Mbps IEEE 802.3.

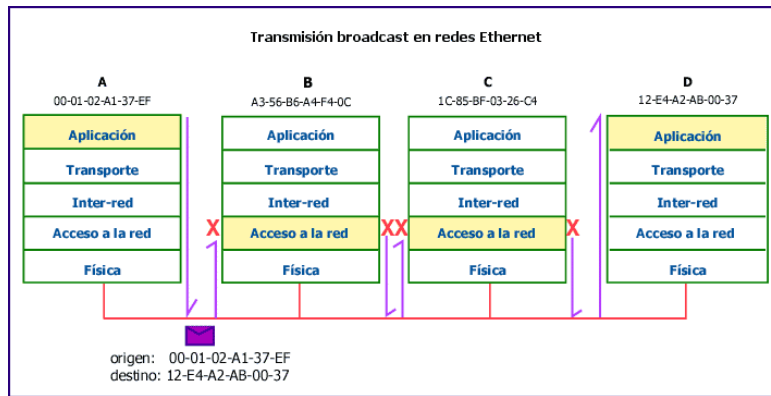


Figura 2. 27 Transmisión broadcast en Redes Ethernet

Tipo	Medio	Ancho de banda Máximo	Longitud máxima de segmento	Topología Física	Topología Lógica
10Base5	Coaxial Grueso	10 Mbps	500 m	Bus	Bus
10Base-T	UTP Cat 5	10 Mbps	100 m	Estrella; Estrella Extendida	Bus
10Base-FL	Fibra óptica multimodo	10 Mbps	2000 m	Estrella	Bus
100Base-TX	UTP Cat 5	100 Mbps	100 m	Estrella	Bus
100Base-FX	Fibra óptica multimodo	100 Mbps	2000 m	Estrella	Bus
1000Base-T	UTP Cat 5	1000 Mbps	100 m	Estrella	Bus

Figura 2. 28 Variedades de Red Ethernet⁵⁸

Formato de la Trama de Ethernet

Ethernet divide los datos en paquetes en un formato que es diferente al de los paquetes de otras redes: Ethernet divide las datos en tramas. Una trama es



⁵⁸ Fuente: El Autor

un paquete de información transmitido como una unidad. Una trama Ethernet puede tener entre 64 y 1.518bytes. Cada trama tiene información de control y tiene la misma estructura básica.

Tecnologías de alta Velocidad

El uso de tecnología de conexiones en red basadas en estándares conlleva una amplia variedad de garantías en cuanto a la adopción de la red inteligente. Permite que las empresas de servicios públicos combinen productos de diferentes proveedores y garantice la interoperatividad entre la tecnología de red y las opciones de la red de retorno.

Estandares IEEE a 10Mps

Las redes ethernet incluyen una variedad de alternativas de cableado y topologías. Existen cuatro topologías Ethernet de 10Mps:

- 10BaseT.
- 10Base2.
- 10Base5.
- 10BaseFL.
- 10Broad36.

Estándar 10base T

Es una red ethernet que generalmente se utiliza cable de par trenzado sin apantallar (UTP) para la conexión de equipos. Normalmente 10BaseT suele utilizar UTP, pero

también se puede utilizar cable de par trenzado apantallado (STP) sin cambiar ninguno de los parámetros de 10BaseT.

La mayoría de redes de este tipo están configuradas en forma de estrella, pero internamente utilizan un sistema de comunicación en bus como el de otras configuraciones ethernet. Normalmente, el hub de una red 10baseT sirve como un repetidor multipuerto y se suele situar en los racks dentro de un centro de cómputo de un edificio. Cada equipo está colocado en el extremo de un cable que está conectado al hub.

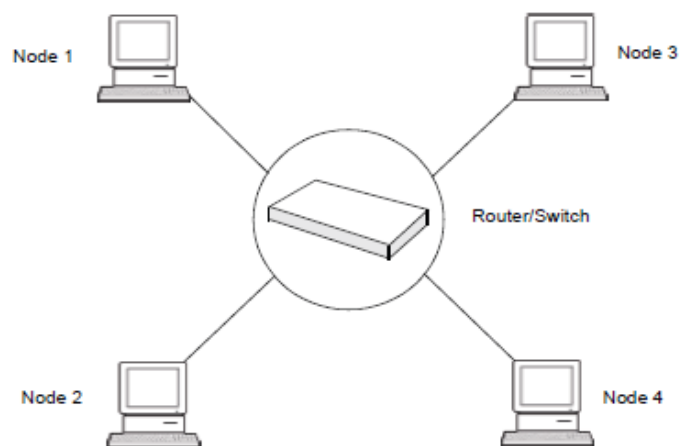


Figura 2. 29 Estándar 10BaseT

Cada equipo tiene dos pares de hilos; un par se utiliza para recibir datos y otro par se utiliza para transmitir datos.

La longitud máxima de un segmento 10BaseT es 100 metros. Se pueden utilizar repetidores para aumentar esta limitación. La longitud mínima del cable entre equipos es de 2,5 metros. Una LAN 10BaseT puede gestionar 1.024 equipos.

El cable UTP permite la transmisión de datos a 10 Mbps. Es fácil realizar cambios reemplazando un cable en el panel de conexiones. Un cambio en el panel de conexiones

no afectará a otros dispositivos de la red; esto difiere de una red con bus Ethernet tradicional.

Los hubs más recientes permiten la conexión a tipos de cable Ethernet fino y grueso. De esta forma, también es fácil convertir el cable Ethernet grueso a cable 10BaseT conectando un transceiver mini 10BaseT al puerto AUI de la tarjeta de red.

Resumen de las especificaciones de 10BaseT:

- **Cable:** UTP Categoría 3, 4 o 5.
- **Conectores:** RJ-45 al final del cable.
- **Transceiver:** Cada equipo necesita uno; algunas tarjetas lo tienen incorporado.
- **Distancia del transceiver al hub:** Máximo de 100 metros.
- **Troncales para los hubs:** Cable coaxial o de fibra óptica para unir grandes redes locales o para cargar con el tráfico entre redes más pequeñas.
- **Número total de equipos por LAN sin componentes de conectividad:** 1024 por especificación.

Estándar 10Base2

Otra topología es 10Base2, y se da este nombre a la especificación 802.3 de IEEE porque transmite a 10 Mbps en un hilo de banda base y puede llevar una señal hasta casi el doble de 100 metros (la distancia actual es de 185 metros).

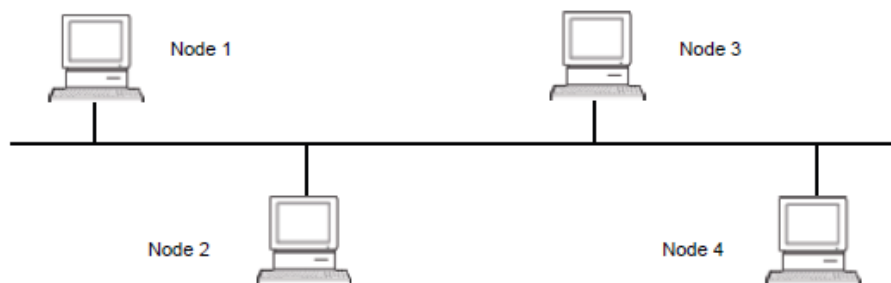


Figura 2. 30 Estándar 10Base2

Este tipo de red utiliza cable coaxial fino, que tiene un segmento de red máximo de 185 metros y una longitud mínima de 0,5 metros entre estaciones. También existe la limitación de hasta 30 equipos por segmento de 185 metros.

Entre los componentes del cableado con cable fino están:

- Conectores BNC.
- Conectores BNC T.
- Terminadores BNC.

El cableado con cable fino normalmente utiliza una topología de bus local. Los estándares de IEEE para cable fino no permiten la utilización de un cable transceiver del conector T del bus al equipo. En su lugar, se conecta directamente el conector T a la NIC.

Una red de cable fino es una forma económica de dar soporte a un departamento pequeño o a un grupo de trabajo. El cable que se utiliza para este tipo de redes es:

- Relativamente económico.
- Fácil de instalar.
- Fácil de configurar.

Una red de cable fino puede soportar hasta 30 nodos (equipos y repetidores) por segmento de cable, por la especificación 802.3.

Debido a que los límites de ethernet son demasiado estrictos para proyectos de cierta envergadura, se pueden utilizar repetidores para unir segmentos ethernet y ampliar la longitud total de la red a 925 metros.

Resumen de las especificaciones 10Base2

- **Longitud máxima del segmento:** 185 metros.
- **Conexión a la tarjeta de red:** Conector BNC T.
- **Segmentos y repetidores:** Se pueden unir cinco segmentos utilizando cuatro repetidores.
- **Equipos por segmento:** 30 equipos por segmento por especificación.
- **Segmentos que pueden tener equipos:** Se pueden utilizar equipos en tres de los cinco segmentos.
- **Longitud máxima total de la red:** 925 metros.

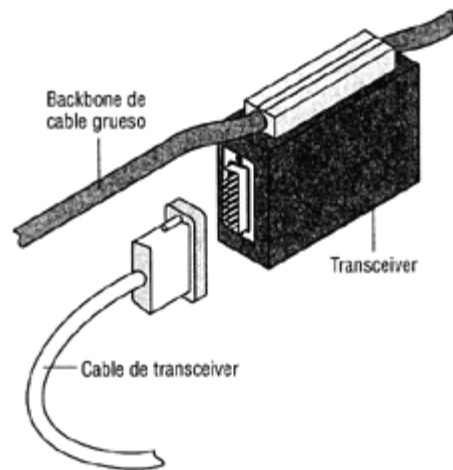
Estándar 10Base5

La especificación de IEEE para esta topología es de 10 Mbps y segmentos de 500 metros. También se denomina ethernet estándar.

Esta topología hace uso del cable coaxial grueso que utiliza una topología en bus y puede soportar hasta 100 nodos (estaciones, repetidores y demás) por segmento de troncal. La troncal, o segmento principal, es el cable principal desde el que se conectan los cables de los transceivers a las estaciones y repetidores.

Las distancias y tolerancias para cable grueso son mayores que las de cable fino: un segmento de cable grueso puede tener hasta 500 metros y una longitud máxima de la red de 2.500 metros.

Entre los componentes de un cableado con cable grueso se incluyen:



- **Transceivers.** Son dispositivos que pueden enviar y recibir, proporcionando comunicación entre el equipo y el cable principal de la LAN.
- **Cables de transceiver.** El cable que conecta el transceiver a la NIC.
- **Conectores DIX (o AUI).** Son los conectores del cable del transceiver.

AUI son unas siglas que significan Interfaz de conexión de unidad y es un conector de 15 pines (DB-15) que se suele utilizar para conectar una tarjeta de red a un cable Ethernet.

Resumen de las especificaciones 10base5

- **Longitud máxima del segmento:** 500 metros.
- **Transceivers:** Conectados al segmento (en la conexión).
- **Distancia máxima entre el equipo y el transceiver:** 50 metros.
- **Distancia mínima entre transceivers:** 2,5 metros.

- **Segmentos y repetidores:** Se pueden unir cinco segmentos utilizando cuatro repetidores.
- **Segmentos que pueden tener equipos:** Se pueden conectar equipos en tres de los cinco segmentos.
- **Longitud total máxima de los segmentos unidos:** 2.500 metros.
- **Número máximo de equipos por segmento:** 100 por especificación.

Combinación de cable grueso y cable fino

En redes de tamaño considerable es frecuente combinar cables ethernet grueso y fino. El cable grueso es bueno para troncales, mientras que el cable fino se suele utilizar para segmentos secundarios o ramas. Esto significa que el cable grueso es el cable que se suele utilizar para distancias largas. El cable grueso tiene un núcleo de cobre más grueso y puede, por tanto, llevar señales a una distancia mayor que el cable fino. El transceiver se conecta al cable grueso y el conector AUI del cable del transceiver se conecta a un repetidor. Las ramas de cable fino se conectan al repetidor y conectan los equipos a la red.

Estándar 10BaseFL

10 BaseFL (10 Mbps, banda base sobre cable de fibra óptica) es una red ethernet que utiliza cable de fibra óptica para conectar los equipos y los repetidores.

La principal razón para utilizar 10BaseFL es para trabajar con cables largos entre repetidores, como puede ser entre edificios.

- **Longitud máxima del segmento:** 2.000 metros.

- **Número máximo de nodos por segmento:** 2.
- **Atenuación máxima:** 3,75 dB/km para las transmisiones con una longitud de onda de 850 nm; 1,5 dB/km para transmisiones en 1300 nm.
- **Número máximo de segmentos:** 1.024.
- **Número máximo de segmentos con nodos:** 1.024.
- **Número máximo de concentradores (hub) encadenados:** 4.

Estándar 10Broad36

Este estándar soporta un ratio de transmisión de 10 Mb/s y utiliza un cable de banda ancha36, hace referencia a la distancia máxima en metros (3600) soportada entre dos estaciones. El cable de banda ancha usado con 10Broad36 es el mismo cable coaxial usado por el sistema de televisión por cable (CATV).

El sistema de cable de banda ancha soporta la transmisión de múltiples servicios sobre un sólo cable dividiendo cada banda por frecuencias separadas, asignando cada frecuencia a un servicio. Esta técnica es la utilizada en el sistema de transmisión de TV por cable donde cada canal usa una frecuencia distinta. Esta capacidad es la que permite a 10Broad36 compartir el cable con otro tipo de servicio como el vídeo.

Otra de las ventajas de 10Broad36 es que soporta distancias de transmisión de la señal mayores que otro tipo de señales de banda base sobre cable coaxial como 10Base5 y 10Base2. Un sólo segmento de 10Broad36 puede tener (1800 m) de longitud. Todas las redes basadas en 10Broad36 tienen que tener un terminador (head end). El terminador puede estar al final de un único segmento o al principio de múltiples segmentos. Si unimos varios segmentos podemos alcanzar una distancia total de 3600 m.

Conecta las estaciones de trabajo al cable central a través de conectores AUI y la distancia máxima a la Troncal es de 50 m. por lo que técnicamente es posible obtener una distancia máxima de 3700 m.

El sistema de transmisión en banda ancha se diferencia del sistema de transmisión en banda base en el flujo de transmisión de la señal. La señal en banda ancha viaja en un sólo sentido, el flujo es unidireccional al contrario que en la banda base que es bidireccional. Para que las señales alcancen todos los dispositivos en la red, debe haber dos caminos para el flujo de los datos. Esto puede lograrse a través de un solo "cable" o de una configuración de "*cable dual*".

- **En la configuración de un sólo cable**, la transmisión se produce sobre dos canales, cada uno con un rango de frecuencia distinto. Un canal se utiliza para transmitir la señal y otro para recibirla. Cuando la señal se transmite viaja hasta el terminador. El terminador incluye un conversor de frecuencia que cambia la frecuencia de la señal y la re-transmite en la dirección opuesta a lo largo del mismo cable. La señal se recibe entonces por todos los dispositivos en el cable.
- **En una configuración de cable dual**, cada estación se conecta a dos cables, uno de ellos se utiliza para transmitir y la señal llega hasta el terminador por donde continúa hasta el otro cable sin cambiar la frecuencia. La señal puede recibirse por todos los dispositivos a través de este segundo cable.

Cuando se introdujo 10Broad36 ofrecía la ventaja de soportar una mayor longitud de segmentos que 10Base5 y 10Base2. Pero esta ventaja disminuyó con la introducción de la fibra óptica y del estándar 10Base-F, ya que 10Broad36 no soporta el sistema de trabajo Full-duplex.

Características de 10Broad36:

- **Ratio de transmisión:** 10 Mb/s (no soporta full-duplex).
- **Tipo de cable:** coaxial 75 Ohmios (Cable banda ancha CATV).
- **Longitud máxima del segmento:** 1.800 metros.
- **Longitud máxima de múltiples segmentos:** 3.600 m.
- **Sistema de señal:** Frecuencia modulada (RF).

Los estándares IEEE a 100 Mbps

En la actualidad los estándares IEEE a 10 Mbps se están viendo rápidamente reemplazados por los estándares IEEE a 100 Mbps, que incluyen la posibilidad de atender a aplicaciones que requieren un ancho de banda elevado como:

- Diseño asistido por equipo (CAD).
- Fabricación asistida por equipo (CAM).
- Vídeo.
- Almacenamiento de imágenes y documentos.

Dos estándares Ethernet que se ajustan a estas nuevas demandas son:

- Ethernet 100BaseVG-AnyLAN.
- Ethernet 100BaseX (Fast Ethernet).

Tanto Ethernet 100BaseVG-AnyLAN como Fast Ethernet son entre 5 y 10 veces más rápidos que las Ethernet estándar. Además, son bastante compatibles con el cableado de 10Base T. Esto significa permitir actualizaciones *plug and play* a instalaciones 10BaseT existentes.

Estándar 100VG-AnyLAN

Es una tecnología de red emergente que combina elementos de las arquitecturas Ethernet y Token Ring. Originalmente fue desarrollada por Hewlett-Packard, y ahora está siendo refinada y comprobada por el comité 802.12 de la IEEE. La especificación 802.12 es un estándar para la transmisión de tramas Ethernet 802.3 y paquetes Token Ring 802.5.

A esta tecnología se la conoce con cualquiera de los nombres siguientes y todos se refieren al mismo tipo de red:

- 100VG-AnyLAN.
- 100Base VG.
- VG
- AnyLAN

Especificaciones

Algunas de las especificaciones actuales de la 100VG-AnyLAN incluyen:

- Una tasa mínima de 100 Mbps.
- La posibilidad de soportar topologías en estrella en cascada con cables de par trenzado de Categoría 3, 4 y 5 y con fibra óptica.
- El método de acceso de prioridad de demandas que permita dos niveles de prioridad (alta y baja).
- La posibilidad de permitir una opción de filtrado de tramas en hub para aumentar la privacidad.
- Soporte para tramas Ethernet y paquetes Token Ring.

Topología

Una red 100VG-AnyLAN está construida en una topología en estrella en la que todos los equipos están conectados a un hub y estos a un hub central. Si añadimos hubs procedente al hub central podemos ampliar la red. Los hubs procedentes actúan como equipos para los hubs centrales. Los hubs antecesor controlan la transmisión de los equipos conectados a sus procedentes.

Consideraciones

Esta topología requiere sus propios hubs y sus propias tarjetas. Además, las longitudes de los cables 100BaseVG están limitadas respecto a 10BaseVG y otras implementaciones de ethernet. La longitud máxima de cable desde el hub 100BaseVG a un equipo no puede superar los 250 metros. Si queremos aumentar este límite necesitamos un equipamiento especial que se utiliza para aumentar el tamaño de una LAN. Estos límites de longitud de cable se traducen en que 100BaseVG necesita más armarios de conexiones que 10BaseVG.

Estándar Ethernet 100BaseX

Este estándar, denominado Fast Ethernet utiliza cable UTP de Categoría 5 y maneja CSMA/CD en una topología de bus en estrella, similar a 10BaseT, donde todos los cables están conectados a un hub.

Especificaciones del medio

Tabla 2. 9 Especificaciones del medio 100BaseX⁵⁹

Especificaciones del medio 100Basex		
Valor	Representa	Significado actual
100	Velocidad de Transmisión	100 Mbps
Base	Tipo de señal	Banda base
T4	Tipo de cable	Indica que se trata de cable de par trenzado utilizando cuatro pares de los utilizados en transmisión telefónica
TX	Tipo de cable	Indica que se trata de cable de par trenzado utilizando dos pares de los utilizados en transmisión de datos
FX	Tipo de cable	Indica que se trata de un enlace de fibra óptica que utiliza un cable de fibra óptica de dos hilos de fibra

100BaseX incorpora tres especificaciones para el medio:

- 100BaseT4 (UTP de Categoría 3, 4, o 5 de 4 pares).
- 100BaseTX (UTP de Categoría 5 de 2 pares o STP).
- 100BaseFX (cable de fibra óptica de dos hilos)

⁵⁹ Fuente: El Autor

Consideraciones de rendimiento

La arquitectura Ethernet puede utilizar varios protocolos de comunicación y puede conectar entornos de computación diversos como NetWare, UNIX, Windows y Macintosh.

Segmentación

Se puede aumentar el rendimiento de Ethernet dividiendo un segmento con muchas conexiones en dos segmentos con menos conexiones.

2.4.10 Diferencias entre el Standard Ethernet y IEEE 802.3

Si bien IEEE 802.3 y Ethernet son similares, no son idénticos. Las diferencias entre ellos son lo suficientemente significantes como para hacerlos incompatibles entre sí.

Todas las versiones de Ethernet son similares en que comparten la misma arquitectura de acceso al medio múltiple con detección de errores, CSMA/CD (carrier sense múltiple access with collision detection). Sin embargo, el estándar IEEE 802.3 ha evolucionado en el tiempo de forma que ahora soporta múltiples medios en la capa física, incluyendo cable coaxial de 50 Ω y 75 Ω , cable par trenzado sin blindaje (Unshielded Twisted Pair o UTP), cable par trenzado con blindaje (Shielded Twisted Pair o STP) y fibra óptica. Otras diferencias entre los dos incluyen la velocidad de transmisión, el método de señalamiento y la longitud máxima del cableado.

Formato de la trama, La diferencia más significativa entre la tecnología Ethernet original y el estándar IEEE 802.3 es la diferencia entre los formatos de sus tramas. Esta diferencia es lo suficientemente significativa como para hacer a las dos versiones incompatibles.

