

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

Facultad de Ciencias e Ingeniería



TESIS

***SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL DE
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS, ORIENTADOS A LA
GESTIÓN DE LA DEMANDA Y BASADA EN SISTEMAS
DE CONTROL INTELIGENTES***

PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRÓNICO

PRESENTADO POR:

Luis Alfredo Gálvez Del Villar

Dennis José Florián Villacorta

RESUMEN

El presente trabajo de tesis contiene el resultado de la investigación para la realización de un sistema de monitoreo y control de subestaciones eléctricas orientada a la Gestión de la demanda y basado en sistemas de control.

Se presenta un estudio referente a las ventajas de emplear estos tipos de sistemas de control, además de los componentes requeridos para su implementación; el marco teórico ofrece la solución ideal del proceso apoyándose sobre la tecnología propuesta; el marco problemático muestra los factores que afectan el proceso de adquisición de datos en subestaciones eléctricas, el cual consiste básicamente en un proceso manual de recolección de datos de los medidores instalados en las mismas, lo cual resulta ineficiente por ser de carácter pasivo y no ayudar en el mejoramiento del proceso ni de toma de decisiones de forma inmediata.

En la fundamentación se indica la importancia del estudio realizado sobre la problemática establecida, desde los niveles Teórico – académico, lo cual nos permitirá, finalmente, llegar a la || de datos, programando el intervalo de tiempo para la adquisición de datos y luego del procesamiento de los resultados obtenidos, por parte del controlador del sistema, se pueda determinar los tipos de fallas del mismo y tomar la acción de control respectiva, la cual podría ser enviar una señal que permita iniciar la secuencia de arranque de un grupo electrógeno que ingrese al sistema, lo cual constituya una reducción en los costos de facturación cuando resulte mas conveniente para el cliente.



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA

TEMA DE TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRÓNICO

Título : Sistema de Monitoreo y Control de Subestaciones Eléctricas Orientados a la Gestión de la Demanda y Basada en Sistemas de Control Inteligentes
 Área : Electrónica # 324
 Asesor : Ing. Raul Del Rosario
 Alumnos : Luis Alfredo Gálvez Del Villar Código: 19970856.3.12
 Dennis José Florián Villacorta Código : 19960075.4.12
 Fecha : 19 de enero de 2006

Descripción y Objetivos

El objetivo general de esta tesis consiste en diseñar e implementar un sistema de monitoreo y control de subestaciones eléctricas orientada a la gestión de la demanda basada en sistema inteligentes, el cual permitirá optimizar el consumo de energía eléctrica, reduciendo los costos de producción sin detrimento de la misma; logrando además demostrar que la operación manual en la recolección de datos de las subestaciones eléctricas en las empresas denota ineficiencia, debido a la falta de supervisión continua del sistema.

El sistema a diseñar debe monitorear continuamente el estado de las subestaciones, sus parámetros, almacenando los resultados obtenidos en una base de datos, la cual deberá ser actualizada constantemente y en base a estos resultados se deberán generar reportes, los cuales se convertirán en información de entrada en la programación de software de Gestión de la demanda.

El sistema comprende el desarrollo de un software el cual estará regido por los conceptos de Gestión de la Demanda. El sistema de control deberá estar monitoreado por un software de adquisición de datos el cual cumpla la función de interfaz de usuario de manera tal que el operario disponga de los datos adquiridos en tiempo real para de esa manera generar reportes del sistema; el cual será de tipo inteligente y de acuerdo a la información procesada será capaz de tomar decisiones apropiadas para lograr un real ahorro energético en la planta, pero además de permitir la toma de decisiones de forma manual vía una programación efectuada por el supervisor del sistema.

Para la transmisión de los datos se utilizarán protocolos de comunicación alámbricos, para lograr la interconexión de controladores ubicados en cada planta e incluso llegar a contemplar la posibilidad de interconexión vía Protocolo TCP/IP con las interfaces correspondientes.

El objetivo del desarrollo de este sistema consiste en hacer más eficiente la toma de datos en las subestaciones eléctricas, de una manera más eficiente, luego de la cual y teniendo una base de datos históricos considerable, llegar a reducir los costos generados por el excesivo consumo de energía .

MAXIMO 100 PÁGINAS

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DEL PERU
SECCION ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA

Ing. ANDRES FLORES ESPINOZA
Coordinador de la Especialidad de Ingeniería Electrónica



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ
FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA

TEMA DE TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRÓNICO

Título : Sistema de Monitoreo y Control de Subestaciones Eléctricas
Orientados a la Gestión de la Demanda y Basada en Sistemas de
Control Inteligentes

Índice

Introducción

- | | |
|---|-----------------------------------|
| 1. Problemática actual en los procesos de adquisición de datos en las subestaciones eléctricas. | (Dennis Florián) |
| 2. Planteamiento teórico para lograr el monitoreo y control de subestaciones eléctricas. | (Luis Gálvez) |
| 3. Hipotesis de la investigación. | (Luis Gálvez) |
| 4. Objetivos del Proyecto. | (Dennis Florián) |
| 5. Diseño e Implementación del sistema de Monitoreo y Control de subestaciones eléctricas. | (Dennis Florián)
(Luis Gálvez) |

Conclusiones.