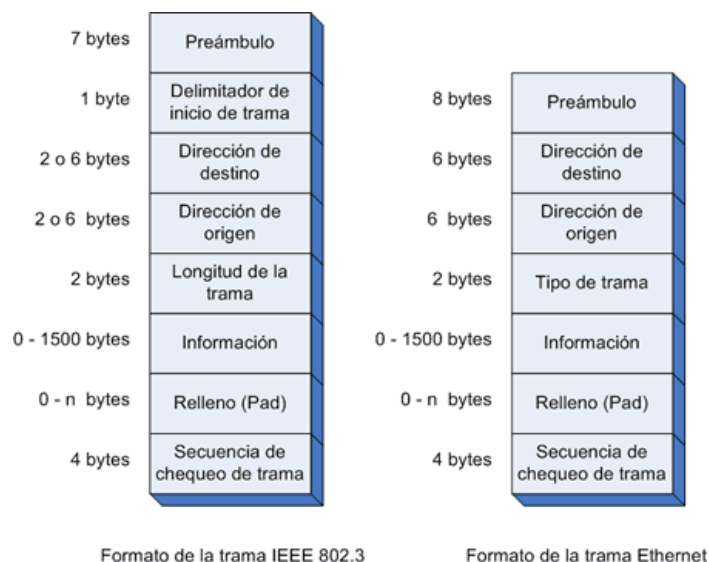


Figura 2. 31 Diferencias entre formato de Trama IEEE 802.3 y Trama Ethernet

Una de las diferencias entre el formato de las dos tramas está en el preámbulo. El propósito del preámbulo es anunciar la trama y permitir a todos los receptores en la red sincronizarse a sí mismos a la trama entrante. *El preámbulo en Ethernet tiene una longitud de 8 bytes pero en IEEE 802.3 la longitud del mismo es de 7 bytes, en este último el octavo byte se convierte en el comienzo del delimitador de la trama.*

La segunda diferencia entre el formato de las tramas es en el *campo tipo* de trama que se encuentra en la trama Ethernet. Un *campo tipo* es usado para especificar al protocolo que es transportado en la trama. Esto posibilita que muchos protocolos puedan ser transportados en la trama. El campo tipo fue remplazado en el estándar IEEE 802.3 por un campo longitud de trama, el cual es utilizado para indicar el número de bytes que se encuentran en el campo datos.

La tercera diferencia entre los formatos de ambas tramas se encuentra en los campos de dirección, tanto de destino como de origen. Mientras que el formato de IEEE 802.3

permite el uso tanto de direcciones de 2 como de 6 bytes, el estándar Ethernet permite solo direcciones de 6 bytes.

El formato de trama que predomina actualmente en los ambientes Ethernet es el de IEEE 802.3, pero la tecnología de red continua siendo referenciada como Ethernet.

2.4.11 Teoría de la comunicación

A continuación una descripción de los tipos de redes y la clasificación de topologías de redes que se puede construir. Se detalla sus características que intervienen en este tipo de topologías, su alcance (área de cobertura) y rendimiento.

Se realiza una descripción del modelo de referencia OSI que interviene en el proceso de construcción y es de vital importancia para la conexión y recepción de datos.

Clasificación de Redes

Las redes pueden clasificarse según la extensión que abarca.

Cada uno de los tipos requiere de tecnologías y topologías específicas.

Se distinguen en general tres categorías:

Redes LAN Son las que no exceden de 1Km de extensión.

Redes MAN (Metropolitan Area Network) hasta 10Km, es decir distintos puntos dentro de una misma ciudad.

Redes WAN (Wide Area Network) más de 10Km. Distintas ciudades dentro del mismo país o distintos países.

Clasificación por área de cobertura

LAN

Es un conjunto de equipos que pertenecen a la misma organización y están conectados dentro de un área geográfica pequeña mediante una red, generalmente con la misma tecnología.

Una red de área local es una red que la velocidad de transferencia de datos que puede alcanzar hasta 10Mbps (Mega bytes por segundo).

MAN

Conecta diversas LAN cercanas geográficamente. Una MAN permite que dos nodos remotos se comuniquen como si fueran parte de la misma red de área local.

WAN

Una WAN (red de área extensa) conecta múltiples LAN entre sí a través de grandes distancias geográficas.

La WAN funciona con routers que pueden elegir el camino más apropiado para que los datos lleguen a un nodo de la red.

Clasificación por método de comunicación

Las Redes pueden utilizar dos métodos de comunicación que las diferencia en:

Redes de Broadcast: Todas las máquinas comparten un único medio de transmisión.

Redes Punto a Punto: Existen conexiones individuales entre pares de máquinas.

2.4.12 El Modelo de Referencia OSI

El modelo de referencia OSI permite que los usuarios vean las funciones de red que se producen en cada capa. El modelo de referencia OSI es un marco que se puede utilizar para comprender como viaja la información a través de una red. Además, el modelo de referencia puede ser utilizado para visualizar como la información o los paquetes de datos viajan desde los programas de aplicación a través de un medio de red, hasta otro programa de aplicación ubicado en otro computador de la red, aun cuando el transmisor y el receptor tengan distintos tipos de medios de red.

Es un modelo de siete capas que a cada capa se le asigna una función específica y las mismas se aplican desde la inferior a la superior de forma que cada una depende de la inmediata inferior para su funcionamiento. Esta división de las funciones de networking se denomina *división en capas*. Si la red se divide en estas siete capas, se obtiene las siguientes ventajas:

- Divide la comunicación de red en partes más pequeñas y sencillas.
- Normaliza los componentes de red para permitir el desarrollo y soporte de los productos de diferentes fabricantes.
- Permite a los distintos tipos de hardware y software de red comunicarse entre si.
- Impide que los cambios en una capa puedan afectar las demás capas, para que se puedan desarrollar con más rapidez.

Las siete capas del modelo OSI

Las siete capas del modelo de referencia OSI son:

7	Nivel de Aplicación
6	Nivel de presentación
5	Nivel de sesión
4	Nivel de Transporte
3	Nivel de red
2	Nivel de enlace de datos
1	Nivel físico

Figura 2. 32 Modelo de referencia OSI⁶⁰

Capa 7: Capa de aplicación

Es la capa del modelo OSI más cercana al usuario; suministra servicios de red a las aplicaciones del usuario. Difiere de las demás capas debido a que no proporciona servicios a ninguna otra capa OSI, sino solamente a aplicaciones que se encuentran fuera del modelo OSI. Algunos ejemplos de aplicaciones son los programas de hoja de cálculo, de procesamiento de texto.

Capa 6: Capa de presentación

La capa de presentación garantiza que la información que envía la capa de aplicación de un sistema pueda ser leída por la capa de aplicación de otro.

Capa 5: Capa de sesión

La capa de sesión establece, administra y finaliza las sesiones entre dos host que se están comunicando. Sincroniza el dialogo entre las capas de presentación de los dos hosts y administra su intercambio de datos. Además la capa de sesión ofrece disposiciones para una eficiente transferencia de datos, clase de servicio y un registro de excepciones acerca de los problemas de la capa de sesión, presentación y aplicación.

⁶⁰ **Fuente:** El Autor

Capa 4: Capa de transporte

La capa de transporte segmenta los datos originados en el host emisor y los reensambla en una corriente de datos dentro del sistema del host receptor.

La capa de transporte intenta suministrar un servicio de transporte de datos que aísla las capas superiores de los detalles de implementación de transporte. La confiabilidad del transporte entre dos host es responsabilidad de la capa de transporte.

Capa 3: Capa de red

La capa de red es una capa compleja que proporciona conectividad y selección de ruta entre dos sistemas de host que pueden ser ubicados en redes geográficamente distintas.

Capa 2: Capa de enlace de datos

Proporciona tránsito de datos confiables a través de un enlace físico. La capa de enlace de datos se ocupa del direccionamiento físico.

Capa 1: Capa física

Define las especificaciones eléctricas, mecánicas, de procedimiento y funcionales para activar, mantener y desactivar el enlace físico entre sistemas finales.

2.4.13 Topologías de Redes**Topologías Físicas**

Es la conexión real del cableado entre los dispositivos.

Estrella: Las terminales se conectan directamente a un dispositivo central.

Anillo: El cable de interconexión recorre uno a uno las terminales cerrándose en un lazo.

Bus: Un único cable recorre todas las terminales desde un extremo a otro.

Árbol: Partiendo de un dispositivo central los equipos se van ramificando.

Tipología Lógica

Se refiere al comportamiento de los datos en la red independiente de la conexión física.

Por ejemplo: una red ethernet que utiliza cable UTP y se conecta en estrella a un hub en realidad se comporta lógicamente como un bus.

Repetidores

Cuando las señales viajan través de un cable, se degradan y se distorsionan en un proceso denominado atenuación. Si un cable es bastante largo, la atenuación provocara finalmente que una señal sea prácticamente irreconocible. La instalación de un repetidor permite a las señales viajar sobre distancias más largas.

Un repetidor funciona en el nivel físico del modelo de referencia OSI para regenerar las señales de la red y reenviarla a otros segmentos.

Bridges

Un bridge puede unir segmentos o grupos de trabajo LAN. Además puede dividir una red para aislar el tráfico o los problemas.

Los bridges trabajan a nivel de enlace de datos del modelo de referencia OSI y, por tanto, toda la información de los niveles superiores no está disponible para ellos.

Routers

Los routers trabajan en el nivel de red del modelo de referencia OSI. Esto significa que pueden conmutar y encaminar paquetes a través de múltiples redes. Realizan esto intercambiando información específica de protocolos entre las diferentes redes. Los routers leen en el paquete; la información de direccionamiento de las redes complejas teniendo acceso a información adicional, puesto que trabajan a un nivel superior del modelo OSI en comparación con los bridges.

La utilización de este dispositivo nos permite la conformación de la red y establecer la conexión con el servidor. La PC sirve como servidor para recolección de información y datos enviados desde el contador de energía eléctrica.

2.4.14 Medios de Transmisión

El cableado es el medio a través del cual fluye la información de la red. Una red puede utilizar uno más tipos de cable, aunque el tipo de cable utilizado siempre estará sujeto a la topología de la red, el tipo de red que utiliza y el tamaño de esta.

Tipos de Cables Utilizados en Redes LAN:

- Cable de par trenzado sin apantallar/UTP Unshielded Twisted Pair.
- Cable de par trenzado apantallado /STP Shielded Twisted Pair.
- Cable Coaxial.
- Cable de Fibra Óptica.
- LAN's sin cableado.

Categorías UTP

Tabla 2. 10 Categorías UTP⁶¹

Tipo	Uso
Categoría 1	Voz(Cable de teléfono)
Categoría 2	Datos a 4 Mbps(LocalTalk)
Categoría 3	Datos a 10 Mbps(Ethernet)
Categoría 4	Datos a 20Mbps/16 Mbps Token Ring
Categoría 5	Datos a 100 Mbps (Fast Ethernet)

Conector UTP

El estándar para conectores de cable UTP es el RJ45. Se trata de un conector de plástico similar al conector de cable telefónico las siglas RJ se refiere al estándar Registered Jack.

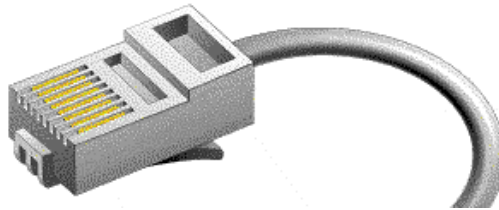
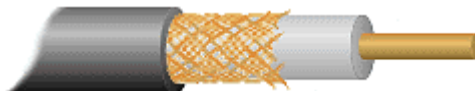


Figura 2. 33 RJ45

Cable Coaxial

El cable coaxial contiene un cable de cobre en su interior envuelto alrededor por un aislante que separa el apantallamiento metálico con forma de rejilla que aísla el cable de posibles interferencias externas.



⁶¹ Fuente: El Autor

Figura 2. 34 Cable Coaxial

Conector para Cable Coaxial

El más utilizado es el conector BNC (Bayone-Neill-Concelman), que pueden ser de tres tipos: normal, terminadores y conectores en T.

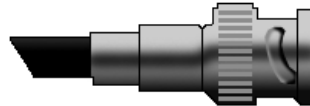


Figura 2. 35 Conector para cable coaxial

Cable de Fibra Óptica

El cable de fibra óptica consiste en un centro de cristal rodeado de varias capas de material protector. Lo que se transmite no son señales eléctricas sino luz con lo que se elimina el problema de las interferencias. Se utiliza mucho en la conexión de redes entre edificios debido a su inmunidad a la humedad y a la explosión solar.

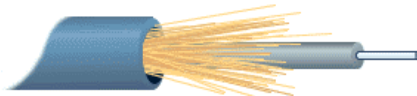


Figura 2. 36 Cable de Fibra Óptica

Conectores para Fibra Óptica

Conector ST tiene la apariencia a los conectores BNC.

Resumen de tipos de cables empleados

Tipos de cables más utilizados en la transmisión de datos, que corresponden a las especificaciones de distancias máximas que está permitido extender su longitud según normas.

Tabla 2. 11⁶²

Especificación	Tipo de Cable	Longitud Máxima
10BaseT	UTP	100 m
10Base2	Thin Coaxial	185 m
10Base5	Thick Coaxial	500 m
10baseF	Fibra Óptica	2000 m

Par Trenzado

Diámetro 1mm.

El ancho de banda depende del grosor y de la distancia.

Velocidad: 10-100 Mbps.

Categorías del cable par trenzado:

STP (apantallado) 2 pares de hilo, recubierto por malla.

UTP (no apantallado) 4 pares de hilos.

Categoría 5 retorcido y mejor aislante (teflón), alcanza 100Mbps.

Cable coaxial

Están diferenciados por dos tipos de impedancia:

- 75 ohmios: banda ancha, utilizado en TV, distintos canales, 300MHz.

⁶² Fuente: El Autor

- 50 ohmios: banda base, utilizado en Ethernet, un canal.

10Base5: coaxial grueso, 500 metros, 10Mbps

10Base2: coaxial fino, 185 metros, 10Mbps

Fibra Óptica, Es un filamento de vidrio sumamente delgado y flexible (entre 2 y 125um), transporta rayos de luz. El material con que está construido puede ser plástico, vidrio silicio. Existen dos tipos: monomodo y multimodo.

Las fibras ópticas poseen capacidades de transmisión enormes, del orden de miles de millones de bits por segundo. Se utiliza varias clases de vidrios para su construcción.

Tecnología

El espectro de la frecuencia electromagnética total se extiende de las frecuencias subsónicas a los rayos cósmicos.

El espectro de frecuencia de luz se puede dividir en tres zonas generales:

- Infrarroja
- Visible
- Ultravioleta

Sistemas de comunicación de fibra óptica

Los bloques principales de un enlace de comunicación de fibra óptica son:

- Transmisor.

- Receptor.
- Guía de fibra.

La topología típica es el anillo.

Alcanza un ancho de banda de 30000GHz.

Necesita repetidores cada 30Km.

2.4.15 Norma

Publicación nacional o internacional en donde se unifican los parámetros a los cuales deben ajustarse los productos, procesos o servicios.

Norma internacional:

ISO (*International Standards Organization*). Genera normas para todas las áreas.

IEC (*International Electrotechnical Commission*). Elabora normas para el área eléctrica.

ITU (*International Telecommunication Union*). Adopta normas que regulan el uso del espectro radioeléctrico.

Normas IEC 62052

Se aplica a medidores electromecánicos o electrónicos para aplicaciones de interior e intemperie que consiste de un elemento de medición y registro adjunto en una caja del medidor. También se aplica a indicador de funcionamiento y salida de la prueba. Si el medidor tiene un elemento de medición de más de un tipo de energía o cuando se trata de otros elementos funcionales, tales como indicadores de demanda máxima, registros electrónicos arancelarios, interruptores horarios, los receptores de control remoto, interfaces de comunicación de datos, etc. Se incluye en la caja del medidor.

No se aplica a:

- a) Medidores portátiles.
- b) Las interfaces de datos para el registro del medidor.
- c) Metros de referencia.

Para medidores montados en Rack, las propiedades mecánicas no están incluidas en esta norma.

La norma IEC 61970 describe la planificación y la operación de la red interconectada de transmisión con el fin de equilibrar la oferta, la carga, el intercambio y las pérdidas.

El estándar IEEE 802.X

Los dos niveles del modelo OSI están relacionados con el hardware: la tarjeta de red y el cableado de la red. Para avanzar más en el refinamiento de los requerimientos de hardware que operan dentro de estos niveles, IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) ha desarrollado mejoras específicas para diferentes tarjetas de red y cableado.

El modelo del proyecto 802

Las especificaciones 802 definen estándares para:

- Tarjetas de red NIC.
- Componentes de red de área global WAN (Wide Area Networks).
- Componentes utilizadas para crear redes de cable coaxial y de par trenzado.

Las especificaciones 802 definen la forma en que las tarjetas de red acceden y transfieren datos sobre el medio físico. Éstas incluyen conexión, mantenimiento y desconexión de dispositivos de red.

La selección del protocolo a ejecutar en el nivel de enlace de datos es la decisión más importante que debe ser tomada cuando se diseña una red de área local (LAN). Este protocolo define la velocidad de la red, el método utilizado para acceder a la red física, los tipos de cables que se pueden utilizar y las tarjetas de red y dispositivos que se instalan.

Categorías de IEEE 802

Los estándares de redes de área local se clasifican en 16 categorías que se pueden identificar por su número acompañado del 802.

Tabla 2. 12 Clasificación del estándar IEEE⁶³

Especificacion	Descripcion
802.1	Establece los estandares de interconexion relacionados con la gestion de redes.
802.2	Define el estandar general para el nivel de enlace de datos. El IEEE divide este nivel en dos subniveles: los niveles LLC y MAC. El nivel MAC varia en funcion de los diferentes tipos de red y està definido por el estàndar IEEE 802.3.
802.3	Define el MAC para redes de bus que utilizan Acceso múltiple por detección de portadora con detección de colisiones (CSMA/CD, <i>Carrier-Sense Multiple Access with Collision Detection</i>). Èste es en estàndar Ethernet.
802.4	Define el nivel MAC para redes de bus que utilizan un mecanismo de paso de testigo (red de àrea local Token Ring).
802.5	Define el nivel MAC para redes Token Ring (red de àrea local Token Ring).
802.6	Establece estàndares para redes de àrea metropolitana (MAN, Metropolitan Area Networks), que son redes de datos diseñadas para poblaciones o ciudades. En tÈrminos de extensión geogràfica, las redes de àrea metropolitana (MAN) son màs grandes que las redes de àrea local (LAN), pero màs pequeñas que las redes de àrea global (WAN). Las redes de àrea metropolitana (MAN) se caracterizan, normalmente, por conexiones de muy alta velocidad utilizando cables de fibra òptica u otro medio digital.
802.7	Utilizada por el grupo asesor tècnico de banda ancha (Broadband Technical Advisory Group).
802.8	Utilizada por el grupo asesor tècnico de fibra òptica (Fiber Optic Technical Advisory Group).
802.9	Define las redes integradas de voz y datos.
802.10	Define la seguridad de las redes
802.11	BroadBand Wireless Access

⁶³ Fuente: El Autor

CAPÍTULO III

PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

En el capítulo III, se describe las características técnicas de los equipos, detalle de contadores de energía convencionales y comparación de características adicionales que poseen los contadores inteligentes. Funciones del software de gestión energética.

Métodos de ensayo de contadores de medida y análisis de la confiabilidad de la transmisión y recepción de datos a distancia.

3.1 ESTUDIO DE HARDWARE Y SOFTWARE

El modelo de sistema de medición inteligente establece la integración de equipos, dispositivos electrónicos y de comunicación para la recepción de datos y monitoreo de parámetros eléctricos como son voltaje, corriente y potencia activa. En una infraestructura descentralizada que permitirá a la empresa distribuidora optimizar y planificar el uso eficiente de la energía eléctrica.

La estructura distribuida comprende el acoplamiento de equipos de comunicación en subestaciones de distribución de energía.

Los equipos para protección, monitoreo y medida se describe a continuación:

3.1.1 Subestación

- Control de la subestación.
- Control de bahías y alimentadores.
- Control de secuencia.

- Sincronización de reloj.
- Protección de bahías y alimentadores.
- Medición de parámetros de calidad.
- Medición de parámetros electricos.

En un sistema de automatización inteligente se integra:

- Relés digitales de protección.
- Sistema de supervisión y control.
- Adquisición de datos de campo con la adaptación de equipos existentes.
- Equipos de Comunicación.

Para la disposición del sistema se detalla a continuación las configuraciones utilizadas:

- Control convencional: Centralizado, distribuido.
- Control digital: Centralizado, Distribuido.
- Control coordinado.
- Control integrado.

Comunicaciones

- Redes de área local.
- Protocolos de comunicación.

- Medios de comunicación.
- Cableado estructurado.

Niveles de Control

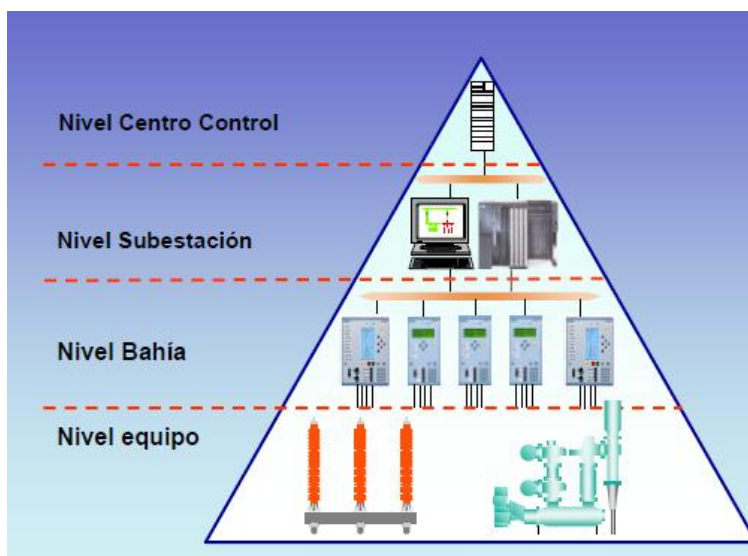


Figura 3.1 Niveles de Control⁶⁴

3.1.2 Arquitectura de un sistema de subestación actual

El conjunto de equipos primarios de la subestación (interruptores, transformadores) y sus elementos de interface con el sistema secundario de protección, control y automatización (transformadores de medida, bobinas de accionamiento) se representan como Nivel 0.

El sistema de protección, control y automatización está representado en dos niveles el Nivel 1 a los equipos denominados de posición, los cuales están conectados directamente al Nivel 0 y realizan funciones de protección, de control y de adquisición de datos, de medida, de lógica programable, de calidad de servicio y de monitorización.

⁶⁴ Fuente: GERS, Juan M., *Guías para la Implementación de Sistemas Automatizados*

El Nivel 2 corresponde a los equipos centrales del sistema que se comunica de forma digital con los equipos de posición y realizan las funciones globales del sistema tales como: automatismos, operación local, registro globalizado de sucesos, informes de falla y de incidencia. También constituye el enlace con los centros de control y de gestión de la compañía eléctrica, representados como Nivel 3.

Subsistema de subestación

El sistema de comunicaciones es de gran importancia en esta arquitectura jerarquizada que enlaza los equipos del Nivel 1 y de Nivel 2. Es el soporte de la arquitectura distribuida de funciones y prestaciones (fiabilidad, velocidad y funciones soportadas), que condicionan y determinan el funcionamiento del sistema completo.

Las soluciones actuales de comunicación es serie, asincrónica y se utiliza protocolos multipunto. La velocidad de comunicación es típicamente 19200 baudios o superior. A nivel físico se emplea fibra óptica de plástico (1mm) o de cristal 62.5/125.

La estructura de la red puede ser en forma de árbol basada en concentradores o en anillo.

3.1.3 Arquitectura de un sistema de subestación automático

Los principales requisitos para la comunicación en subestaciones son:

- Acceso a datos.
- Control remoto.
- Comunicación entre pares “peer to peer”.
- Reportes automatizados.

- Eventos de la subestación.
- Gestión de la red.
- Arquitectura independiente de la topología y del medio/Respuesta rápida.
- Expansible /fácil de mantener.

Múltiples compañías y fabricantes han colaborado en diferentes fases del proyecto de una arquitectura de red eléctrica inteligente, estableciendo modelos de datos, definiendo las diferentes capas de la arquitectura de comunicación a emplear, realizando prototipos y ensayos de interoperabilidad entre equipos así como herramientas genéricas de visualización y monitorización.

Los resultados de estos esfuerzos se han plasmado en la definición de una solución consensuada que responde a los requisitos planteados y permite el diseño de nuevas generaciones de sistemas de automatización para subestaciones eléctricas.

Sus principales novedades son:

- Todos los equipos están conectados en red.
- Las redes locales de las instalaciones son conectables a la red corporativa.
- Tecnología de comunicaciones de “uso generalizado”:

Ethernet, TCP/IP, MMS.

- Capacidades de envío de señales rápidas a nivel de subestación.
- Modelos de datos definidos para la interoperabilidad.

Todos los objetos de la subestación tienen su modelo.

Todos los equipos declaran los datos disponibles.

Todos los equipos pueden acceder a los datos de los demás.

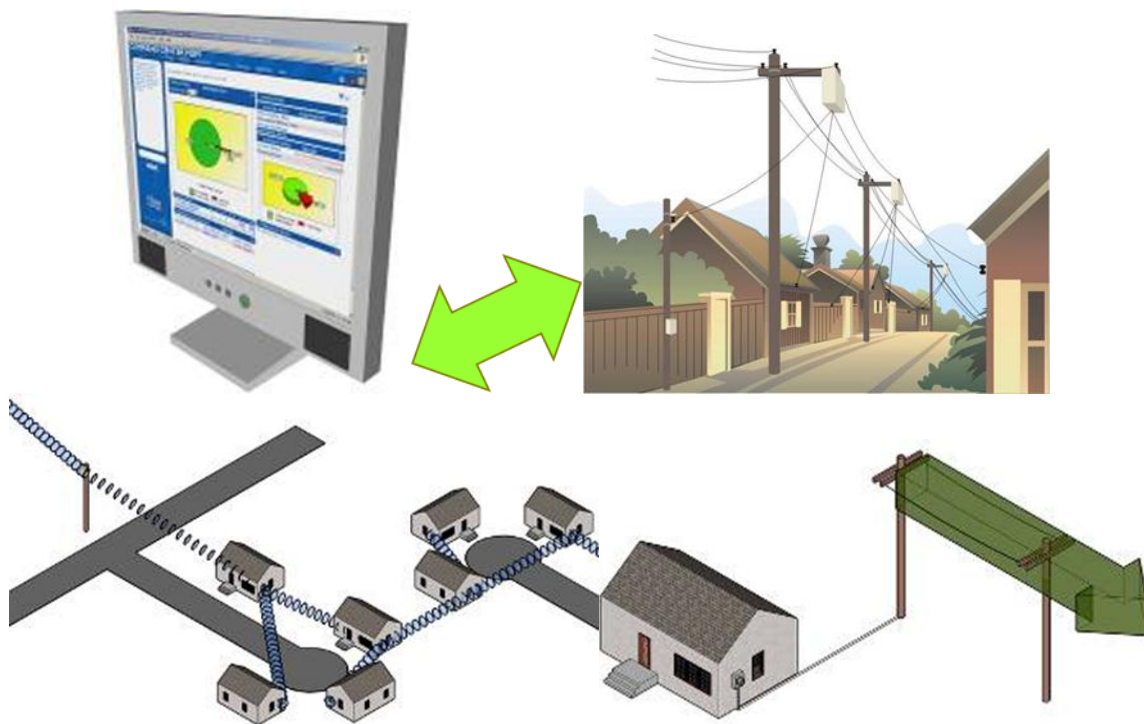


Figura 3. 2 Estructura de medición residencial⁶⁵

En la estructura de medición de energía eléctrica, uno de los dispositivos es el contador de energía ubicado cerca del punto de consumo. A continuación se describe sus características principales que deben cumplir para contabilizar la energía consumida:

- a) **Tecnológicas**, pudiendo ser contadores electromecánicos o electrónicos (contadores de estado sólido).
- b) **Funcionales** como monofásicos o trifásicos.

⁶⁵ **Fuente:** Electroecuatoriana

- c) **Energéticas** como contadores de potencia activa y/o contadores de potencia reactiva.
- d) **Operativas** como dispositivos de tipo registrador o programables que permiten la telegestión.

Los equipos tipo registrador pueden ser de las dos tecnologías:

- *Electromecánicos* que permiten medir solamente un tipo de energía, kWh acumulados, no poseen discriminación tarifaria siendo los contadores estándares electromecánicos de inducción.
- *Electrónicos, Automatic Meter Reading (AMR)*, permiten medir solo energía acumulada, registran la medida de energía total mensual o por intervalos de tiempo predefinidos.

Los equipos que se requiere para realizar una medición automatizada son de tipo electrónico. Programables por intervalos de tiempo para medición mensual que a continuación se resalta sus características:

- *Advanced Meter Infrastructure (AMI)*, estos equipos permiten la lectura del consumo de la energía acumulada o de la potencia instantánea, admiten opciones de precios diferenciados por tipo de medida y registros de la demanda, o programación de intervalos de “carga” previamente acordados con cada cliente. Permiten comunicación en red con la oficina de gestión de red.
- *Smart Meters*, Suministra al consumidor información y control. Incluye medidores con una interfaz activa y un sistema de gestión de datos. Habilita la presentación de servicios como información bidireccional y permite interactuar con los sistemas de la empresa de distribución.

3.1.4 Software

El software registra los eventos de la red de distribución eléctrica. Permite rastrear condiciones de potencia en tiempo real y realizar la supervisión remota de los equipos de medición de la red eléctrica.

Estimación de la demanda

Utiliza pronósticos de la corriente de carga, la carga histórica, datos sobre precios para desarrollar estimaciones precisas.

Mejora la precisión, como lo es el comportamiento del cliente y el conocimiento de respuesta se recoge en el tiempo.

Funciones

- Adquisición de datos automáticamente.
- Visualización Online de los parámetros de los dispositivos.
- Visualización de gráficos en Tiempo Real.
- Datos históricos (Microsoft Excel).
- Reportes.
- Comunicación TCP/IP, Serial.
- Microsoft SQL.

Medición y Verificación

Esta función calcula perfiles de carga de una base de clientes de acuerdo a los términos contractuales y verifica las reducciones y/o cambios en la carga para propósitos de gestión de carga.

Informes y Análisis

Los reportes y la función de análisis proporcionan información resumida sobre la base del programa o el tiempo.

Valida la efectividad económica de las ofertas de respuesta a la demanda.

Tiene en cuenta los costos de oportunidad de los eventos contractuales para establecer un umbral de ahorro.

3.1.5 Descripción de equipos que conforman una red eléctrica inteligente

El concepto de telegestión y medición remota para clientes residenciales se muestra en el siguiente gráfico:

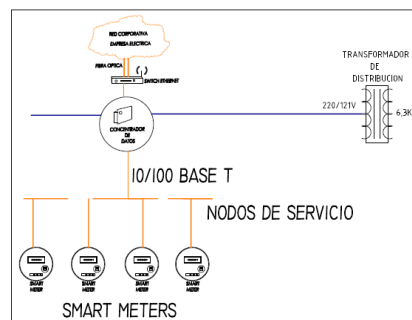


Figura 3. 3 AMI (Infraestructura avanzada de Medidores Inteligentes)⁶⁶

⁶⁶ Fuente: El Autor

HAN (Home Area Networks)

En el lado del cliente:

- Equipo de medición (Contador digital).

NAN (Neighborhood Area Networks)

Para el propósito de recolección de información y finalmente las redes de área extendida

WANs

- Medios de Comunicación (Concentrador).
- Servidor (Centro de Control).

En el caso de las NANs y la interconexión de los contadores inteligentes, la tecnología PLC o Radio frecuencia es utilizada en la actualidad como medio de transmisión y recepción de datos.

Para las capas físicas y nivel de enlace de datos:

Se considera que los paquetes de datos son IP, de manera que la red esté habilitada para interconectarse con otras redes IP y ésta provea soporte a las aplicaciones estándar desarrolladas sobre la pila de protocolos TCP/IP.

Medidor Inteligente

La línea de medidores inteligentes ofrece soluciones tecnológicas innovadoras y flexibles que cubre las necesidades básicas de medición de los contadores electrónicos. Proporciona soluciones de medición avanzada altamente funcional, como monitoreo en tiempo real.



Figura 3. 4 Medidor Inteligente

El equipo está destinado a la medida de la energía del cliente con posibilidad de telegestión, es decir comunicación remota para funciones de lectura, gestión de energía a través de un módulo PLC integrado en el equipo.

Puertos de comunicación

El equipo dispone siempre de un puerto óptico de comunicaciones. Además puede disponer de puerto PLC (Power Line Communications) basado en la especificación PRIME en la banda utilizada para empresas distribuidoras. Para todo ello el puerto es el mismo.

Elemento de corte y reconexión

El equipo dispone de un relé interno para funciones de conexión y reconexión.

Sistema de Gestión de Pérdidas y Medición

Otro de los sistemas que en la actualidad se utilizan para el control de “perdidas comerciales” es el sistema basado en tecnología RF que a continuación se describe sus principales componentes que forman parte de la medición del consumo y adquisición de datos.

Concentrador Primario

Extienden la señal, se utilizan o residen en los postes, en los transformadores para realizar el enlace entre los medidores de consumo y el software de gestión de aplicación de red.

Permiten que las empresas de energía, extiendan el alcance de la red para llegar a más clientes de manera rentable.

Las empresas distribuidoras de energía pueden implementar repetidores en postes de luz de alumbrado público, paredes y dentro de domicilios montados sobre placas. El repetidor subterráneo ofrece un recinto sumergible para implementar en cámaras o sótanos subterráneos. Ofrece varias opciones de antena externa para extender el alcance y los niveles de cobertura del concentrador.

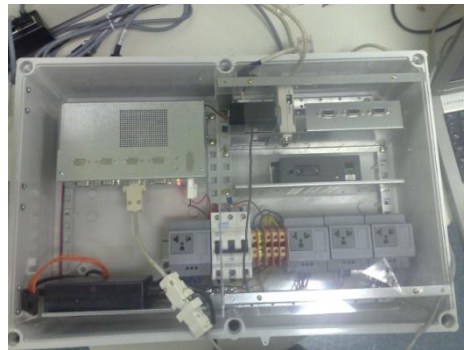


Figura 3. 5 Concentrador Primario⁶⁷

Características

- Operación remota.
- Múltiplos medios de comunicación con el centro de control.
- Capacidad de gerenciar grandes cantidades de concentradores secundarios (256 hasta 1024).
- El procesador es un PC Industrial, gerencia grandes cantidades de clientes (3000 a 6000). Interfaz amigable con el usuario: teclado y pantalla LCD (opcional).

⁶⁷ Fuente: Electroecuatoriana

- Comunicación con los concentradores secundarios a través de red RS485, radio frecuencia o PLC.

Concentrador Secundario

- Medición Remota-hasta 12 medidores, configurables para monofásico, bifásico y trifásico.
- Reloj interno.
- Relés electrónicos para corte y reconexión, control de carga y de la demanda.
- Dispositivos antihurto (apertura de la puerta frontal). Operación continua inclusive sin energía.
- Sensor de retorno de voltaje.

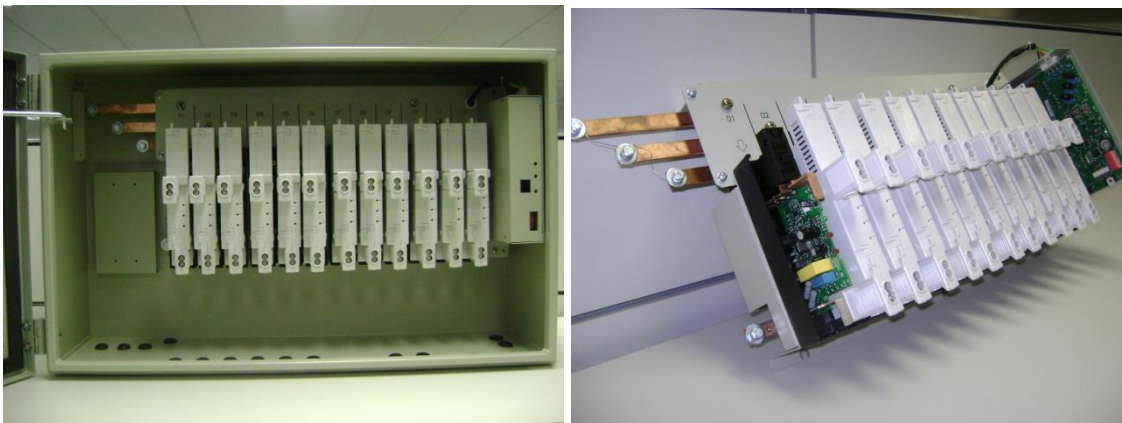


Figura 3. 6 Concentrador Secundario⁶⁸

⁶⁸ Fuente: Electroecuatoriana

Display individual de lectura

Características Principales

Utilizado para la lectura en domicilios.

Comunicación a través de Radiofrecuencia.

Alimentación 127V o 220V



Figura 3. 7 Display de lectura⁶⁹

Características Técnicas de un Medidor Inteligente

Medidores Elster AMI gREX⁷⁰

Características

El medidor gREX, es un medidor electrónico diseñado para satisfacer los requerimientos de medición domiciliarios y proveer un medio de comunicación remoto.

Como un componente del sistema EnergyAxis®, el medidor gREX, ofrece capacidades de

⁶⁹ Fuente: Electroecuatoriana

⁷⁰ Fuente: www.myeel.com.ar

infraestructura avanzada de medición (AMI) a las aplicaciones de medición residencial.

Las compañías de servicio pueden obtener datos de intervalo, lectura bidireccional, tarifas horarias e información de Tiempo de Uso (TOU) a través de la red EnergyAxis®.

Como un punto de facturación residencial en el sistema EnergyAxis®, el medidor gREX ofrece la siguiente información:

- Valores totales y en cuatro tarifas de energía para dos variables de medición seleccionadas de kWh entregado, kWh recibidos, kWh sumados (entregados+recibidos)
- Datos de demanda para dos cantidades, cada una configurada como demanda total o demanda para una tarifa horaria específica
- Dos canales de perfil de carga para la variable primaria seleccionada en intervalos de 15, 30 ò 60 minutos.

Adicionalmente el medidor reporta condiciones de error. Toda la información es guardada en una memoria no-volátil.

Medidores de Energía General Electric⁷¹

i- 210™ Medidor Electrónico Monofásico

Descripción del Producto

GE's i-210 es un medidor electrónico monofásico para la medición de energía activa Kwh.

El i-210 contiene un módulo electrónico con elementos de precisión, transformadores de voltaje y corriente para la medición de corriente y voltaje respectivamente.

El i-210, es un instrumento de medida para determinar el consumo de energía activa acordes a la norma ANSI C12.20 con una precisión de 0.5.

La configuración se lo realiza a través del software MeterMate de General Electric (versión

⁷¹Fuente: General Electric, www.GEIndustrial.com

5 o superior).

CIRWATT

Es una familia de contadores combinados multifunción, capaz de satisfacer las necesidades de los sistemas de medida de energía.

La incorporación de nuevas tecnologías en los equipos de medida ha permitido a **CIRCUITOR** desarrollar nuevos equipos con más altas prestaciones e incorporar funciones adicionales para el control y la gestión de medida.

El contador monofásico **CIRWATT A**, está disponible bajo, con comunicaciones PLC, y con control de potencia con corte hasta 63A.

Dispone de relé de corte programable, por tarifas. Además registra la curva de energía activa.

CIRWATT A

Contadores de uso doméstico de última generación

Dispone de protección antifraude

Sistema de lectura de contadores a través de la propia red eléctrica (BT).

Los datos de cada contador se envían a través de la red eléctrica y se almacenan en la memoria del concentrador, el cual envía los datos al sistema central, vía GPRS /RS /Fibra Óptica/Ethernet.

Medidor Itron

Especificaciones del medidor SENTINEL

Rangos de operación

Rangos de Voltaje: -20% a +10% de voltaje nominal.

(1 ò 3 fases).

Voltaje de operación: +/-20%.

Frecuencia: 50-60Hz.

Rango de Operación: 45Hz a 65Hz.

Batería para TH/Perfil de carga

Voltaje: 3.6Vnominal.

Rango de Operación: 3.4V-3.8V.

Vida Útil: 12 años mínimo.

Duración en almacenamiento: mínimo 25 años.

Características Básicas

Precisión Clase 0.2.

5 niveles de medición.

Firmware actualizado.

Historial de eventos y errores.

Sistema de monitoreo en campo SiteScan.

Configuración para diferentes aplicaciones de medición.

Fuente de alimentación auto rango.

Energía

Wh: entregados, recibidos, netos.

VARh: entregados y recibidos, entregados netos, recibidos netos y 4 cuadrantes.

VAh: vectorial y aritmético, entregados, recibidos y atrasados.

Ah: por fase y neutro.

Vh: por fase y promedio.

Demanda

Valores instantáneos actualizados cada segundo.

Disponibilidad de valores de demanda máxima, presente, previa, proyectada, acumulada.

Tipos de registro de demanda

Intervalos de demanda en bloque con longitudes de intervalo y subintervalo programables.

Cálculos de demanda térmica.

Componentes de la Red Corporativa de Comunicaciones

Centro de Control de la Red Inteligente

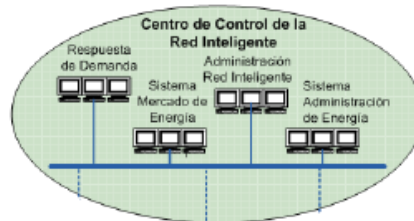


Figura 3. 8 Centro de Control de la Red Inteligente

Grupo de Trabajo

Las estaciones de trabajo son los nodos de la red desde los que actúan los usuarios de la red de comunicaciones. Estos ordenadores no tienen una función específica predeterminada. Su función fundamental es la de proporcionar a los usuarios el acceso a los servicios de la red de comunicaciones.

Portal Web para Clientes

El cliente puede entender y apreciar los resultados de su consumo mensual de manera grafica.

La comunicación del sistema de medición con el cliente sirve de enlace, para informar y reportar el historial mensual de consumo a los clientes.

El portal web permite a los clientes ser parte de los programas de respuesta cuando se tiene un crecimiento de la demanda.

El portal de internet permite a los hogares acceder a la información de una manera fácil para entender el historial de consumo. Que indican gráficamente su ahorro total de energía y planificar su consumo para el siguiente mes.

Servidores de red

Los servidores de red son nodos de la red especializados en brindar servicios al resto de los nodos de la red corporativa. Existen muchos tipos posibles de servicio, pero los más comunes son los de discos y ficheros, impresoras y comunicaciones. Un servidor queda definido por el tipo de servicio que provee.

Características Fundamentales:

Potencia de Proceso. Los servidores tienen una exigencia alta en cuanto a la velocidad de proceso. Los ordenadores que actúan de servidores tienen procesadores centrales de alto rendimiento, incluso es común que su sistema central esté compuesto de varias CPUs, utilizando sistemas operativos que soporten multiproceso.

Memoria RAM. Un servidor consume mucha memoria RAM, por lo que es recomendable que tenga 64MBytes como mínimo, aunque esta cantidad depende de varios factores, por ejemplo, del número de servicios que vaya a proveer, de la cantidad de protocolos de red, del sistema operativo de red que vaya a ejecutar y del número de usuarios que se vayan a conectar a él simultáneamente. En caso de manejar parámetros eléctricos de varios clientes es necesario adquirir servidores con un valor mayor a 1Gbyte de memoria RAM y al menos cuatro procesadores corriendo en multiproceso simétrico.

Capacidad de almacenamiento en disco. Un servidor de discos y ficheros y de impresoras debe tener una gran capacidad de almacenamiento. Puesto que todos los

usuarios de la red podrán conectarse a sus servicios, compartiendo sus discos, es necesario que la velocidad de acceso a los discos sea lo más elevada posible, así como el bus al que se conectan. Actualmente se utiliza el Bus USB, que permite la conexión transparente de gran cantidad de periféricos con elevadas velocidades de transferencia.

Conexión a la Red. El sistema de conexión a la red en un servidor debe ser muy eficaz, puesto que soportará todo el tráfico generado entre él y sus clientes.



Figura 3. 9 Red Corporativa

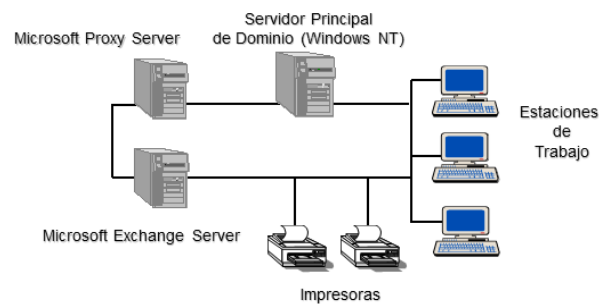


Figura 3. 10 Servidores de Red

Son equipos que van conectados a la red, y en sus salidas generan una señal para un terminal, tanto síncrono como asíncrono, desde el cual se podrá establecer una sesión con un equipo o host.

Un servidor se puede conectar a una red de área local (servidor LAN) o una red de área extendida (servidor WAN) o a ambas (servidor LAN-WAN). Los tipos de servicios que proveen pueden ser muy distintos. Por ejemplo un servidor WAN brinda servicios de páginas WEB o WWW (World Wide Web) para Internet, resolución de direcciones, de control y seguridad de la red, de transacciones, etc.

Equipos de Comunicación

Switch Gigabit/Fast Ethernet Rack



Figura 3. 11 Switch Ethernet⁷²

Características

El SWT es un switch gestionado Gigabit/Fast Ethernet, especialmente diseñado para el despliegue de LANs escalables cuando las principales necesidades a cubrir son:

La densidad de puertos,

⁷² **Fuente:** Aplicaciones y Tecnología. [Online], www.ziv.es

El rendimiento de la conmutación, y

La complejidad lógica.

El Switch cumple con las exigencias para su uso en la automatización de las subestaciones eléctricas.

El Switch es accesible de forma local y remota, bien mediante consola o a través de un servidor web incorporad, http o https, conexión SSH y Telnet.

El Switch soporta el protocolo SNMP.

Especificaciones Técnicas

Características del Switch.

Core de función full duplex Wired Speed.

Detección automática de velocidad del puerto.

STP y RSTP para resolución de bucles en la red y funcionamiento en anillos.

No sólo cumple los protocolos STP y RSTP para la resolución de bucles en la red y funcionamiento en anillos sino supera los tiempos de recuperación en caso de fallos menores de 4ms por enlace vía estándar RSTP.

Gestión de múltiples Vlans (250 simultáneamente)

QoS:

El Switch puede usar los campos de prioridad incluidos en el tag IEEE 802.1, como el identificador DSCP incluido en la cabecera IP.

Limitación de tráfico Broadcast y Multicast (Broadcast Storm Control).

Para evitar la saturación de la red, el switch permite establecer límites máximos de volumen para distintas combinaciones de mensajes broadcast, Multicast y flooding, en cada uno de sus puertos.

Lista de Control de Acceso MAC y autenticación de usuarios 802.1.

Port mirroring.

El Switch permite reenviar copias del tráfico de uno o más puertos hacia otro, el puerto de monitorización, pudiendo establecer las copias de tráfico entrante o saliente en cada puerto monitorizado de forma independiente.

Interoperación con IEDs (Intelligent Electronic Device).

Modelo

El Switch puede suministrarse en un chasis de 1U y 19 pulgadas de anchura, preparado para montaje en rack, o bien en un chasis adecuado para su instalación en carril DIN.

El modelo panel de 19" incluye una interfaz serie de mantenimiento, 2 ò 4 bahías SFP Gigabit Ethernet y puede incluir hasta 40 puertos frontales Fast Ethernet.

La fuente de alimentación puede DC aislada o multirango (Vcc y Vca) y fuente de alimentación PoE para la conexión directa de equipos IP (IEEE 802.3) en los cuatro primeros puertos (1 a 4).

Interfaces del Equipo

Hasta 40 puertos frontales Fast Ethernet en modelo panel de 19".

8,16 ò 24 puertos en configuración 10/100Base-Tx con conector RJ-45 y cuatro puertos en configuración 100Base-Fx multimodo (1300 nm) con conector MT-RJ.

Gestión del Equipo

Acceso remoto mediante servidor web (https).

Servicios Adicionales

Agente SNMP.

Servidor y cliente.

Diseñado para aplicaciones industriales.

Diseñado para subestaciones eléctricas.

Alimentación

Panel de 19"; 36-75 Vcc ò multirango (80-360 Vcc, 80-260 Vca).

Firewall AFF650 ABB



Figura 3. 12 Firewall

Modo de Operación en Router o Bridge

Funcionalidad de Router

Funcionalidad de Firewall:

- Inspección de estado.
- Filtrado de paquete (IP address o protocolo) .
- Filtrado de Paquete (MAC address).
- Protección contra ataque DOS.
- Network Address Translation.
- Funcionalidad VPN.
- Redundancia de Router.
- DNS dinámica.

Concentrador de datos

El equipo es un concentrador de comunicaciones que forma parte de un sistema de telegestión con lectura automática de contadores (AMR) a través de la propia red de baja voltaje. Este sistema se compone de:

- Un subsistema de medida formado por un conjunto de contadores monofásicos (residenciales) y de contadores trifásicos (industrias y comercios) con comunicación por la red de bajo voltaje en la banda A reservado para el usos exclusivo de las compañías eléctricas.

- Los equipos concentradores de los centros de transformación.
- Sistema de supervisión de BT.
- Sistema de telegestión: Sistema de lectura y gestión de contadores desde la oficina de la distribuidora.

Funciones

La función principal del equipo 4CCT es realizar una interrogación continua (polling) de los equipos de medida que se conectan al centro de transformación. El propio equipo almacena los datos recogidos y los envía al Sistema de Gestión. Además realiza funciones de supervisión y control, sincronización de contadores.

Para la realización de estas funciones , el equipo dispone de:

- Una base nodo prime embebido.
- 4 canales prime independientes.
- Posible conexión con el concentrador auxiliar a través del 4to canal prime o UDP sobre ethernet para distintas topologías de centros de transformación (varios transformadores).
- Función de supervisión de BT integrada en el equipo.
- XML/Web services para comunicación con el sistema central.
- Protocolos de comunicación para comunicación con los contadores.
- Sistema de gestión y mantenimiento: Web Server y Telnet.

- Memoria no volátil para almacenamiento de datos de los contadores (hasta 30 días).

Esquema funcional

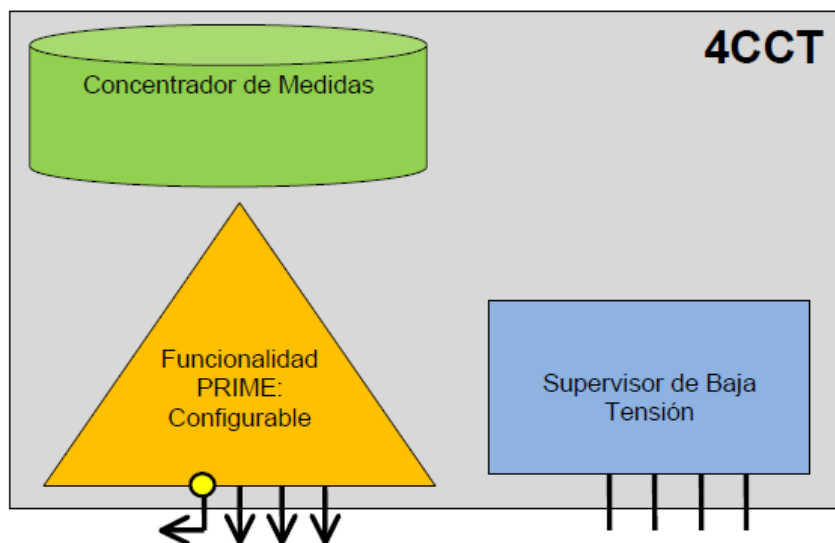


Figura 3. 13 Funcionalidad del concentrador⁷³

Todas las características y funciones de los equipos se presentan en el **ANEXO 6**.

Características Técnicas

Tabla 3. 1 Características Técnicas

Alimentación	
Valor nominal	230Vca
Rango de funcionamiento	0,4 a 1,1 Vn
Consumo máximo	6VA Sin transmitir
	13VA Transmisión en 3 Canales
Aislamientos	10KV/1 seg entre ethernet y resto de circuitos
	2KV/1 min entre resto de circuitos

⁷³ Fuente: Aplicaciones y Tecnología. [Online], www.ziv.es

Comunicaciones 4 líneas de comunicación PLC baja tensión Conectores	
Características	Señal PRIME según versión 1.3D 3 canales independientes en Tx y Rx Canal Auxiliar B1-B2 multiplex con 8-10 Capaces de dar una señal de 1 Vrms sobre impedancia de 2OHM Rango dinámico 65dB
Conector RS485	RX+ TX+ RX- TX-
Conector DB9 Hembra	TX RX GND
Conector ETH1 ETH2 (RJ45)	Protocolo TCP/IP Ethernet Estándar 10Mb/100Mb Aislamiento 10KV/1s
Puerto USB	Conector tipo A

Monitorización PRIME

La tecnología PRIME se basa en el funcionamiento PlugandPlay lo cual es útil en despliegues urbanos masivos.

PRIME se basa en una modulación OFDM en la banda (9-95KHz). OFDM es un sistema de modulación robusto frente al ruido impulsivo y selectivo en frecuencia que presenta la red de baja tensión como sistema de comunicaciones.

Medio de transmisión de datos

Capa Física

Fibras Monomodo

Empleada para la red de telecomunicación por su característica fundamental que es necesario para enlaces de larga distancia y elevada capacidad.

Tabla 3. 2 Fibra Óptica Monomodo⁷⁴

Fibra Monomodo Estándar	Atenuación	
dB/Km a 1310 nm	0,38 máx.	0,36 med
dB/Km a 1550 nm	0,25 máx.	0,23 med

Estructura



Figura 3. 14 Fibra Óptica Monomodo⁷⁵

⁷⁴ Fuente: El Autor

3.2 PRUEBAS DEL SOFTWARE DE CONTROL Y MONITOREO

Pruebas preliminares de instalación

Revisión de instructivo de instalación y configuración.

Revisión de características técnicas de funcionamiento.

Verificar de todos los instrumentos de medición.

Verificar operación de los componentes del sistema.

Revisión de normas de funcionamiento para medidores inteligentes.

3.3 CONTRASTACIÓN DE VALORES ENTRE UN MEDIDOR INTELIGENTE Y UN CONVENCIONAL

Características Técnicas de un Medidor Convencional

Medidor Monofásico Inductivo

Marca:	Sanxing Electric
Modelo:	DD202-4
Tipo:	Watt-hour Meter 1 Fase
Voltaje:	220V
Corriente:	15(60) A
Frecuencia:	50Hz, 60Hz
Rev/min:	17.6 r/min
Clase:	2.0
Rango de temperatura:	-30°C ~ 50°C

⁷⁵ **Fuente:** PIRELLI, *Sistema de cableado para la telecomunicación en líneas aéreas*

Humedad relativa	≤95%
Tiempo de Vida:	Más de 20 años
Dimensiones:	168mmX135mmX115mm

IEC 60521

Monofásico

Marca:	Holley
Modelo:	DDS28
Tipo:	Monofásico Watt-hour meter
Voltaje:	110/220V
Corriente:	15(60) A
Frecuencia:	60Hz
Clase:	1 1600imp/KWh

Trifásico

Marca:	Sanxing Electric
Modelo:	DT862 B
Voltaje:	3x220/380V
Corriente:	15(60A)
Frecuencia:	50/60Hz
Número de Imp/Rev:	13.3r/min
Impulso de voltaje Max:	6Kv
Clase	2.0
Rango de temperatura:	-30C-55C

Tipos de ensayos⁷⁶

Se utiliza técnicas de muestreo por lotes, basado en reglas estadísticas. Para dar ciertas pautas a fin de elegir los medidores a controlar.

La serie de ensayos son:

Rigidez dieléctrica.

Marcha en vacío.

Arranque.

Verificación de la constante.

Eficiencia de la variación de la corriente.

Influencia de la variación de la variación de la corriente.

Influencia de la variación de la frecuencia.

Influencia de la temperatura ambiente.

Influencia de las variaciones de la posición del medidor.

Influencia de los campos magnéticos externos.

Influencia del rozamiento del numerado (medidores electromecánicos).

Verificación de la estabilidad con baja carga.

Verificación del efecto auto calentamiento.

⁷⁶ **Fuente:** CAIZA Luis, PÉREZ Santiago, Tesis de Ingeniería Eléctrica UPSQ

Verificación de márgenes de ajuste.

Perdida del circuito de corriente.

Perdida del circuito de tensión.

Margen de calidad.

Métodos de ensayo

La norma en lo referente a métodos de ensayo de medidores para determinar su error en el rango de corriente de trabajo, especifica dos formas de realizar el ensayo en medidores.

- Método de potencia.
- Método de medidor patrón.

Consiste en contrastar el medidor a verificar con uno de mayor precisión, denominado medidor patrón, del cual se conocen sus curvas características de error en todo el rango de corriente de ensayo.

Los medidores se conectan en un mismo circuito de ensayo.

La norma determina las características de las fuentes de alimentación y de los valores de corriente y de voltaje.

La variación de la frecuencia no debe exceder de $\pm 0,5\%$.

El voltaje y la corriente deben ser del tipo senoidal.

Las variaciones del voltaje y corriente no deben exceder de $\pm 2\%$.

Los valores de corriente, en % de la corriente nominal del medidor a ensayar son: 5, 10, 20, 50, 100, 200, 300, 500 y 600 %In (corriente nominal).

El factor de potencia varía de acuerdo al tipo de medidor.

Para medidor monofásico, 0,5ind y 1.

Para medidor trifásico, 0,25ind, 0,5ind, 1, 0,8 cap y 0,5 cap.

NOTA: Los ensayos para medidores trifásicos se realizan con carga equilibrada.

Pruebas de operación

Puesta en marcha del medidor inteligente.

Configuración de parámetros de medida.

Comprobación de la conexión a tierra.

Voltaje, Corriente, Potencia, Precisión.

Marcha en vacío a voltaje nominal

Valores de voltaje, corriente y potencia medidos.

Formas de onda.

Arranque con voltaje nominal.

Prueba al 100% de la corriente nominal

Valores medidos.

Formas de Onda.

3.4 ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD DE LA TRANSMISIÓN Y LA RECEPCIÓN DE DATOS A DISTANCIA

Interferencias en las señales de Transmisión

Existen diferentes tipos de interferencias que se presentan en las líneas de distribución eléctrica. Una gran parte de las interferencias son ocasionadas por artefactos eléctricos durante su funcionamiento debido al efecto transitorio que producen durante el arranque como en el caso de motores eléctricos y otro tipo de herramientas eléctricas que contienen este tipo de actuadores.

Considerando que el ruido puede ocasionar errores en la transmisión de datos, se puede definir el ruido como “*señales eléctricas indeseables llamadas perturbaciones naturales que degradan el desempeño de un canal de comunicación*”⁷⁷.

Durante la transmisión de datos, los errores causados por el ruido se pueden manifestar como bits adicionales o faltantes o como bits cuyo estado se invierten.

Distorsión

Uno de los problemas más comunes que afectan a la calidad de la energía en sistemas eléctricos de bajo voltaje es la deformación de la onda, producida en gran medida por un fenómeno denominado “*distorsión armónica*”, que afectan tanto a las redes eléctricas de distribución como a los consumidores finales.

Los sistemas eléctricos cuentan actualmente con una gran cantidad de elementos llamados no lineales, los cuales, los cuales generan a partir de la onda fundamental, otras

⁷⁷ **Fuente:** Boylestad Robert, *Teoría de Circuitos y Dispositivos Electrónicos*

ondas de diferentes frecuencias ocasionando el fenómeno conocido como generación de armónicos.

Distorsión Armónica⁷⁸

Se considera que una señal tiene distorsión armónica cuando se presenta componentes frecuencia armónica (no solo el componente fundamental). Si la frecuencia fundamental cuenta con una amplitud A_1 , y el n -ésimo componente de frecuencia tiene una amplitud A_n la distorsión armónica puede definirse como: [16]

$$\% \text{ distorsión armónica } n\text{-ésima} = \%D_n = (A_n/A_1) \times 100\%$$

Ecuación 3. 1

Efectos de la Distorsión Armónica

Resonancia

La utilización de dispositivos inductivos y capacitivos en sistemas de distribución que estén contaminados de distorsión armónica provoca el fenómeno de la resonancia, teniendo como resultado valores altos o bajos de impedancia. Estas variaciones en la impedancia modifican la corriente y el voltaje en el sistema de distribución.

Efectos de la Distorsión del Voltaje de Alimentación

La distorsión de la fuente de alimentación puede perturbar el funcionamiento de equipos sensibles como:

- Material Informático.

⁷⁸ **Fuente:** Boylestad Robert, *Teoría de Circuitos y Dispositivos Electrónicos*

- Dispositivos de Control y Monitoreo.

Ruido

Ruido térmico es aquel ruido generado como consecuencia de efectos térmicos ocasionados a partir de la interacción entre los electrones libres y los iones en vibración de un material en conducción.

Ruido de intermodulación

Se origina cuando las señales de dos líneas independientes pero de frecuencias cercanas se intermodulan y forman un producto cuya frecuencia está dentro de una banda que es diferente de las frecuencias de entrada. Este tipo de ruido se produce cuando la operación es de modo no lineal.

Ruido Continuo Estable

Se produce cuando el nivel de intensidad permanece casi constante con fluctuaciones inferiores o iguales a 5dB durante un periodo de medición de 2 segundos. Se produce este fenómeno en sistemas que están constantemente encendidos y realizan procesos de conmutación como las fuentes de las computadoras.

Ruido Impulsivo

Es aquel que presenta elevaciones bruscas del nivel y que se producen con intervalos regulares o irregulares con tiempos entre pico y pico iguales o superiores a un segundo. Cuando los intervalos sucesivos son menores a un segundo, el ruido se considera como continuo. Se presenta en motores eléctricos en hogares y la industria como licuadoras, aspiradoras, etc.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

Para el capítulo IV, se ha realizado el análisis del proceso de gestión de la EEQ desde la lectura de medidores, proceso de recaudación, presupuesto referencial para corte y reconexión. Se realiza la evaluación económica de los equipos que integran el sistema de medición inteligente utilizando una muestra de clientes en el sector residencial.

4.1 EVALUACIÓN DEL SISTEMA CONVENCIONAL

Durante varios años el sector eléctrico del Ecuador ha sufrido un déficit, por lo que se han producido problemas como saturación de redes, transformadores, falta de energía propia para cubrir la demanda máxima en las horas picos, pérdidas técnicas y no técnicas, inconvenientes con la calidad de la energía. El gobierno nacional ha invertido en proyectos para la integración al sistema interconectado y satisfacer la demanda de energía eléctrica. Proyectos de medición avanzada cubriría las necesidades de modernización y reducción de pérdidas no técnicas, principalmente con la reducción y/o eliminación de partes del proceso de facturación (automatización de los procesos de la empresa distribuidora), tales como el proceso de lectura, corte y reconexión.

Sistema convencional

4.1.1 Proceso de Facturación

- Toma de lecturas.
- Control de Calidad de Consumos.
- Calculo de Facturación.

- Control de Calidad de Montos.
- Emisión y distribución de facturas.

4.1.2 Talento Humano

Personal de toma de lecturas para diferentes sectores de la ciudad que están distribuidos para recolección de datos y posterior entrega en distintos centros de acopio de información. Esta actividad demanda la necesidad de llegar a los lugares de medición (ubicación física del medidor) [11].

Actividad desarrollada de acuerdo al calendario de lecturas con la zona y el sector asignado.

Si existen contravenciones en sectores con medidores adulterados se realiza una verificación del funcionamiento y se deja una notificación de infracción o suspensión temporal del servicio [11].

Elaboración de informe diario de toma de lecturas detallando novedades encontradas [11].

4.1.3 Control de calidad de consumos

Cuando el periodo de consumo a facturar es de 32 días o menor, el sistema acepta la lectura tomada, si el periodo es superior a 32 días, ejecuta el proceso de “*Ajuste de lecturas*” en el que se consideran 32 días de consumo como rango máximo. *En caso de que no se reporte la lectura se estima el consumo en función del promedio histórico* [11].

Se realiza el análisis interactivo de crítica de lecturas, en el que se evalúa tres aspectos:

- Ratificar la lectura que fue tomada.

- Modificar la lectura por error de digitación.
- Proponer una lectura por considerarla errada al no estar de acuerdo con el record, sea esta para facturar con consumo promedio o sin consumo.

4.1.4 Cálculo de la facturación⁷⁹

En las agencias de las empresas distribuidoras se recopila la información emitidas por el personal destinado para la lectura de medidores [11].

El cálculo en kWh que indica la factura mensual, se obtiene restando la lectura actual menos la lectura anterior.

Ejemplo:

Lectura Actual	6651
Lectura Anterior	6539
Consumo	112kWh

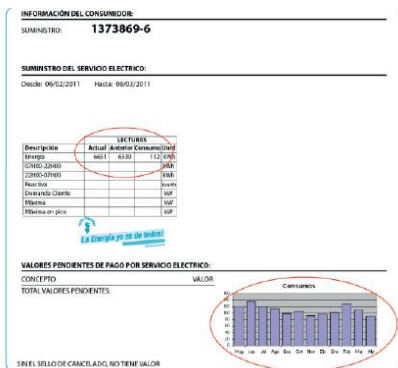


Figura 4. 1 Carta de Cliente Residencial

⁷⁹ Fuente: Empresa Electrica Quito , Instructivo de servicio pg.12, www.eeq.com.ec

El registro del medidor fue registrado en un tiempo de 28 días: desde el 6 de febrero de 2011(lectura anterior), hasta el 6 de marzo 2011(lectura actual) [11].

Revisión y aprobación del pliego tarifario

Realizar mensualmente la revisión y aprobación del pliego tarifario.

Cálculo de montos

Este proceso se ejecuta de acuerdo con el pliego tarifario vigente.

Ajuste automático de consumos

Ejecutar “*El ajuste automático de consumos*” a los servicios que fueron facturados con lecturas estimadas con emisiones anteriores [11].

Liquidación de consumos

Efectuar el proceso de “*Cálculo y liquidación de consumos*” identificando a cada consumidor de acuerdo con el tipo de categorización: bancos, domicilios, entidades oficiales [11].

Emisión del listado de montos elevados

Emitir el listado de montos elevados que contiene aquellos servicios que de acuerdo a los parámetros establecidos en el sistema, rebasen el porcentaje definido como aceptable [11].

4.1.5 Control de calidad de montos

Analizar comparativamente los consumos y valores a facturarse con relación a los meses anteriores [11].

Analizar comparativamente los consumos, demandas, energía reactiva y valores a facturarse con relación al mes anterior en base al listado de montos elevados [11].

4.1.6 Emisión y entrega de facturas

Generar el listado “*Emisión de facturas*” y emitir el listado “*control de facturación*”.

Imprimir las facturas y remitir mediante una guía de entrega recepción a la unidad de reparto de facturas y sistema rural [11].

Asignación de facturas a compañías contratistas

Elaboración de guía-recepción y asignar a cada compañía para su distribución [11].

Entrega de facturas al consumidor

De acuerdo con el recorrido establecido por cada una de las rutas, se procede a la entrega de la factura verificando el número de medidor o dirección [11].

Informe de entrega de facturas

Diariamente se entrega el informe “*Control de entrega de facturas*” [11].

Consumo y forma de pago

Asignación de valores respectivos de acuerdo a listas de escalafón designado por la entidad reguladora (CONELEC), para los diferentes sectores como son residenciales, comerciales e industriales.

El consumidor está obligado a pagar a la distribuidora, por el consumo de energía medido (registrado por el contador de energía instalado para el efecto), o por el consumo acordado en función de la carga instalada (para los casos de servicios provisionales), el

valor económico constante en la respectiva factura por consumo mensual, que resulte de la aplicación del pliego tarifario vigente aprobado por el CONELEC.

Fiscalización de entrega de facturas

Mediante una verificación de las hojas “*Control de Entrega de Facturas*” fiscalizar de acuerdo con lo establecido en el contrato y aplicar las sanciones que correspondan [11].

4.1.7 Sistema de Subtransmision y Subestaciones

El sistema de transmisión y subtransmisión de la EEQ conto con 211.5Km de líneas de 46Kv y de 56.1 de líneas de 138Kv que alimentan a 35 subestaciones de distribución con una capacidad instalada de 757.75MVA, suficientes para atender la demanda de 624.54MW.

Abonados

Al 31 de diciembre de 2012, la clientela de la Empresa fue de 900536,2 abonados, cuya distribución porcentual es:

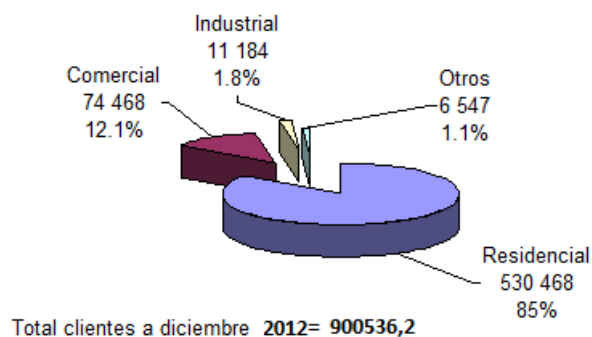


Figura 4. 2 Total Clientes EEQ⁸⁰

⁸⁰ Fuente: Empresa Eléctrica Quito

Licitación de Bienes y Servicios Empresa Eléctrica Quito⁸¹

Descripción del servicio

Prestación de servicios técnicos especializados para el registro de lecturas y novedades de los contadores de energía en el área urbana de concesión de la EEQ., del Distrito Metropolitano de Quito [11].

Tabla 4. 1 Conceptos de Servicios Técnicos Especializados

SERVICIOS TECNICOS ESPECIALIZADOS PARA EL REGISTRO DE LECTURAS Y NOVEDADES		
Descripcion	Minimo Requerido	
Personal Operativo	20	Inspectores de Consumo
Personal de Supervision	1	Supervisor
Representacion Tecnica	1	
Ayudante Administrativo	1	
Oficina para Tareas Administrativas	1	
Herramientas y Equipos de seguridad	1 Equipo	POCKET-PDA
Vehiculos	1	
Soporte Tecnico e Informatico	1	Computador
	1	Impresora
		Internet
		Software para Transferencia de Informacion con la EEQ

El servicio contempla el registro de lecturas y novedades de los medidores de energía eléctrica, la recepción del archivo plano de acuerdo al cronograma del SIEEQ, la visita al domicilio del cliente con personal contratista para la ejecución de la toma de lecturas del equipo de medición con los equipos necesarios que provean la validación de la información en sitio (POCKET-PDA) y posterior envío de todos los registros al Portal WEB [11].

⁸¹ **Fuente:** Empresa Electrica Quito, Pliego Licitación de Bienes y Servicios (2012)

Presupuesto Referencial

El presupuesto referencial destinado al registro de toma de lecturas de los clientes dentro del área de cobertura de la EEQ se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4. 2 Presupuesto referencial EEQ

ACTIVIDAD	CANTIDAD ESTIMADA AÑO 2011	CANTIDAD ESTIMADA AÑO 2012	PRECIO UNITARIO	VALOR
Registro de Lecturas	1 979.448	2.058.625	0.14	565.330,22

Descripción del Servicio⁸²

Prestación de servicios técnicos especializados de cortes y reconexiones de los contadores de energía en el área urbana de concesión de la EEQ.; del distrito Metropolitano de Quito.

CORTES Y RECONEXIONES PARA LAS ZONAS CENTRO Y NORTE DEL AREA URBANA			
Descripción	ITEM 1		ITEM 2
	ZONA NORTE	ZONA CENTRO	
	Minimo Requerido		
Personal Operativo	20(P)	20(P)	Inspectores de Consumo
Personal de Supervision	1(S)	1(S)	Supervisor
Representacion Tecnica	1		
Ayudante Administrativo	1		
Oficina para Tareas Administrativas Y Bodega	1		
Herramientas y Equipos de seguridad	1		
Vehiculos	3	3	
Soporte Tecnico e Informatico	2		Computador
	1		Impresora
	2		Telefono Convencional
	2		Telefonos Celulares
	1		Fax
	7		Walkie Talkies
	20		Palm Para Transmision en Linea
			Software para Transferencia de Informacion con la EEQ

Figura 4. 3 Servicios Técnicos Especializados (Corte y Reconexión)

La prestación de servicios técnicos especializados comprenden las actividades detalladas en el **ANEXO 4**.

Cortes del Servicio

⁸² Fuente: Empresa Electrica Quito, Pliego Licitación de Bienes y Servicios (2012)

Se proporcionará un código de usuario y clave al contratista para acceder a la página WEB para contratistas de la EEQ, quien tendrá que acceder en las fechas definidas en el cronograma del sistema comercial de la actividad de cortes, para descargar la información correspondiente (archivo plano) con todos los datos necesarios para ejecutar los cortes de servicio de los clientes que se encuentran en mora de pago de las facturas de consumo eléctrico.

Presupuesto Referencial EEQ

Costo global que destina la Empresa eléctrica a las actividades de registro de lecturas de contadores de energía eléctrica, corte y reconexión

Tabla 4. 3 Presupuesto referencial para lecturas, corte y reconexión (EEQ)

Actividad	Cantidad Estimada
Corte y Reconexión	\$ 1.240.831,22
Registro de Lecturas	\$ 2.058.625,00
Total Presupuesto	\$ 3.299.456,22

El presupuesto referencial para todas estas actividades durante el año 2012 es de \$3'299.456,22.

Sectorización de Subestaciones

10 Nueva	Anadalucia	Barrionuevo(ter)	Barrionuevo (Tr	Barrionuevo	Belisario Q.	Carolina
Carolina(trole)	Chimbacalle	Conocoto	Cotocollao	Cristiana	Cumbaya	El Bosque
Epicach(trole)	Epicachima	Esc. Sucre(aereo)	Esc. Sucre(trole)	Eugenio Es.	Gr. Centeno	Gr. Centeno(trole)
Iñaquito	La Floresta	La Marín	La Marín(aereo)	La Marín(trole)	Los Bancos	Luluncoto
Machachi	Miraflores	Olimpico	P. Guerre(trole)	P. Guerrero	Papallacta	Pomasqui
Río Coca	Río Coca(trole)	San Rafael	San Roque	Sangolquí	Santa Rosa	Tababela
Tumbaco						

Ilustración 4. 1 Cantidad de Subestaciones de la EEQ⁸³

⁸³ Fuente: Empresa Electrica Quito

En la Ilustración 4. 1, se indica el número total de subestaciones en la ciudad de Quito para el transporte de energía hacia el usuario final.

Índice de Lecturas enero-junio 2012

La Tabla 4. 4, indica la efectividad que se tiene en la lectura de medidores en zonas urbanas y rurales del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito durante el primer semestre del año 2012.

Tabla 4. 4 Índice de Lecturas (%) EEQ 2012

ÍNDICE DE LECTURAS (%)						
CLIENTES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
ANANSAYA	98,12	98,57	98,77	98,65	98,4	99,73
CALDERÓN	99,53	99,5	99,83	99,73	99,75	98,84
CONOCOTO	98,35	98,65	99,02	98,84	98,98	100
EL QUINCHE	97,86	98,6	99,03	98,89	93,96	99,58
GRANDES CLIENTES	97,62	98,69	98,28	98,67	98,76	100
MACHACHI	99,36	99,45	99,47	99,29	99,27	99,82
NANEGALITO	99,97	99,99	100	99,98	99,9	99,56
PEDRO VICENTE MALDONADO	99,88	99,93	99,94	99,88	99,37	98,89
PERUCHO	99,62	99,65	99,74	99,4	99,6	99,87
QUIJOS	99,31	98,83	99,57	99,41	99,32	99,79
SAN ANTONIO DE PICHINCHA	98,73	98,7	98,6	97,49	98,81	99,63
SANGOLQUI	98,97	98,57	98,79	98,51	99,1	99,84
TUMBACO	99,63	99,64	99,55	99,65	99,47	99,44
TURUBAMBA(AL SUR DE M.VALVERDE)	97,79	97,79	99,08	98,24	98,99	98,67
URINSAYA(M.VALVERDE AL PANECILLO)	98,67	98,54	98,9	98,8	98,76	99,37
YAVIRAC(PANECILLO AL INCA)	97,92	98,15	98,35	98,31	98,08	99,65

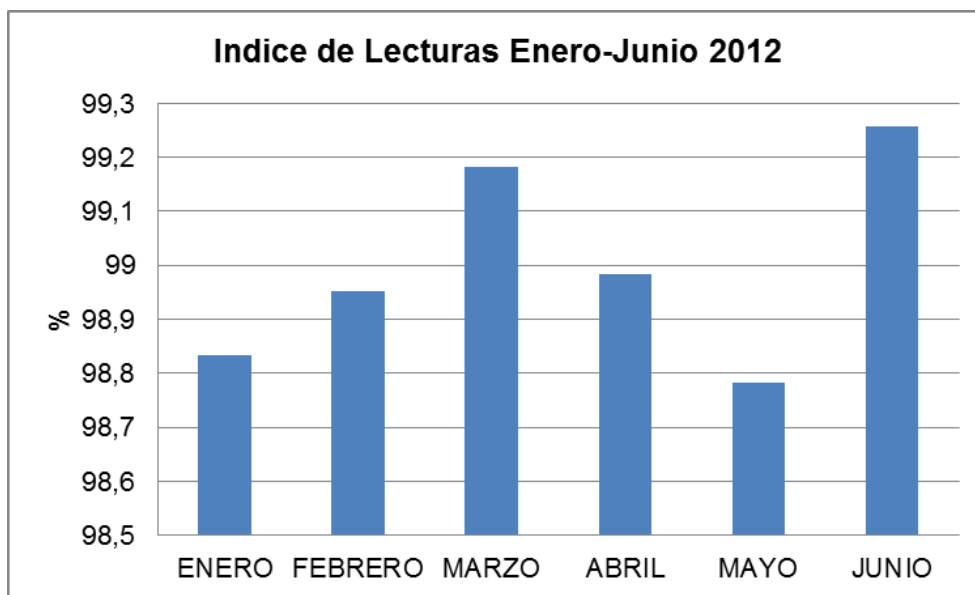


Figura 4. 4 Índice de Lecturas de la EEQ⁸⁴

Suspensiones realizadas por la Empresa Eléctrica Quito en la zona residencial⁸⁵

Tabla 4. 5 Estadísticas de Suspensiones EEQ Zona Residencial

	EMITIDOS	REALIZADOS	NOVEDADES	EFFECTIVIDAD
ENERO	1.362	1083,520833	279	75%
FEBRERO	1277,65909	968,4772727	309,1818182	68%
MARZO	1034,79545	842,2727273	192,5227273	76%
ABRIL	1.036	846	189,6190476	83%
MAYO	1.108	910	197,2553191	82%
JUNIO	1100,68889	899,3111111	201,3777778	83%
JULIO	1.416	954	462	76%

⁸⁴ Fuente: El Autor

⁸⁵ Fuente: Empresa Eléctrica Quito, Sección de Cortes y Reconexión

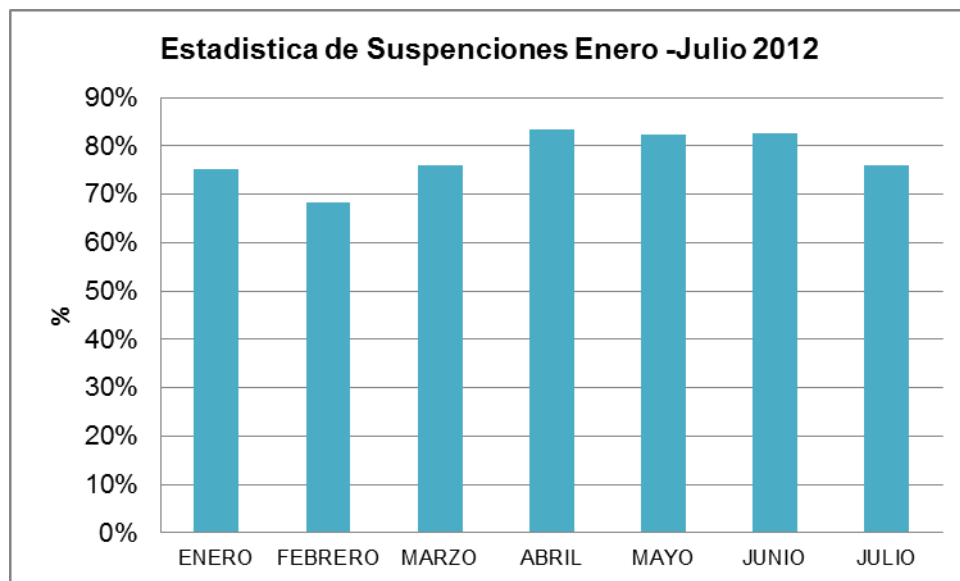


Figura 4. 5 Estadísticas de Suspensiones EEQ⁸⁶

De la misma manera en la Tabla 4. 5, se ha realizado un promedio en porcentaje de las suspensiones en el área metropolitana de Quito, en el transcurso del primer semestre del año 2012.

Novedades presentadas en el proceso de suspensión del servicio en promedio de los meses comprendidos entre enero y junio de 2012 de cada tipo de novedad:

Tabla de novedades en suspensiones de servicio según (Pliego Licitación de Bienes y Servicios EEQ. S.A.), **Ver Anexo 5.**

⁸⁶ **Fuente:** El Autor

Tabla 4. 6 Novedades por Suspensiones D.M.Q.⁸⁷

	Nº Suspensiones	Deuda
ABONADO NO PERMITE	335,3333333	27247,04
ABONADO VIP	1,333333333	22,5133333
CAJA REC.DESACTUALIZADA	1	5,34
CALAMIDAD DOMESTICA ABONADO	12	475,59
CLIENTE NO ENTREGA LLAVES	66	11395,2714
DATOS NO COINCIDEN	76,57142857	2529,13143
DIRECCIÓN INCORRECTA	1030,285714	51641,34
DOMICILIO CERRADO	3524,571429	209008,74
ENTIDAD OFICIAL	348	69579,6657
ESTABLECIMIENTO INTERÉS SOCIAL	2	510,995
FALTA DE PERSONAL	1	127,37
FALTA DE TIEMPO	96	1954,90857
FALTA DE VEHÍCULO	6,666666667	77,0266667
GESTIÓN DE SUSPENSIÓN	5477,428571	164811,68
MEDIDOR ABANDONADO	1	204,46
NO HAY CONVENIDO	7,714285714	435,265714
NO HAY MEDIDOR	72,85714286	14070,7086
PAGO POR BANCOS	2	86,884
PETICIÓN DE FUNCIONARIO	1358,857143	43392,5971
RECLAMO EN TRAMITE	3,428571429	1932,93143
SERVICIO NOTIFICADO	1427,428571	225604,903
SERVICIO YA SUSPENDIDO	195,4285714	15333,4686
SIN NOVEDAD	71524,57143	2038693,85
SUSPENDIDO SIN TAPA	103,2	2383,2
TEMPORAL ADVERSO	174,2857143	6894,88571
TERRENO BALDÍO	2,666666667	138,96
TIENE FACTURA PAGADA	1528,571429	62205,1943
TIENE PRODUCTOS PERECIBLES	5,428571429	370,882857
TIENE PRORROGA DE PAGO	2	53106,508

⁸⁷ Fuente: El Autor

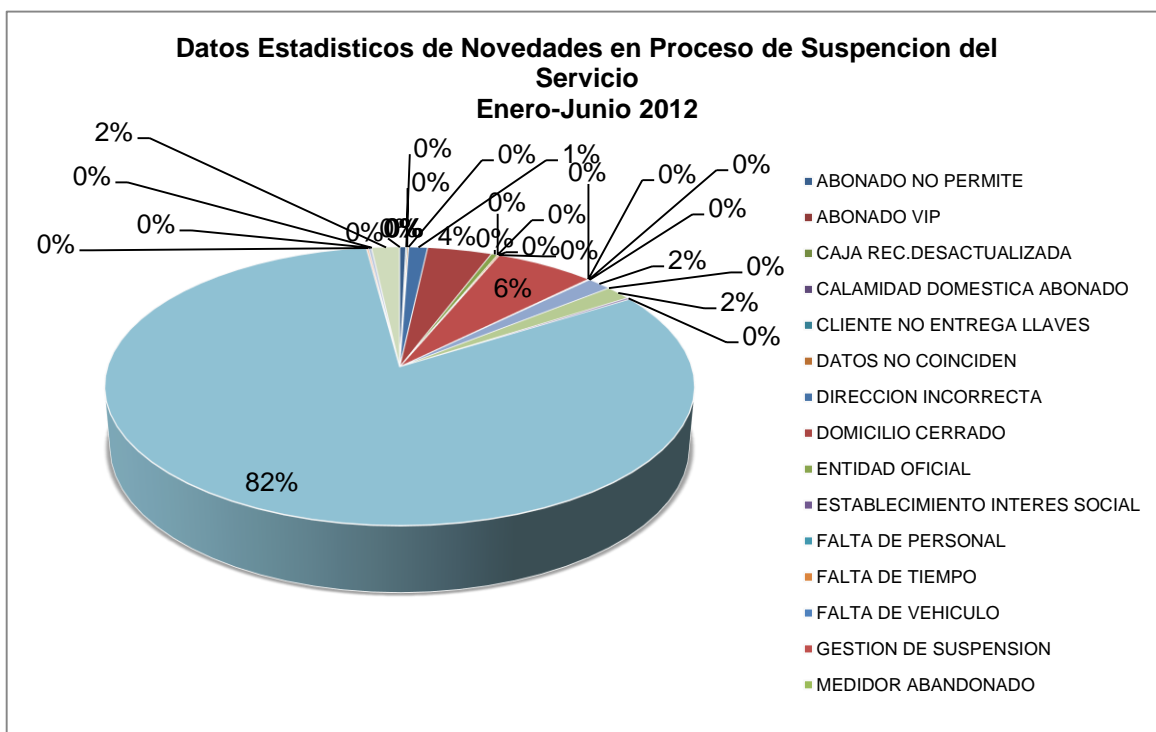


Figura 4. 6 Porcentaje de Efectividad EEQ 2012

La Figura 4.6, representa el 82% de efectividad de suspensiones del servicio (suspensiones sin novedad) durante los meses de enero-junio de 2012.

Cantidad de Clientes Zona Residencial⁸⁸

Tabla 4. 7 Cantidad de Clientes Area de Cobertura EEQ

RESIDENCIAL	Cantidad Clientes
ANANSAYA (AL NORTE DEL INCA)	158809
CALDERON	48173
CONOCOTO	43766
EL QUINCHE	20330
GRANDES CLIENTES	35
MACHACHI	22123
NANEGALITO	5083
PEDRO VICENTE MALDONADO	7302
PERUCHO	4405
QUIJOS	4077
SAN ANTONIO DE PICHINCHA	22495
SANGOLQUI	33075
TUMBACO	39076
TURUBAMBA (AL SUR DE M.VALVER)	73026
URINSAYA (M.VALVERDE AL PANEC.	168714
YAVIRAC (PANECILLO AL INCA)	108704

⁸⁸ Fuente: Empresa Eléctrica Quito, Sección Lectura de Medidores

Estadísticas de Pérdidas de Energía a Nivel Regional⁸⁹

Tabla 4. 8 Pérdidas de Energía (%)

PERDIDAS DE ENERGÍA %			
Empresas	/Diciembre 2011	Alcanzado Mayo 2012	Meta Diciembre 2012
CNEL	22,72%	22,05%	18,74%
E.E. Ambato	7,82%	7,64%	7,50%
E.E. Azogues	5,04%	5,22%	5,00%
E.E. Centro Sur	6,75%	6,68%	6,60%
E.E. Cotopaxi	7,06%	6,12%	7,00%
E.E. Galápagos	7,69%	7,97%	7,60%
E.E. Norte	9,66%	9,38%	8,80%
E.E. Quito	6,75%	6,69%	6,60%
E.E. Riobamba	11,85%	11,83%	10,00%
E.E. Sur	10,56%	10,56%	9,60%
E.E. Guayaquil	14,74%	13,80%	13,00%
Total	14,73%	14,18%	12,80%

Se observa en la Tabla 4. 8, que algunas distribuidoras a diciembre de 2011 mantienen valores elevados de pérdidas. El índice mayor en pérdidas se registra en la regional CNEL.

Año 2012	Disponible Sistema MWh	Disponible Distribuidora MWh	Perdidas Distribuidor MWh	Perdidas %
EEQ	3.670.583,95	3526 213,36	227 180,34	6,19

Figura 4. 7 Desglose de Energía disponible, Perdidas en los sistemas de Distribución, Diciembre de 2012⁹⁰

Cabe destacar que la Empresa Eléctrica Quito, siendo una de las más eficientes en distribución de energía y considerando las novedades que se indican en la Tabla 4. 6,

⁸⁹**Fuente:** CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, www.conelec.gob.ec

⁹⁰**Fuente:** Empresa Eléctrica Quito, Estadísticas del Distribuidor

eventos que se presentan en el proceso de medición tradicional como estimación de la demanda, lugares de difícil acceso, etc. Estos factores influyen en la calidad del servicio de la empresa distribuidora y por consiguiente las pérdidas no técnicas.

Para la modernización de actividades de lectura, corte y reconexión, el sistema pretende automatizar el proceso de recopilación de datos de los medidores que contribuya a contar con un servicio eficiente. A continuación se presentan las variables en las que AMI interviene dentro de las cuales tenemos:

- a) Disminución de pérdidas no técnicas.

Automatización de procesos, mantenimiento, planificación de instalaciones.

- b) Eliminación de toma de lecturas, Conexión y reconexión automática.

- c) Aumento en la facturación.

Con la aplicación del sistema los beneficios para la distribuidora es la regularización a clientes en zonas que es imposible registrar las lecturas del medidor que conlleva a una recaudación mayor.

- d) Comunicación bidireccional entre el usuario y la distribuidora mediante un portal WEB.

El usuario tiene la facilidad de ingresar a través de internet el número de suministro y verificar su consumo mensual como también realizar el pago electrónico.

Además de lo mencionado y según lo dispuesto en el Art. 1 del Mandato Constitucional No 15, se establece que: *“Los recursos que se requiere para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado, constará*

obligatoriamente en Presupuesto General y deberán ser transferidos mensualmente al Fondo de Solidaridad y se considera aportes de capital de dicha institución gubernamental.⁹¹

4.2 Evaluación del Sistema Inteligente

La arquitectura de medición avanzada (AMI) es una apuesta para incorporar a los consumidores un sistema basado en el desarrollo de estándares abiertos, permitiendo a los usuarios emplear la electricidad de forma más eficiente, y, al mismo tiempo proporcionará a las empresas eléctricas la capacidad de detectar problemas en sus sistemas y gestionar la demanda.

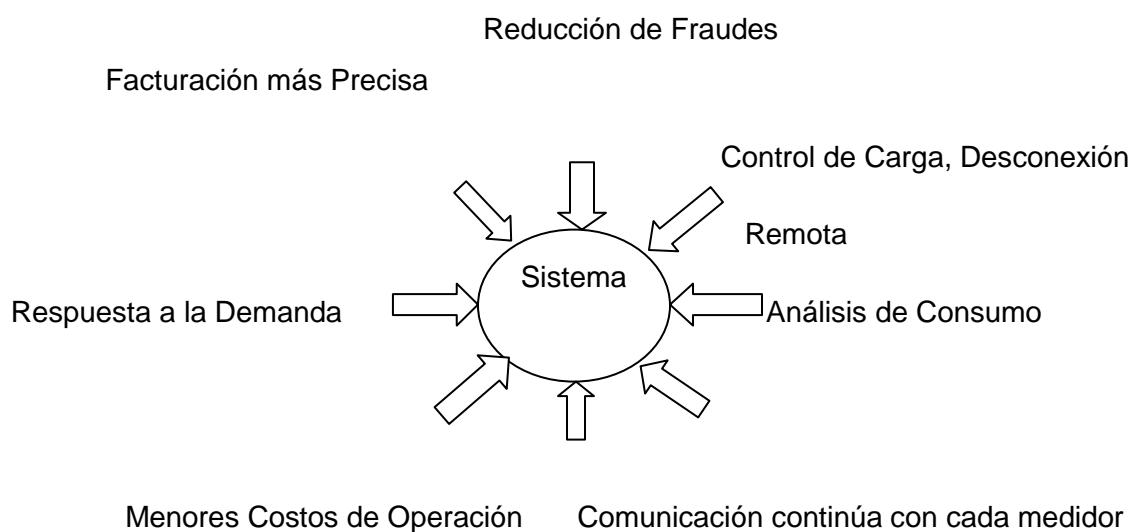


Figura 4. 8 Organigrama del Sistema de Medición Inteligente⁹²

Características

Esta infraestructura se diferencia del sistema convencional principalmente porque proporciona soluciones tecnológicas para la integración de los Smart Meters (Medidor

⁹¹ **Fuente:** CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2009-2020 [Online], www.conelec.gob.ec

⁹² **Fuente:** El Autor

Inteligente), los cuales permiten adquirir la información del consumo de energía eléctrica en tiempo real y además registra eventos, perfiles de carga y permite la transmisión de los datos e informaciones por medio de Internet o redes similares.

AMI.- Se diferencia del sistema tradicional principalmente por tener una red de comunicaciones que funciona de manera bidireccional, es decir del cliente hacia la distribuidora y viceversa, con lo cual se lograría el intercambio de información entre el cliente y la distribuidora en tiempo real y así brindar la posibilidad de que el cliente tenga las opciones de tarifas diferenciadas, registros de la demanda. Es decir que las empresas distribuidoras tengan una eficiente administración de la energía y datos medidos.

Esto permite tomar mejores decisiones sobre la reducción de cortes de energía eléctrica durante las horas de máxima demanda, estos dos componentes Smart meter y las redes de comunicación forman la infraestructura necesaria para proporcionar servicios de AMI. De manera general, los medidores inteligentes realizan funciones básicas con respecto a la administración de energía:

- Control y registro de la demanda.
- Medición bidireccional del flujo de energía (entrega-recepción).
- Registro de hechos relevantes como cortes de energía.
- Opción de conexión y desconexión remota de contadores de energía.
- Medición y reporte de eventos, parámetros de calidad de energía (armónicos, interrupciones, voltaje mínimo/máximo, perfiles de carga) con la capacidad de monitoreo en tiempo real.

- Optimizar la integración con el sistema de Gestión de Datos de Medición y con otros sistemas de gestión con enlaces de interoperabilidad a la compatibilidad, facturación, reportes, gestión de interrupciones.

Funciones del DMS

- Gerencia de llamadas.
- Gerencia de órdenes de trabajo.
- Facturación.

Apertura de información de consumo energético de clientes a través del portal de la empresa distribuidora.

- TLM (Transformer Load Management).

Monitoreo continuo de la carga instalada en cada uno de los transformadores de distribución de energía eléctrica en zonas residenciales.

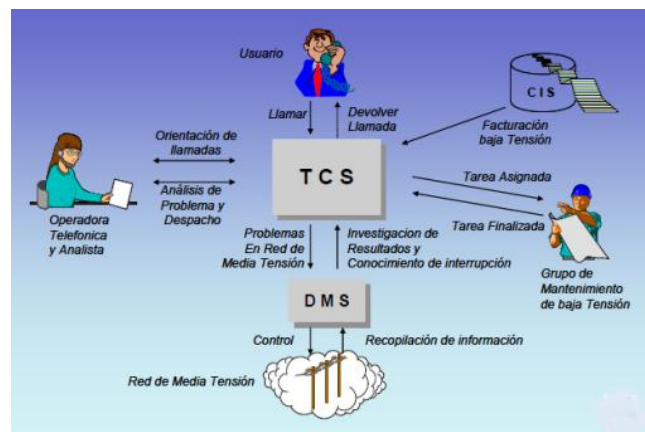


Figura 4. 9 Funciones del DMS⁹³

⁹³ Fuente: GERS. Juan M, *Guías para la Implementación de Sistemas Automatizados*

4.2.1 Facturación

La facturación es una de las funciones principales que puede asociarse al DMS (Distribution Management System), dado que permite optimizar las operaciones y generación de informes para la publicación de la factura de cada cliente residencial.

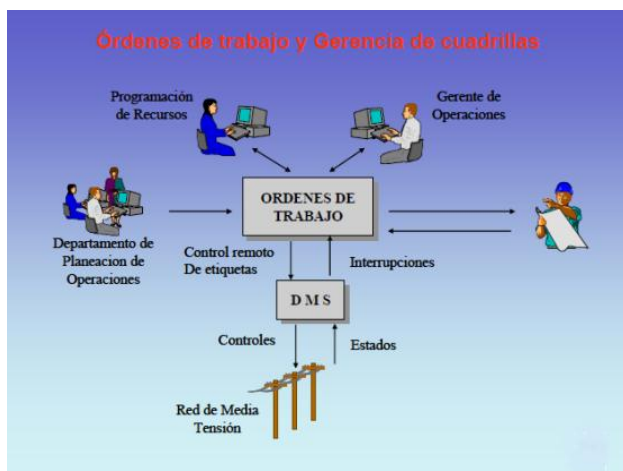


Figura 4. 10 Funciones que pueden asociarse al DMS

Lectura de medidores

Se requiere de un conjunto de funciones para llevar a cabo las lecturas a distancia de la información registrada en el punto de suministro a los clientes, así como los necesarios para enviar los controles de interfaces de equipos-cliente. Esta función de negocios constituye los siguientes aspectos:

4.2.2 Sistema de medida Inteligente

La telemedida es un proceso de lectura de medidores y transmisión de información a un sistema de adquisición de datos. Los sistemas de medición inteligente pueden optar por la lectura y recaudación, captura de eventos de medida, desconexión a distancia.

4.2.3 Sistema de adquisición de datos

Mediante el sistema de adquisición de datos se adquiere información de las unidades remotas (concentrador de datos) ubicados estratégicamente en zonas para la recolección de datos de cada medidor de clientes residenciales.

Sistema de Comunicación

El sistema de comunicación es uno de los elementos primordiales en un sistema de medición inteligente para comunicar de forma segura y fiable la información recogida a un receptor central.

Portal de información al cliente

Ofrece a los clientes residenciales verificar su consumo de energía eléctrica en línea o a través del portal de la empresa distribuidora.

La modalidad representa para el cliente un significativo ahorro en términos económicos puesto que se evita tener que invertir en un conjunto significativo de elementos de infraestructura material, recursos humanos, administración del sistema y costo de futuras actualizaciones del sistema. El cliente se despreocupa de los requerimientos de hardware (servidores), licencias de software, conectividad, energía y back up de la información.

Los datos del cliente están seguros en un centro de cómputo integrado por equipos de comunicación.

Calidad del servicio

La conectividad continua con los medidores permite que las redes inteligentes para empresas de servicios públicos mejoren la eficiencia energética, mejoren la exactitud de

la facturación a los clientes, admitan servicios remotos de desconexión y reconexión, ofrezcan programas de respuesta a la demanda y mejore la detección de interrupciones.

4.2.4 Monitoreo y Control de Variables Eléctricas

Para la empresa distribuidora la visualización de la información de la instalación en tiempo real y de manera continua, por ejemplo, datos históricos, comportamiento del consumo energético por parte del usuario, alarmas y otros; representa una gran ventaja para verificación de las condiciones de sus redes de distribución de energía. Esta información es importante realizar una evaluación de las instalaciones para un mantenimiento preventivo o ampliaciones de la red de distribución.

Uso del historial de eventos (Base de Datos)

El uso de historial permite utilizar medidas históricas, leer los valores de información de la carga que sería utilizada para fines de planificación. Esto permitirá determinar las cargas que se agregarían a un alimentador o transformador ubicados de acuerdo a las zonas como monofásicos en sectores rurales y trifásicos en sectores residenciales.

Medidor de agregación de datos

La agregación al análisis de corte para identificar la pérdida o restauración del servicio de energía.

Control de Carga

Esta opción de servicio es capaz de ajustar su consumo respecto a tarifas de tiempo.

Medidor de operaciones

Es responsable de gestionar el despliegue, mantenimiento y uso de medidores en un sector determinado. Permite archivar los trabajos de medición obtenidos en los eventos de instalación, inspección, mantenimiento.

Gestión de datos medidos

Esta función maneja la lectura de los datos de los contadores. Las lecturas del medidor pueden guardar la información necesaria para la facturación y el análisis histórico.

Sistema de medición

El sistema de medición transmite datos de medidores a través de la red del sistema de medición para las empresas distribuidoras.

Dependiendo del sistema, la transmisión de datos puede incluir varios pasos a través de redes públicas o privadas.

Control y reconfiguración

Las funciones de control en un subcomponente del sistema de medición son:

- 1) Interfaz primaria en la ejecución de comandos de control remoto.
- 2) Interfaz para ejecutar una solicitud de lectura de comandos.
- 3) Comunicación de información del sistema de pagos.
- 4) Apertura de una puerta de comunicación para los dispositivos de control de carga.

Recolección de datos

- 1) Lectura y recolección de datos a través de un sistema automatizado.
- 2) Transmisión de las lecturas del medidor.

3) Transmisión de potencia y fiabilidad de calidad de datos.

Personal de mantenimiento de medidores

Es responsable de la funcionalidad relacionada con la configuración e instalación de medidores.

Datos medidos

Las lecturas de los medidores son integradas en un periodo de tiempo antes de ser presentado a efectos de facturación, todo esto con el fin de que las entidades de facturación pueden recoger los datos de varios sectores, y, el proveedor de energía puede llevar a cabo la validación, edición y estimación de acuerdo con las normas establecidas por la entidad supervisora (CONELEC).

4.3 Tarifas residenciales, para niveles de voltaje de hasta 210/121. Costos reales del servicio.

Tarifa residencial⁹⁴

Se aplica a todos los consumidores sujetos a la categoría residencial, independientemente del tamaño de la carga conectada. En el caso de que el consumidor residencial sea atendido a través de un transformador de su propiedad y el registro de lectura sea en bajo voltaje, la empresa considerará un recargo por pérdidas de transformación equivalente a un 2% en el monto total de energía consumida.

El consumidor deberá pagar:

- a) Un cargo por comercialización en USD/consumidor, independiente del consumo de energía.

⁹⁴ Fuente: CONELEC, Tarifas. [Online], www.conelec.gob.ec

b) Cargos crecientes por energía en USD/kWh, en función de la energía consumida.

A. Servicio Residencial (R1)⁹⁵

Se aplica a los consumidores sujetos a la categoría de tarifa residencial, independientemente de la carga conectada [11].

Cargos

\$1,414 por factura en concepto de Comercialización, independiente del consumo de energía.

Tabla 4. 9 Cargos por Consumo (Clientes Residenciales)

BLOQUE DE CONSUMO KWh	CARGOS POR CONSUMO US\$	
0-50	0,068	por cada KWh de consumo en el mes
51-100	0,071	por cada uno de los siguientes 50KWh de consumo en el mes
101-130	0,073	por cada uno de los siguientes 30KWh de consumo en el mes
131-150	0,073	por cada uno de los siguientes 20KWh de consumo en el mes
151-200	0,08	por cada uno de los siguientes 50KWh de consumo en el mes
201-250	0,087	por cada uno de los siguientes 50KWh de consumo en el mes
251-300	0,089	por cada uno de los siguientes 50KWh de consumo en el mes
301-350	0,089	por cada uno de los siguientes 50KWh de consumo en el mes
351-400	0,089	por cada uno de los siguientes 50KWh de consumo en el mes
401 y SUPERIOR	0,089	por cada uno de los siguientes KWh de consumo en el mes

⁹⁵ **Fuente:** Empresa Electrica Quito, Pliego tarifario vigente: Periodo de Consumo:1-31 Enero 2013, [Online] www.eeq.com.ec

NOTA: Para tarifas mayores a 401Kwh sus valores por consumo se incluyen en el Anexo 3, actualizados hasta el 2013.

A1. Residencial Temporal (R2)

Se aplica a los consumidores residenciales que no tienen su residencia permanente en el área de servicio y que utilizan la energía eléctrica de forma puntual para usos domésticos (fines de semana, periodos de vacaciones, entre otros) [11].

Cargos

\$1,414 por factura en concepto de Comercialización, independiente del consumo de energía.

\$0,089 por cada KWh de consumo en el mes.

9,5% del valor de la planilla por consumo, en concepto de alumbrado público.

A2. Tarifa Ley del Anciano

Se aplica a los consumidores contemplados en el artículo 15 de la Ley del Anciano, y el artículo 1 de la Ley Reformatoria a la Ley del Anciano [11].

A2.1 Tarifa para Tercera Edad

Aplicación: Se aplica a los abonados Residenciales mayores de 65 años.

Cargos

\$1,414 por factura en concepto de Comercialización, independiente del consumo de energía.

Tabla 4. 10 Cargos por Consumo (Tarifa para Tercera Edad)

BLOQUE DE CONSUMO KWh	CARGOS POR CONSUMO US\$	
0-50	0,068	por cada KWh de consumo en el mes
51-100	0,071	por cada uno de los siguientes 50KWh de consumo en el mes
101-120	0,073	por cada uno de los siguientes 20KWh de consumo en el mes
121-130	0,073	por cada uno de los siguientes 10KWh de consumo en el mes
131-150	0,073	por cada uno de los siguientes 20KWh de consumo en el mes
151-200	0,08	por cada uno de los siguientes 50KWh de consumo en el mes
201-250	0,087	por cada uno de los siguientes 50KWh de consumo en el mes
251-300	0,089	por cada uno de los siguientes 50KWh de consumo en el mes
301-350	0,089	por cada uno de los siguientes 50KWh de consumo en el mes
351-400	0,089	por cada uno de los siguientes 50KWh de consumo en el mes
401 y SUPERIOR	0,089	por cada uno de los siguientes KWh de consumo en el mes

NOTA 1: Los valores de la planilla no se encuentran estipulados, los valores de subsidios y valores correspondientes a impuestos de bomberos, tasa de recolección de basura.

NOTA 2: Para tarifas mayores a 401Kwh sus valores por consumo se incluyen en el Anexo 3, actualizados hasta el 2013.

4.4 Evaluación económica

Para realizar la evaluación del sistema de monitoreo y control se obtuvo los costos referenciales asignados para lecturas de medidores, corte y reconexión. Además se toma en cuenta los valores recaudados a clientes regulados y el índice sectorizado de pérdidas durante el año 2012 en la Empresa Eléctrica Quito.

	Facturación	Devoluciones	Facturación Neta	Recaudación	Créditos
Total Periodo	\$261.282.343,24	\$10.882.349,61	\$250.399.993,63	\$245.512.466,63	\$5.843.565,47

Tabla 4. 11 Síntesis del plan de expansión de transmisión, distribución y comercialización⁹⁶

PLAN DE EXPANSION DEL SISTEMA		
Infraestructura Electrica	Unidad	Año 2012
TRANSMISION		
Lineas de transmision	Km	64
DISTRIBUCION		
Transformadores de distribucion	Un	3302
transformadores de distribucion	MVA	125
Alumbrado Publico	Un	13243
Primarios	Km	347
Redes secundarias	Km	151
COMERCIALIZACION		
Acometidas	Un	24461
Equipos de medicion	Un	44687

En la Tabla 4.11, se incluye el plan de expansión de la distribuidora para el año 2012 [11] que representa la inversión y construcción de nuevas redes e instalación de transformadores para la distribución de energía eléctrica en nuevos sectores y reparaciones de redes de transporte de energía.

Nota: en distribución y comercialización se incluye el FERUM.

⁹⁶ **Fuente:** Empresa Electrica Quito, Plan de Expansión de la EEQ, [Online] www.eeq.com.ec

Tabla 4. 12 Plan de expansión 2012

EEQ	INVERSION ANUAL USD
Infraestructura Eléctrica y Generales	Año 2012
Subestaciones de distribución	8601489
Lineas de transmisión	2822547
Transformadores de distribución	480000
Alumbrado Público	2354320
Primarios	1580952
Cambio de tensión y remodelación de redes	2420607
Electrificación zonas urbanas y rural	3549987
Microproyectos zonas urbanas y rural	NA

Ingresos por venta de energía y gastos de explotación en distribución por abonado

Determina el comportamiento de los ingresos y gastos por cada consumidor final.

Tabla 4. 13

Promedio Anual 2012 por abonado			
Año 2012	Ingresos (Millones de dolares)	Numero Total de clientes	Costos de Explotacion en distribucion (Dolares/Abonado)
	\$ 245.512.466,63	927847	264

Ingresos facturados por venta de energía

En la Tabla 4. 14, se observa los ingresos facturados por la venta de energía de la Empresa Eléctrica Quito para motivo de estudio de la presente investigación.

Tabla 4. 14

Año 2012	Ingresos facturados por venta de Energía Clientes Regulados (Millones de dolares)		
Residencial	Comercial	Industrial	Otros
206.967	31.425	3.928	3.19
Total	245		

Composición porcentual (%) de los ingresos facturados

La composición porcentual demuestra la cantidad de clientes en las categorías residencial, comercial e industrial que son clientes de la empresa distribuidora.

Tabla 4. 15

Año 2012	Residencial	Comercial	Industrial	Otros
	84,30%	12,80%	1,60%	1,30%

Energía Facturada

Establece el porcentaje de GWh facturados en el año 2012 de cada categoría de clientes

Tabla 4. 16

GWh Facturados Año 2012	Residencial	Comercial	Industrial	Otros
	2.988	455	57	46,23
	84%	13%	2%	1%

Precio medio en venta (USD/KWh)

El precio medio de facturación total de energía eléctrica para los clientes regulados por sectores fue de 7,97centavos/Kwh.

Número de abonados Residenciales

Representa la cantidad de abonados regulados en la zona residencial para el año 2012 según datos obtenidos de la Empresa Eléctrica Quito que se toma como referencia para el estudio económico.

Tabla 4. 17⁹⁷

E.E. Quito
Cientes Residencial Urbano 2012
518.832
Cientes Residencial Rural 2012
263.257

Composición de los gastos totales de la EEQ [3]

Tabla 4. 18⁹⁸

Año 2010	Millones de Dolares
Empresa Electrica Quito	Año2010
Energia comprada	\$ 584.000.000,00
Sueldos	\$ 11.300.000,00
Depreciacion	\$ 6.100.000,00
Materiales	\$ 192.800.000,00
Combustibles	\$ 26.500.000,00
Otros gastos	\$ 27.400.000,00
Gastos ajenos	\$ 2.500.000,00
Gastos financieros	\$ 2.300.000,00
Total Gastos	\$ 327.300.000,00
Ingresos	\$ 31.300.000,00
Utilidad	\$ -14.300.000,00

Rentabilidad del Sistema de Medición Inteligente

Para el análisis de la rentabilidad del proyecto y verificar si es viable o no. Dos parámetros usados para calcular la viabilidad del proyecto es el VNA (Valor Actual Neto) y el TIR (Tasa Interna de Retorno). Ambos conceptos se basan en lo mismo, y es la estimación de los flujos de caja (simplificando, ingresos menos gastos).

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

⁹⁷ Fuente: El Autor

⁹⁸ Fuente: Empresa Electrica Quito, Resumen de Gestión EEQ. [Online], www.eeq.com.ec

TIR (Tasa Interna de Retorno)

Devuelve la tasa interna de retorno de los flujos de caja representados por los números del argumento valores.

Costo de inversión de nuevos equipos

Tabla 4. 19⁹⁹

Costo de Equipos para Sistema de Monitoreo y Control Inteligente	
Costo del medidor x cantidad de clientes	\$ 9.180.780,00
Switch	\$ 3.050,00
Concentrador de datos 1500u	\$ 2.565.000,00
Software de Gestión Energética (Programa de Lectura y facturación)	\$ 5.000,00
Servidor	\$ 6.600,00
Firewall	\$ 3.200,00
Equipos Rack, Monitor, Teclado, Regleta de Tomacorrientes	\$ 2.400,00
Fibra Óptica multimodo 8 fibras	\$ 18.000,00
Total	\$ 11.784.030,00

Para el análisis económico del nuevo sistema de monitoreo y control, se obtuvo datos de pérdidas durante el año 2012, donde el consumo de clientes residenciales representativo es 2988GWh anuales correspondientes al 84%.

Para el estudio se toma como referencia el valor representativo promedio mensual del consumo energético en la zona residencial que es 0,426 USD/Kwh de acuerdo al rango de consumo que se encuentra indicado en el pliego tarifario publicado por la EEQ.

⁹⁹ Fuente: El Autor

Tabla 4. 20¹⁰⁰

Rango de consumo	Energía	
Categoría	Residencial	(USD/KWh)
2501-3500		0,426

Tabla 4. 21 Pérdidas Anual en función de la muestra

Distribuidora	EEQ	Perdidas no Técnicas Anual (Wh)	Precio del Kwh sin subsidio USD/Kwh	Costo de Perdida Anual(\$)	% funcion de la muestra	Perdidas Anual en funcion de la muestra(\$)
Total Clientes	927847,00	10600000,00	0,426	\$ 4.515.600,00	0,84	\$ 3.806.650,80
Clientes Residenciales Zona Urbana	518832,00		0,426	\$ 2.524.220	0,56	\$ 1.411.039,20

Del análisis se genera un flujo efectivo de \$1411.039, 20 por pérdidas no técnicas.

Para la automatización del proceso de lecturas realizamos los cálculos con una muestra de clientes residenciales en la zona urbana.

Utilizamos los datos indicados en la Tabla 4. 2 , que representa el presupuesto referencial de la EEQ.

Tabla 4. 22 Precio Anual de Lecturas a partir de la muestra¹⁰¹

Distribuidora	Cantidad de Clientes	Precio Unitario	Precio Anual Lectura de Medidores
EEQ	518.832	\$ 0,14	\$ 840.507,84

Para obtener el ahorro en los servicios de cortes y reconexiones se establece un porcentaje del 4% que corresponde a la cantidad de cortes y reconexiones con un precio

¹⁰⁰ Fuente: El Autor ¹⁰¹ Fuente: El Autor

de \$2,62 tomando en cuenta el precio referencial de la EEQ, de acuerdo al índice estadístico durante el periodo 2012.

Tabla 4. 23¹⁰²

Distribuidora	Cantidad de Clientes	%	Número de clientes según porcentaje	Precio Unitario por Corte y Reconexión	Total Por Corte y reconexión
EEQ	518.832	4%	20753,28	\$ 2,62	\$ 652.483,12

Recurso humano para la operación y mantenimiento

Tabla 4. 24¹⁰³

Cargo	Talento Humano	Salario	Subtotal \$
Ingeniero	1	\$ 1.110,00	\$ 1.110,00
Operador	2	\$ 570,00	\$ 1.140,00
Instalador y Mantenimiento	15	\$ 357,00	\$ 5.355,00
Total			\$ 7.605,00

¹⁰² Fuente: El Autor ¹⁰³ Fuente: El Autor

Tabla 4. 25 Tasa Interna de Retorno y Valor Actual Neto

Años	Inversión (\$)	Operación y Mantenimiento (\$)	Ahorro por toma de lecturas \$	Recuperación Perdidas no Técnicas \$	Corte y reconexión (\$)	Flujo de Fondos
0	\$ -11.784.030,00					\$ -11.784.030,00
1	Instalacion	\$ 91.260,00	\$ 840.507,84	\$ 1.411.039,20	\$ 652.483,12	\$ 6.779.413,11
2	Instalacion	\$ 91.260,00	\$ 840.507,84	\$ 1.411.039,20	\$ 652.483,12	\$ 4.233.117,61
3	Instalacion	\$ 91.260,00	\$ 840.507,84	\$ 1.411.039,20	\$ 652.483,12	\$ 2.740.893,65
4	Instalacion	\$ 91.260,00	\$ 840.507,84	\$ 1.411.039,20	\$ 652.483,12	\$ 322.930,00
5	Mantenimiento	\$ 91.260,00	\$ 840.507,84	\$ 1.411.039,20	\$ 652.483,12	\$ 301.930,00
6	Mantenimiento	\$ 91.260,00	\$ 840.507,84	\$ 1.411.039,20	\$ 652.483,12	\$ 91.260,00
TIR%						12%
VAN						\$ 11.784.030,00
TIR						\$ 0,00

Con estos resultados se demuestra que es posible realizar la implementación de un sistema de monitoreo y control residencial como ya se lo está implementando en ciudades como Cuenca y Guayaquil la cual es una de las ciudades con mayor índice de pérdidas no técnicas.

CONCLUSIONES

La implementación de una red eléctrica inteligente, ofrece beneficios como la modernización de las empresas distribuidoras de energía eléctrica con el objetivo principal de gestionar de una manera eficiente los cortes energéticos en el sector residencial; con un monitoreo constante de perturbaciones que afectan a la calidad energética.

La ventaja de la nueva generación de contadores electrónicos añade sistemas de comunicación bidireccional lo que hace posible tener un acceso completo e instantáneo a los datos de lectura del contador. También permite realizar la conexión/desconexión remota mediante un relé interno que este tipo de medidores incorpora.

El sistema proporciona una regularización de conexiones clandestinas, la eliminación de fraudes, desvíos de energía eléctrica, la reducción de pérdidas comerciales y la tarificación diferenciada para cada tipo de cliente.

La aplicación de nuevas tecnologías permite que las empresas de servicios públicos combinen productos de diferentes proveedores para garantizar la interoperatividad y el buen funcionamiento de un sistema de medición inteligente.

Los beneficios de aplicar un sistema de medición inteligente permiten realizar una telegestión y telecontrol en tiempo real, conociendo en todo momento el comportamiento de la instalación y el estado de las redes de distribución eléctrica.

Los medidores proporcionan datos históricos mediante la generación de gráficos, tablas de parámetros eléctricos para la elaboración de informes como parte de los procesos operativos con la finalidad de adoptar medidas preventivas o correctivas en la instalación.

Los sistemas avanzados de medición pueden proporcionar beneficios para los servicios públicos, proveedores y clientes. Los beneficios serán reconocidos por las empresas de

servicios públicos con mayor eficiencia en la detección de hurto, notificación de corte, la manipulación y los costos laborales reducidos como resultado de la automatización de lecturas, corte y reconexión.

Además, con la información en tiempo real a disposición del cliente, los beneficios se verán a través de oportunidades para administrar su consumo de energía. La aplicación les permite a los usuarios tener acceso a los datos y analizar su consumo a través de internet.

Si bien es cierto que las pérdidas no técnicas también corresponden a consumos de energía eléctrica de equipos de telefonía, TV Cable, alumbrado público, semaforización. El análisis técnico-económico se realizó tomando en cuenta los datos de manera global que corresponden a clientes residenciales como referencia para indicar que la factibilidad de implementación del sistema beneficiaría de una manera significativa a la empresa distribuidora con todas las prestaciones que se han hecho referencia en todo el estudio y diseño del sistema.

La aplicación de soluciones de sistemas de monitoreo y control inteligente conlleva al mejoramiento del servicio de las empresas de distribución de energía eléctrica lo que se traduce en eficiencia energética acorde al aumento de la demanda y necesidades de los clientes.

RECOMENDACIONES

Concientizar al cliente con el fin de optimizar el consumo de energía y eliminar el fraude con la aplicación del sistema de medición inteligente.

La sustitución debería ser un proceso paulatino, después de la concientización y capacitación a los consumidores de los beneficios de implementar un sistema de medición de telegestión y telemedida.

La modernización del sistema de medición es una alternativa viable para la disminución de pérdidas comerciales y llegar a una eficiencia energética como parte del plan maestro de electrificación del CONELEC, con el propósito de dar cumplimiento en el futuro con la meta del 2% de pérdidas en las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Con el incremento en la demanda por medidores con características avanzadas y herramientas para la administración inteligente de la energía, es aparente que los medidores de hoy y mañana no serán simplemente considerados para mediciones básicas de energía sino que estarán en el corazón de un completo centro de control de transmisión y distribución de energía eléctrica, permitiendo procesos inteligentes como acciones remotas de desconexión y reconexión en el sistema. Estas características ayudarán a las compañías distribuidoras a manejar y controlar mejor las instalaciones y recursos energéticos a través de convertir información en conocimiento en orden de mejorar la confiabilidad y productividad.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] More House Flick Tony, "*Securing The Smart Grid Next Generation Power Grid*".
- [2] CENACE. (2012) [Online]. "www.cenace.org" www.cenace.org
- [3] Pingarron Raul, "*Redes y Comunicaciones de Datos*".
- [4] Klaus Doster, "*Power Line Communications*", Tercera Edicion ed.: Prentice Hall PTR Inc., 2001.
- [5] CENELEC EN 50065-1:2001. (2001) "Signaling on low voltage electrical installations in the frequency range 3Khz to 148.5Khz" Part 1. General requirements, frequency bands and electromagnetic disturbances.
- [6] Sissine Kaplan Stan Mark, "*Smart Grid Modernizing Electric Power*". E.E.U.U, 2000.
- [7] Maria Soledad MSc. Jimenez, *Comunicacion Digital*.
- [8] Ministerio de Electricidad y Energias Renovables. (2011) Ecuador hacia las Redes Inteligentes. [Online]. "www.meer.gob.ec" www.meer.gob.ec
- [9] Antonio Creus, *Instrumentacion Industrial*.
- [10] get Smart Grid Updates. News & Analysis for modernization and automation of electric power. [Online]. "www.SmartGridNews.com" www.SmartGridNews.com
- [11] Empresa Electrica Quito. (2012, Diciembre) Indices de gestion-Pliego Tarifario. [Online]. "www.eeq.com.ec" www.eeq.com.ec
- [12] Ronald Neal S Tocci Widmer, *Sistemas Digitales Principios y Aplicaciones*, 8th ed., Ing. Javier Leon Cardenas, Ed.: Prentice Hall.
- [13] D'Amore, Pablo;SIEMENS AG, "Smart Grids," *Siemens Energy*, pp. 15-23, 2010.
- [14] SilverSprintNetworks. (2012) Solutions&Technology. [Online]. "www.silverspringnet.com" www.silverspringnet.com
- [15] CONELEC. (2012) Tarifas. [Online]. "www.conelec.gob.ec" www.conelec.gob.ec
- [16] Robert L Louis Boylestad,Nashelsky, *Teoria de Circuitos y Dispositivos Electronicos*, 8th ed., Carlos Mendoza Barraza, Ed.: Pearson Educacion.
- [17] ZigBee Alliance. www.zigbee.org.
- [18] www.ziv.es Aplicaciones y Tecnologia. [Online]. "www.ziv.es" www.ziv.es

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO II	48
TABLA 2. 1 POTENCIA VS TIEMPO.....	54
TABLA 2. 2 ORDENANZA DE ZONIFICACIÓN.....	57
TABLA 2. 3 CLASIFICACIÓN DE CONSUMIDORES POR ESTRATOS	58
TABLA 2. 4 ESTRATOS DE CONSUMO	58
TABLA 2. 5 CARGAS TÍPICAS DE APARATOS ELÉCTRICOS	62
TABLA 2. 6 VALORES DE DEMANDA MÁXIMA.....	66
TABLA 2. 7 VALORES DE TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA.....	67
TABLA 2. 8 VELOCIDAD DE TRANSMISIÓN Y RECEPCIÓN DE DATOS DE PUERTO SERIAL.....	92
TABLA 2. 9 ESPECIFICACIONES DEL MEDIO 100BASEX	113
TABLA 2. 10 CATEGORÍAS UTP	123
TABLA 2. 11 RESUMEN DE TIPOS DE CABLES EMPLEADOS.....	125
TABLA 2. 12 CLASIFICACIÓN DEL ESTÁNDAR IEEE	130
CAPÍTULO III	131
TABLA 3. 1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	157
TABLA 3. 2 FIBRA ÓPTICA MONOMODO.....	159
CAPÍTULO IV	168
TABLA 4. 1 CONCEPTOS DE SERVICIOS TÉCNICOS ESPECIALIZADOS.....	174
TABLA 4. 2 PRESUPUESTO REFERENCIAL EEQ	175
TABLA 4. 3 PRESUPUESTO REFERENCIAL PARA LECTURAS, CORTE Y RECONEXIÓN (EEQ).....	176
TABLA 4. 4 ÍNDICE DE LECTURAS EEQ 2012	177
TABLA 4. 5 ESTADÍSTICAS SUSPENSIONES EEQ ZONA RESIDENCIAL	178
TABLA 4. 6 NOVEDADES POR SUSPENSIONES D.M.Q.	180
TABLA 4. 7 CANTIDAD DE CLIENTES AREA DE COBERTURA EEQ.....	181
TABLA 4. 8 PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)	182
TABLA 4. 9 CARGOS POR CONSUMO (CLIENTES RESIDENCIALES)	192
TABLA 4. 10 CARGOS POR CONSUMO (TARIFA PARA TERCERA EDAD).....	194
TABLA 4. 11 SÍNTESIS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN.	195
TABLA 4. 12 PLAN DE EXPANSIÓN 2012	196
TABLA 4. 13 INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA Y GASTOS DE EXPLOTACION POR ABONADO	196
TABLA 4. 14 INGRESOS FACTURADOS POR VENTA DE ENERGIA	196
TABLA 4. 15 COMPOSICION PORCENTUAL DE LOS INGRESOS FACTURADOS	197
TABLA 4. 16 ENERGIA FACTURADA	197
TABLA 4. 17 NUMERO DE ABONADOS RESIDENCIALES	198
TABLA 4. 18 COMPOSICION DE LOS GASTOS TOTALES DE LA EEQ.....	198
TABLA 4. 19 COSTOS DE INVERSION DE NUEVOS EQUIPOS	199
TABLA 4. 20 RANGO DE CONSUMO KWH.....	200
TABLA 4. 21 PÉRDIDAS ANUAL EN FUNCIÓN DE LA MUESTRA.....	200
TABLA 4. 22 PRECIO ANUAL DE LECTURAS A PARTIR DE LA MUESTRA	200
TABLA 4. 23 AHORRO EN CORTE Y RECONEXION.....	201
TABLA 4. 24 RECURSO HUMANO PARA LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	201
TABLA 4. 25 TASA INTERNA DE RETORNO Y VALOR ACTUAL NETO	202

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I	13
FIGURA 1. 1 ESTRUCTURA DE UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE.....	19
FIGURA 1. 2 SISTEMA A.M.I.	24
FIGURA 1. 3 COMPONENTES DE UN SISTEMA SCADA	26
FIGURA 1. 4 ESQUEMA DE CONEXIÓN DE EQUIPOS E INTERFACES DE COMUNICACIÓN	29
FIGURA 1. 5 ESQUEMA DE LOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA SCADA.....	30
FIGURA 1. 6 SISTEMA VECTORIAL.....	34
FIGURA 1. 7 DIAGRAMA GENERAL DE UN P.L.C.....	37
FIGURA 1. 8 BANDAS DE FRECUENCIA PARA NORTE AMÉRICA	39
FIGURA 1. 9 BANDAS DE FRECUENCIA PARA EUROPA.....	39
FIGURA 1. 10 RED HAN	48
CAPÍTULO II	48
FIGURA 2. 1 FORMA DE ONDA DE VOLTAJE	50
FIGURA 2. 2 FORMA DE ONDA DE CORRIENTE.....	51
FIGURA 2. 3 ARMÓNICOS	51
FIGURA 2. 4 POTENCIA ACTIVA	51
FIGURA 2. 5 POTENCIA APARENTE	52
FIGURA 2. 6 COMPORTAMIENTO DE LA CARGA RESIDENCIAL	52
FIGURA 2. 7 CURVA DE CARGA DIARIA RESIDENCIAL	53
FIGURA 2. 8 FORMA DE ONDA DE VOLTAJE	55
FIGURA 2. 9 DEMANDA DIARIA COMERCIAL.....	56
FIGURA 2. 10 TIPO DE CARGA COMERCIAL.....	56
FIGURA 2. 11 CARGA RESISTIVA.....	59
FIGURA 2. 12 CARGA INDUCTIVA.....	60
FIGURA 2. 13 CARGA CAPACITIVA.....	60
FIGURA 2. 14 INFRAESTRUCTURA PARA SERVICIO DE ACOMETIDA RESIDENCIAL	62
FIGURA 2. 15 DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA NO COINCIDENTE	65
FIGURA 2. 16 TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA	66
FIGURA 2. 17 ARQUITECTURA GENERAL DE UNA RED ELÉCTRICA INTELIGENTE	68
FIGURA 2. 18 SCADA/GIS	70
FIGURA 2. 19 ESTRUCTURA GENÉRICA DEL MEDIDOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA	71
FIGURA 2. 20 REPRESENTACIÓN DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.....	72
FIGURA 2. 21 REPRESENTACIÓN DE UN TRANSFORMADOR DE VOLTAJE.....	75
FIGURA 2. 22 SISTEMA DE COMUNICACIÓN.....	75
FIGURA 2. 23 INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA	78
FIGURA 2. 24 COMUNICACIÓN DE DATOS	79
FIGURA 2. 25 DISTRIBUCIÓN DE PINES DEL PUERTO SERIAL	88
FIGURA 2. 26 FORMATOS DE DIRECCIONAMIENTO IP	95
FIGURA 2. 27 TRANSMISIÓN BROADCAST EN REDES ETHERNET.....	100
FIGURA 2. 28 VARIEDADES DE RED ETHERNET.....	100
FIGURA 2. 29 ESTÁNDAR 10BASET	102
FIGURA 2. 30 ESTÁNDAR 10BASE2.....	104
FIGURA 2. 31 DIFERENCIAS ENTRE FORMATO DE TRAMA IEEE 802.3 Y TRAMA ETHERNET	115
FIGURA 2. 32 MODELO DE REFERENCIA OSI.....	119
FIGURA 2. 33 RJ45.....	123
FIGURA 2. 34 CABLE COAXIAL	124
FIGURA 2. 35 CONECTOR PARA CABLE COAXIAL.....	124
FIGURA 2. 36 CABLE DE FIBRA ÓPTICA	124

CAPÍTULO III	131
FIGURA 3.1 NIVELES DE CONTROL	133
FIGURA 3.2 ESTRUCTURA DE MEDICIÓN RESIDENCIAL	136
FIGURA 3.3 AMI (INFRAESTRUCTURA AVANZADA DE MEDIDORES INTELIGENTES)	139
FIGURA 3.4 MEDIDOR INTELIGENTE	141
FIGURA 3.5 CONCENTRADOR PRIMARIO.....	142
FIGURA 3.6 CONCENTRADOR SECUNDARIO.....	143
FIGURA 3.7 DISPLAY DE LECTURA	144
FIGURA 3.8 CENTRO DE CONTROL DE LA RED INTELIGENTE.....	148
FIGURA 3.9 RED CORPORATIVA.....	150
FIGURA 3.10 SERVIDORES DE RED	150
FIGURA 3.11 SWITCH ETHERNET	151
FIGURA 3.12 FIREWALL	154
FIGURA 3.13 FUNCIONALIDAD DEL CONCENTRADOR.....	157
FIGURA 3.14 FIBRA ÓPTICA MONOMODO	159
CAPÍTULO IV	168
FIGURA 4.1 CARTA DE CLIENTE RESIDENCIAL	170
FIGURA 4.2 TOTAL CLIENTES EEQ.....	173
FIGURA 4.3 SERVICIOS TÉCNICOS ESPECIALIZADOS (CORTE Y RECONEXIÓN)	175
FIGURA 4.4 ÍNDICE DE LECTURAS DE LA EEQ	178
FIGURA 4.5 ESTADÍSTICAS DE SUSPENSIONES EEQ.....	179
FIGURA 4.7 DESGLOSE DE ENERGÍA DISPONIBLE, PERDIDAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	182
FIGURA 4.8 ORGANIGRAMA DEL SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE.....	184
FIGURA 4.9 FUNCIONES DEL DMS.....	186
FIGURA 4.10 FUNCIONES QUE PUEDEN ASOCIARSE AL DMS.....	187

ANEXOS

Anexo 1

Glosario de términos

BPL (*Broadband over power line*)

Métodos de comunicación de banda ancha de datos, que utiliza las líneas eléctricas para enviar la señal de punto a punto.

AMI (*Advanced Metering Infrastructure*)

Arquitectura para proveer a la compañía y al cliente información de consumo de energía eléctrica. Incluye el medidor, la red de comunicación entre el cliente y la distribuidora y los sistemas de recolección y manejo de datos.

Manejo de Demanda (*Demand Response*)

Programas para promover que los clientes modifiquen su patrón de consumo de electricidad en respuesta al precio y en función del tiempo. También se puede utilizar para ofrecerles a los clientes incentivos que fomenten la reducción del consumo de energía en las horas de demanda máxima del sistema o cuando la confiabilidad del sistema está en riesgo.

Medidores Inteligentes (*Smart Meters*)

Medidores electrónicos que proveen funciones como lectura remota, totales de energía recibida, totales de energía entregada, perfil de carga por hora, funciones de presencia de servicio eléctrico. Pueden tener funciones adicionales, como desconexión y reconexión remota.

Infraestructura Inteligente de Comunicaciones (*Red de Control*)

Es la red de comunicaciones y de datos que integra los equipos operacionales del sistema eléctrico desde la generación de la energía hasta la entrega al cliente. La Interoperabilidad de los equipos y sistemas es fundamental para lograr la red inteligente.

Red Inteligente (*Smart Grid*)

Iniciativa que integra e incorpora tecnologías, procesos administrativos y operacionales para proveer mayor confiabilidad y eficiencia en la operación de la infraestructura eléctrica, y apoyar una amplia variedad de nuevos servicios y alternativas a los clientes.

Seguridad de la Red Inteligente

Conjunto de políticas, estrategias y equipos que apoyan el cumplimiento de los estándares y guías de seguridad para la infraestructura eléctrica y tecnológica.

Acometida

Derivación de la red local del servicio respectivo que llega hasta el registro de corte del inmueble.

Acometida aérea

Los conductores aéreos de acometida que van desde el último poste o soporte aéreo, incluido los conectores de derivación, si los hay, hasta los conductores de entrada de acometida de la edificación o estructura.

Acometida aérea en bajo voltaje

Es la que se deriva de la Red de Distribución de bajo voltaje o desde los bornes de bajo

voltaje desde un transformador de distribución hacia un cliente.

Acometida subterránea en bajo voltaje

Sistema de ductos subterráneos, cajas de inspección, conductor, accesorio y canalizaciones que conectan un centro de transformación tipo interior con la red de uso general de medio y alto voltaje.

Aislamiento (eléctrico)

Resistencia eléctrica elevada que no permite la circulación de corriente entre dos cuerpos.

Alambre

Hilo o filamento de metal, laminado, para conducir corriente eléctrica

Alimentador

Sistema de conductores de un circuito de distribución de medio o bajo voltaje que alimenta cargas.

Poste

Nombre del dispositivo para soporte de conductores y aisladores de las líneas o redes aéreas. Pueden ser postes, torres u otro tipo de estructuras.

Circuito

Es la red o tramo de la red eléctrica monofásica (dos fases) o trifásica en Medio o Bajo voltaje que sale de una subestación, o de un Centro de Transformación de Distribución y suministra energía eléctrica a una zona específica.

Exactitud

Es la cualidad de un instrumento de medida por la que tiende a dar las lecturas próximas al verdadero valor de la magnitud medida [9].

Precisión

La precisión es la tolerancia de medida o de transmisión del instrumento (intervalo donde es admisible que se sitúe la magnitud de la medida), y define los límites de los errores cometidos cuando el instrumento se emplea en condiciones normales de servicio durante un periodo de tiempo determinado (normalmente 1 año) hay varias formas para expresar la precisión [9].

Tanto por ciento del alcance:

Ejemplo.- Un instrumento para una lectura de 150°C y una precisión de $\pm 0,5\%$ el valor real de la temperatura estará comprendido entre $150 \pm 0,5 \times 200 / 100 = 150 \pm 1$ es decir entre 149 y 151°C.

La precisión varía en cada punto del campo de medida si bien, el fabricante la especifica en todo el margen del instrumento indicando a veces su valor en algunas zonas de la escala [9].

Sensibilidad

Es la razón entre el incremento de la lectura y el incremento de la variable que lo ocasiona, después de haberse alcanzado el estado de reposo [13]. Por ejemplo si un transmisor electrónico de 0-10 bar, la precisión pasa de 5 a 5,5 bares y la señal de salida de 11,9 a 12,3 mA c.c. la sensibilidad es el cociente:

$(12,3-11,9) (20-4) / (5,5-5)/10 = +/-0,5 \text{ mA c.c. /bar}$

Fiabilidad

Medida de la probabilidad de que un instrumento continúe comportándose dentro de los límites especificados de error a lo largo de un tiempo determinado y bajo condiciones especificadas [9].

Resolución

Magnitud de los cambios en escalón de la señal de salida (expresado en tanto por ciento de la salida de toda la escala) al ir variando continuamente la medida en todo el campo.

Ruido

Cualquier perturbación eléctrica o señal accidental no deseadas que modifica la transmisión, indicación o registro de los datos deseados [9].

Estabilidad

Capacidad de un instrumento para mantener su comportamiento durante su vida útil y de almacenamiento especificadas [9].

Temperatura de servicio

Campo de temperaturas en el cual se espera que trabaje el instrumento dentro de los límites de error especificados [9].

Vida útil de servicio

Tiempo mínimo especificado durante el cual se aplican las características de servicio continuo e intermitente del instrumento sin que se presenten cambios en su

comportamiento más allá de tolerancias especificadas.

CSMA/CD (Carrier sense múltiple access with collision detection).

Bytes

Se usa comúnmente como unidad básica de almacenamiento de datos en combinación con los prefijos de cantidad.

- Prefijos es una clase de derivación.

Broadcast

Transmisión de un paquete que será recibido por todos los dispositivos en una red.

Host

Este término es usado en informática para referirse a los computadores conectados a una red, que proveen y utilizan servicios o de ella.

En general los anfitriones son computadoras monousuario o multiusuario que ofrecen servicios de transferencia de archivos, conexión remota, servidores de base de datos, servidores web, etc.

NIC

Network interface card, tarjeta de red

Network information center, centro de información de la red, encargada de asignar dominios de internet.

Longitud de onda

Es el periodo espacial o la distancia que hay de pulso a pulso. Normalmente se considera dos puntos consecutivos que poseen la misma fase: dos máximos, dos mínimos, dos cruces por cero (en el mismo sentido).

Espectro

En física, el análisis espectral o espectro energético, es la imagen o registro gráfico un sistema físico al ser excitado y posteriormente analizado.

Token Ring 802.5

Es una arquitectura de red usando un frame de 3 bytes llamado token que viaja, se recoge en el estándar IEEE 802.5.

Redes de área y de celda

Una red de celda o red celular es una red formada por celdas de radio (o cobertura de radio sobre un área más grande que el de una celda).

Mainframe

Computadora central o mainframe es una computadora grande, potente y costosa usada principalmente para una gran compañía para el procesamiento de una gran cantidad de datos.

Cable bifilar

Es una línea de transmisión en la cual la distancia entre dos conductores paralelos es mantenida constante gracias a un material dieléctrico.

Ancho de Banda

Es la diferencia entre la frecuencia más alta y la más baja soportadas por un cable.

VAN

Es el exceso del valor actual de los ingresos generados por el proyecto menos la inversión. Si el VAN es positivo se acepta el proyecto, si es negativo se rechaza.

TIR

Tasa que iguala a la inversión con el valor actual de los ingresos futuros.

Peer to peer

Configuración donde los elementos son terminales móviles equipados con los correspondientes adaptadores para comunicaciones inalámbricas. Es una red que necesita que los terminales estén en el rango de cobertura de la señal para que exista comunicación.

Celda

Area en la que una señal radioeléctrica es efectiva en una red inalámbrica.

Anexo 2

Regulación CONELEC¹⁰⁴

FACTURACIÓN

La facturación a los consumidores se efectuará con una periodicidad mensual, y no podrá ser inferior a 28 días ni exceder los 33 días calendarios. No habrá más de doce facturaciones anuales; salvo motivos de fuerza mayor que deberán ser debidamente justificados y puestos a consideración del CONELEC.

Sin embargo, el distribuidor y el consumidor, de así convenir a sus intereses, podrán acordar periodos de facturación distintos. Las facturas deberán notificarse al consumidor con 10 días de anticipación a la fecha de pago prevista.

En caso de que un medidor de un consumidor no haya sido leído por alguna causa justificada, la factura se calculará sobre la base del consumo promedio de los seis últimos meses facturados. Si en dos meses consecutivos no es posible efectuar la medición por causas atribuibles al consumidor, la empresa notificará esta circunstancia, pidiéndole dar facilidades para tal medición. En todo caso, la facturación que se realice hasta que se regularice esta situación, seguirá efectuándose siempre con el promedio de consumo de los seis últimos meses facturados.

¹⁰⁴ Fuente: CONELEC, Regulación 004/01, www.conelec.gob.ec

Demanda Facturable¹⁰⁵

- a) En el caso de disponer de un Medidor que registre Demanda Máxima:

La demanda facturable mensual corresponde a la máxima demanda registrada en el mes por el respectivo medidor de demanda, y no podrá ser inferior al 60% del valor de la máxima demanda de los últimos doce meses, incluyendo el mes de facturación.

Para el caso de los consumidores que utilizan la energía para bombeo de agua para usos agrícolas y piscícolas, la demanda facturable mensual será igual a la demanda mensual registrada en el respectivo medidor.

- b) En el caso de no disponer de un Registrador de Demanda:

La demanda facturable se computará de la siguiente manera:

El 90% de los primeros 10kW de carga conectada;

El 80% de los siguientes 20kW de carga conectada;

El 70% de los siguientes 50kW de carga conectada;

El 50% del exceso de carga conectada.

Regulación 004/01

Calidad del Servicio Eléctrico¹⁰⁶

¹⁰⁵ Fuente: CONELEC, Regulación 004/01, www.conelec.gob.ec

¹⁰⁶ Fuente: CONELEC, Regulación 004/01, Calidad del Servicio, www.conelec.gob.ec

Estimaciones en la Facturación

La facturación a los consumidores de las zonas urbanas o de densidad demográfica alta y media se efectuarán obligatoriamente en función de las lecturas directas de los medidores. Solo serán admisibles facturaciones basadas en estimaciones, para el caso del sector rural que no dispongan de medidores y los de excepciones determinadas en la ley orgánica de Defensa del Consumidor, para los cuales el distribuidor se sujetará a lo establecido en dicha ley.

Conexiones del Servicio Eléctrico y del Medidor

Se consideran los tiempos máximos en que el distribuidor debe proveer la conexión del servicio eléctrico y el medidor a cada consumidor, a partir de la fecha de pago del depósito en garantía por consumo de energía y por el buen uso de la acometida y el equipo de medición.

a) Sin modificación de red:

AREA GEOGRÁFICA	Subetapa 1	Subetapa 2
Densidad Demográfica Alta y/o Zonas Urbanas	8 días	4 días
Densidad Demográfica Media	10 días	5 días
Densidad Demográfica Baja y/o Zonas Rurales	15 días	7 días

b) Con modificación de red dentro de la franja de servicio de 200 m:

AREA GEOGRÁFICA	Subetapa 1	Subetapa 2
Densidad Demográfica Alta y/o Zonas Urbanas	15 días	10 días
Densidad Demográfica Media	17 días	12 días
Densidad Demográfica Baja y/o Zonas Rurales	20 días	15 días

c) Instalaciones a Medio Voltaje, con instalación a cargo del consumidor:

Subetapa 1: 10 días
Subetapa 2: 5 día

Anexo 3

Cargos por Consumo Residencial¹⁰⁷

Tarifa de la dignidad [15]

EMPRESA	SUBSIDIO TARIFA DIGNIDAD					
	USD (EN MILLONES)			A BONAFIOS (PROMEDIO MENSUAL)		
	Año 2009	Año 2010	Año 2011	Año 2009	Año 2010	Año 2011
Ambato	2.64	2.81	2.97	121,391	126,406	132,011
Azoques	0.38	0.40	0.41	17,408	17,276	19,194
Bolivar	0.73	0.80	0.85	36,323	39,331	40,965
Guayaquil	3.99	3.91	4.07	201,105	232,580	253,015
Centrosur	2.94	3.15	3.29	169,822	176,399	183,210
Cotopaxi	1.47	1.50	1.53	69,153	71,002	72,901
El Oro	3.35	3.14	3.26	118,595	117,142	120,478
Guayas - Los Ríos	3.35	2.92	3.21	149,295	144,201	170,839
Esmeraldas	1.27	1.27	1.26	62,030	58,035	58,859
Los Ríos	1.59	1.95	2.07	53,379	55,613	59,454
Manabi	3.02	3.51	4.83	163,265	170,254	185,687
Milagro	1.92	2.07	2.17	71,854	75,476	77,787
Norte	2.57	2.90	3.16	110,707	125,020	129,175
Quito	2.57	3.68	3.74	293,235	316,739	337,461
Riobamba	1.84	1.93	2.00	94,152	99,004	102,053
Sta Elena	1.24	1.27	1.32	56,840	58,896	59,384
Sto Domingo	2.35	2.46	2.63	80,306	82,681	88,186
Sur	2.07	2.12	2.16	94,776	97,429	98,068
Galapagos	0.05	0.05	0.05	2,963	3,239	3,228
Sucumbios	0.78	0.89	0.94	33,145	36,768	40,539
TOTAL	40.10	42.74	45.93	1,999,744	2,103,489	2,232,493

¹⁰⁷ Fuente: CONELEC, Tarifas(2012) [Online], www.conelec.gob.ec

Anexo 4

Cortes del Servicio

A continuación se detalla las diferentes actividades que se debe ejecutar en cortes:

Actividad	Descripción de la Actividad
Cortes al Disyuntor	Corte realizado al o los disyuntores del panel o caja de medidor. En términos generales se procederá de la siguiente manera: Comunicar al cliente la suspensión del servicio por falta de pago. Entregar la notificación de suspensión. Desconectar los disyuntores, colocar el sticker (parte lateral de caja) en donde constará la fecha, hora, ejecutor y tipo de corte. Informar de manera inmediata el corte realizado, a través del medio de comunicación que tenga el contratista (teléfono, palm, radio). Tomar fotografía digital del servicio que ha sido suspendido, este archivo debe ser entregado al Fiscalizador codificado con el número de suministro y fecha de ejecución.
Corte al Medidor o Caja de Distribución	Corte realizado a la bornera del equipo de medición (medidor o caja de distribución): En términos generales se procederá de la siguiente manera: Comunicar al cliente la suspensión del servicio por falta de pago. Entregar la notificación de suspensión. Desconectar los conductores del medidor o Caja de Distribución (fases) de la salida hacia los disyuntores. Colocar el sello o sticker (parte lateral de caja) en donde constará la fecha, hora, ejecutor y tipo de corte. Informar de manera inmediata el corte realizado a través del medio de comunicación que tenga el contratista (teléfono, palm, radio). Tomar fotografía digital del servicio que ha sido suspendido, este archivo debe ser entregado al Fiscalizador codificado con el número de suministro y fecha de ejecución.
Corte con retiro de medidor	Corte con retiro del equipo de medición: En términos generales se procederá de la siguiente manera: Llegar al sitio con los equipos, herramientas, vehículos, equipos de seguridad. Comunicar al cliente el retiro del servicio por falta de pago. Entregar la notificación de suspensión. Desconectar los disyuntores. Desmontar el medidor. Colocar sticker de retiro de medidor en caja o tablero, indicando que el servicio ha sido retirado. Informar de manera inmediata el retiro realizado a través del medio de comunicación que tenga el contratista (teléfono, palm, radio). Tomar fotografía digital del servicio que ha sido suspendido, este archivo debe ser entregado al Fiscalizador codificado con el número de suministro y fecha de ejecución. Coordinar la entrega del medidor con el Fiscalizador.
Corte con retiro de medidor y acometida	Corte realizado a la acometida del medidor que conecta con la red de baja tensión: En términos generales se procederá de la siguiente manera: Llegar al sitio con los equipos, herramientas, vehículos, equipos de seguridad. Comunicar al cliente el retiro del servicio por falta de pago. Entregar la notificación de suspensión. Desconectar los disyuntores. Desmontar el medidor y acometida. Colocar sticker de retiro de medidor en caja o tablero, indicando que el servicio ha sido retirado. Informar de manera inmediata el retiro realizado a través del medio de comunicación que tenga el contratista (teléfono, palm, radio). Tomar fotografía digital del servicio que ha sido suspendido, este archivo debe ser entregado al Fiscalizador codificado con el número de suministro y fecha de

	ejecución. Coordinar la entrega del medidor y acometida con el Fiscalizador.
Corte al Poste, acometida	Corte realizado a la acometida del medidor que conecta con la red de baja tensión: En términos generales se procederá de la siguiente manera: Llegar al sitio con los equipos, herramientas, vehículos, equipos de seguridad. Comunicar al cliente la suspensión del servicio por falta de pago. Entregar la notificación de suspensión. Desconectar los disyuntores. Subirse al poste y desconectar los conductores fases de la acometida. Colocar señalización en la acometida indicando que está suspendida por falta de pago. Informar de manera inmediata el corte realizado a través del medio de comunicación que tenga el contratista (teléfono, palm, radio). Tomar fotografía digital del servicio que ha sido suspendido, este archivo debe ser entregado al Fiscalizador codificado con el número de suministro y fecha de ejecución.

Reconexiones de Servicio

Actividad	Descripción de la Actividad
Reconexión al Disyuntor	Reconexión a realizar al o los disyuntores del panel o caja de medidor: En términos generales se procederá de la siguiente manera: Comunicar al cliente la reconexión del servicio suspendido por falta de pago. Conectar los disyuntores, colocar el sticker (parte lateral de caja) en donde constara la fecha, hora, ejecutor y tipo de reconexión. Verificar que el cliente esté con servicio. Informar de manera inmediata la reconexión realizada a través del medio de comunicación que tenga el contratista (teléfono, palm, radio). Tomar fotografía digital del servicio que ha sido suspendido, este archivo debe ser entregado al Fiscalizador codificado con el número de suministro y fecha de ejecución.
Reconexión al Medidor o Caja de Distribución	Reconexión a realizar a la bornera del equipo de medición (medidor o caja de distribución). En términos generales se procederá de la siguiente manera: Comunicar al cliente la reconexión del servicio suspendido por falta de pago Conectar los conductores del medidor o caja de distribución (fases) que se encontraban desconectados. Colocar el sello o sticker (parte lateral de caja) en donde constará la fecha, hora, ejecutor y tipo de Reconexión. Verificar que el cliente esté con servicio. Informar de manera inmediata la reconexión realizada a través del medio de comunicación que tenga el contratista (teléfono, palm, radio) Tomar fotografía digital del servicio que ha sido suspendido, este archivo debe ser entregado al Fiscalizador codificado con el número de suministro y fecha de ejecución.
Reconexión, reinstalación de medidor	Reconexión o reinstalación de equipo de medición. En términos generales se procederá de la siguiente manera: Llegar al sitio con los equipos, herramientas, vehículos, equipos de seguridad y equipo de medición retirado. Comunicar al cliente la reinstalación del medidor retirado por falta de pago. Instalar medidor. Retirar sticker de suspensión y colocar sticker de reconexión al costado de caja o tablero. Verificar que el cliente esté con servicio. Informar de manera inmediata la reconexión realizada a través del medio de comunicación que tenga el contratista (teléfono, palm, radio). Tomar fotografía digital del servicio que ha sido suspendido, este archivo debe ser entregado al Fiscalizador codificado con el número de suministro y fecha de ejecución.
Reconexión, reinstalación	Reconexión o reinstalación a realizar de la acometida y medidor: En términos generales se procederá de la siguiente manera: Llegar al sitio con los equipos,

de medidor y acometida	herramientas, vehículos, equipos de seguridad, acometida y medidor retirados anteriormente. Comunicar al cliente la reinstalación del servicio retirado. Instalar acometida y medidor. Retirar sticker de suspensión y colocar sticker de reconexión al costado de caja o tablero. Verificar que el cliente esté con servicio. Informar de manera inmediata la reconexión realizada a través del medio de comunicación que tenga el contratista (teléfono, palm, radio). Tomar fotografía digital del servicio que ha sido suspendido, este archivo debe ser entregado al Fiscalizador codificado con el número de suministro y fecha de ejecución.		
Reconexión al Poste, acometida	Reconexión a realizar a la acometida del medidor que conecta con la red de baja tensión. En términos generales se procederá de la siguiente manera: Llegar al sitio con los equipos, herramientas, vehículos, equipos de seguridad. Comunicar al cliente la reconexión del servicio suspendido por falta de pago. Subirse al poste y conectar los conductores fases de la acometida con conectores nuevos. Quitar la señalización dejada en la acometida por la suspensión realizada por falta de pago. Verificar que el cliente esté con servicio. Informar de manera inmediata la reconexión realizada, a través del medio de comunicación que tenga el contratista (teléfono, palm, radio). Tomar fotografía digital del servicio que ha sido suspendido, este archivo debe ser entregado al Fiscalizador codificado con el número de suministro y fecha de ejecución.		
TIPO	GESTIÓN SUSPENSIÓN	GESTIÓN RECONEXIÓN	SANCIÓN AUTORECONEXIONES
A LOS DISYUNTORES	\$ 1,08	\$ 1,31	\$ 2,62
AL MEDIDOR	\$ 1,44	\$ 1,75	\$ 3,50
AL POSTE O ACOMETIDA	\$ 6,31	\$ 7,67	\$ 15,34
CON RETIRO MEDIDOR	\$ 5,31	\$ 6,46	\$ 12,92
CON RETIRO MEDIDOR Y ACOMETIDA	\$ 7,99	\$ 9,71	\$ 19,42

Anexo 5

TABLA DE NOVEDADES DE LECTURA¹⁰⁸

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	Lectura SI, NO
B	CORREGIR DIRECCIÓN	S
C	DOMICILIO CERRADO BALDÍO ABANDONADO.	N
D	DESCONECTADO EL SERVICIO	S
E	MEDIDOR SIN USO/LECTURA ESTACIONADA	S
F	VERIFICAR POSIBLE CONTRAVENCIÓN	S
G	GEOCODIGO ERRADO	S
H	REUBICAR MEDIDOR	S
I	ARREGLAR INSTALACIÓN DE EQUIPO	S
J	MEDIDOR NO LOCALIZADO	N
L	RECTIFICAR LA IDENTIF. DE MEDIDOR.	S
M	MEDIDOR CON DAÑO	S
N	MEDIDOR RETIRADO	N
O	OBSTRUIDO DE DIFÍCIL VISIBILIDAD.	S
P	PERRO BRAVO	S
Q	NUMERO DE MEDIDOR BORRADO	S
R	LECTURA RATIFICADA SALE DE RANGO	S
S	SE REPORTA SOBRENTE	S
T	MEDIDOR DESPROGRAMADO	S
U	CAMBIO DE BATERÍA	S
V	FALTA DE ENERGÍA	N
Z	LECTURA REPORTADA POR EL CLIENTE.	S

¹⁰⁸ Fuente: Empresa Electrica Quito

Anexo 6

SISTEMA DE TELEMEDIDA Y GESTIÓN ENERGÉTICA

CATÁLOGO DE EQUIPOS

PLANOS SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO DE ENERGÍA ELÉCTRICA RESIDENCIAL

Descripción:

- I.** Acometida domiciliaria.
- II.** Caja hermética para Contador de Energía Eléctrica.
- III.** Esquema general de la red de bajo voltaje.
- IV.** Sistema Eléctrico de Potencia Convencional.
- V.** Vista en elevación de acometida.
- VI.** Modelo de la Red Eléctrica Inteligente.
- VII.** Vista frontal de equipos de comunicación.