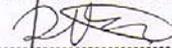
Recomendaciones

Bibliografía.

Anexos




PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DEL PERU
SECCION ELECTRICIDAD Y ELECTRONICA



Ing. ANDRES FLORES ESPINOZA
Coordinador de la Especialidad de Ingeniería Electrónica

Dedicamos esta tesis:

A los profesores y asesores de la universidad que nos ayudaron con nuestra tesis, mil gracias por la asistencia y el apoyo.

Los autores de la tesis

A nuestros compañeros de Trabajo Roberto, Rubén y Milagros que nos apoyaron para que podamos realizar nuestro trabajo de tesis.

Los autores de la tesis

A nuestra gran amiga Mercedes, lo que logramos también es gracias a ti.

Los autores de la tesis

A mis padre Luis Armando y Gloria Lourdes, que son el mejor regalo que Dios me pudo dar al venir a este mundo, grandes forjadores que me dieron magistrales orientaciones para el logro de mis aspiraciones y así poder cristalizar mis metas; a mi hermano José Armando a quien quiero mucho por brindarme siempre su apoyo. Por su cariño y amor incondicional, mil gracias.

Luis Alfredo Gálvez del Villar

A la eterna memoria de papá Alfredo y mamá Manuela “Manonguita”, de mamá Meche y papá Ernesto, de mi tío Mario y de Carlitos, mi imperecedero recuerdo hacia ellos. Gracias por iluminarnos desde el cielo.

Luis Alfredo Gálvez del Villar

Al amor de mi vida, Rosa Maria, quien siempre me ha apoyado en todo momento, siendo amiga y compañera y por quien deseo ser mejor cada día.

Luis Alfredo Gálvez del Villar

A mis padres Segundo e Yrma. Todo lo que logre hasta ahora es gracias a los dos, son los mejores y estoy orgulloso de ustedes padres. A mis Hermanas Pamela, Catherine y Diana gracias por el apoyo y comprensión.

Dennis Florián Villacorta.

A una mujer que me impulso a iniciar y a poder terminar mi tesis. Gracias por la fuerza y el apoyo que me diste aunque ahora estés lejos siempre estamos en contacto porque ambos estamos.... De viaje.

Dennis Florián Villacorta

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	9
CAPÍTULO 1: PROBLEMÁTICA ACTUAL EN LOS PROCESOS DE ADQUISICIÓN DE DATOS EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.	10
1.1 Declaración del Marco Problemático.	11
1.2 Variables externas.	12
1.3 Variables Internas.	13
CAPÍTULO 2: PLANTEAMIENTO TEÓRICO PARA LOGRAR EL MONITOREO Y CONTROL DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.	16
2.1 Estado del Arte.	17
2.1.1 Presentación del asunto de estudio.	17
2.1.2 El estado de la Investigación.	17
2.1.2.1 Definición de la gestión de la demanda eléctrica.	17
2.1.2.2 Medición.	19
2.1.2.3 Tecnologías de comunicación para la transmisión de datos.	23
2.1.2.4 Sistemas de control aplicados a subestaciones eléctricas.	28
2.1.2.5 Software.	29
2.1.3 Síntesis sobre el asunto de estudio.	30
2.2 Conceptos Generales:	31
2.2.1 Subestación eléctrica.	31
2.2.2 Tipos de subestaciones.	31
2.2.3 Energía y potencia.	31
2.2.4 Falla en el sistema eléctrico.	33
2.2.5 Medición en electricidad.	33
2.2.6 Instrumentos de medición.	34
2.2.7 Telecontrol.	34
2.3 Estudio de los gastos de energía de acuerdo a la facturación con la que cuenta el cliente.	35
2.4 Grupos electrógenos.	38
2.5 Modelo Teórico.	50
2.6 Definiciones operativas:	52
2.6.1 Indicadores cualitativos.	52
2.6.2 Indicadores cuantitativos.	53

CAPÍTULO 3:	HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN.	54
3.1	Hipótesis de la investigación.	55
3.1.1	Hipótesis principal.	55
3.1.2	Hipótesis secundarias.	55
CAPÍTULO 4:	OBJETIVOS DEL PROYECTO.	63
4.1	Objetivos.	64
4.1.1	Objetivo General.	64
4.1.2	Objetivos Específicos.	64
4.2	Universo y Muestra.	66
4.3	Procedimiento e Instrumentos de Análisis.	66
CAPÍTULO 5:	DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.	70
5.1	Consideraciones Preliminares.	71
5.2	Desarrollo de la solución en conjunto.	74
5.3	Estudio y análisis de los Procesos.	75
5.3.1	Interfase óptica.	76
5.4	Análisis y Diseño del Sistema.	77
5.4.1	Interfase óptica.	78
5.4.2	Convertor RS232 a RS422/RS485.	84
5.4.3	Concentrador o Hub.	84
5.5	Desarrollo de software de manejo.	85
5.5.1	Etapa 1: El software de manejo de la interfase.	85
5.5.2	Etapa 2: Software de interfase con el usuario.	87
5.6	Software orientado a la gestión de demanda eléctrica.	90
5.7	Configuración, pruebas y resultados.	96
5.7.1	Configuración de Medidor.	96
5.7.2	Pruebas de simulación de circuitos.	97
5.7.3	Prueba con medidor e interfase óptica.	97
5.7.4	Prueba de Interfase Óptica con cargas.	98
5.8	Dificultades operativas.	99
5.9	Reglas para el control.	100

OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES **102**

FUENTES **112**

ANEXOS **(VER CD)**

Anexo A MEDIDORES A1350 EN EL PERU Y FABRICANTES DE MEDIDORES
DISEÑADOS BAJO LA NORMA IEC 62056

Anexo B PROGRAMA DE LA INTERFASE ÓPTICA

Anexo C HOJAS TÉCNICAS DE COMPONENTES ELECTRÓNICOS

Anexo D PRUEBA CON CARGAS

Anexo E TARJETAS IMPRESAS

Anexo F MANUAL DE USUARIO

Anexo G FOTOS

Anexo H LEYENDA DE VALORES MOSTRADOS EN TOMA DE DATOS

INTRODUCCIÓN.

El presente trabajo de tesis contiene el resultado de la investigación para la realización de un sistema de monitoreo y control de subestaciones eléctricas orientada a la Gestión de la demanda y basado en sistemas de control.

Se presenta un estudio referente a las ventajas de emplear estos tipos de sistemas de control, además de los componentes requeridos para su implementación; el marco teórico ofrece la solución ideal del proceso apoyándose sobre la tecnología propuesta; el marco problemático muestra los factores que afectan el proceso de adquisición de datos en subestaciones eléctricas, el cual consiste básicamente en un proceso manual de recolección de datos de los medidores instalados en las mismas, lo cual resulta ineficiente por ser de carácter pasivo y no ayudar en el mejoramiento del proceso ni de toma de decisiones de forma inmediata.

En la fundamentación se indica la importancia del estudio realizado sobre la problemática establecida, desde los niveles Teórico – académico, lo cual nos permitirá, finalmente, llegar a la solución planteada en el presente trabajo de tesis; dicha solución consiste en un sistema de monitoreo que actúe directamente sobre los medidores electrónicos instalados en las subestaciones eléctricas de manera que se automatice la recolección de datos, programando el intervalo de tiempo para la adquisición de datos y luego del procesamiento de los resultados obtenidos, por parte del controlador del sistema, se pueda determinar los tipos de fallas del mismo y tomar la acción de control respectiva, la cual podría ser enviar una señal que permita iniciar la secuencia de arranque de un grupo electrógeno que ingrese al sistema, lo cual constituya una reducción en los costos de facturación cuando resulte mas conveniente para el cliente.



CAPÍTULO 1

**PROBLEMÁTICA ACTUAL EN LOS PROCESOS DE ADQUISICIÓN DE
DATOS EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

1. PROBLEMÁTICA ACTUAL EN LOS PROCESOS DE ADQUISICIÓN DE DATOS EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.

1.1 Declaración del Marco Problemático.

En la actualidad existen muchas empresas que confían el manejo y gestión de las subestaciones eléctricas, que se encuentran en su sistema, a la acción de sus operarios de manera manual generando una base de datos producto de esta periódica recolección de información. La acción de los operarios consiste básicamente en realizar una visita mensual a las subestaciones eléctricas a recoger los datos más importantes proporcionados por el medidor electrónico instalado en las subestaciones, estos valores son la potencia activa, la potencia reactiva y máxima demanda. Esta acción la realizan, los operarios, observando las pantallas alfanuméricas de los mismos medidores y tomando apuntes en un cuadernillo que sirve de historial del sistema. En muchos casos no se tiene un rendimiento óptimo de las instalaciones debido a que no se tiene un monitoreo continuo del sistema, lo que no permitiría tomar la acción de arrancar el grupo electrógeno si se sobrepasara la potencia contratada y eso significaría una facturación mensual elevada además de la multa respectiva.

Es necesario potenciar la eficiencia energética y la innovación tecnológica con la introducción de equipos energéticamente, más eficientes y menos contaminantes del medio ambiente aprovechando las energías renovables.

Resulta indispensable concienciar a las empresas en el tema de gestión de demanda a fin de provocar su interés en optimizar el uso de la energía eléctrica que consumen, de modo que les permita disminuir sus costos sin que esto signifique un detrimento en sus niveles de producción.

1.2 Variables Externas.

La política de las compañías con respecto al consumo de la energía suministrada por la empresa eléctrica es la de reducir costos por consumo de la energía utilizada en la producción, por lo que se deben tomar en cuenta factores que si bien no influyen directamente con el proceso, sí lo hacen indirectamente y son de importancia para una buena política del uso racional de la energía. La **Figura 1** ilustra gráficamente cuales son estos factores que indirectamente influyen en el proceso en estudio.

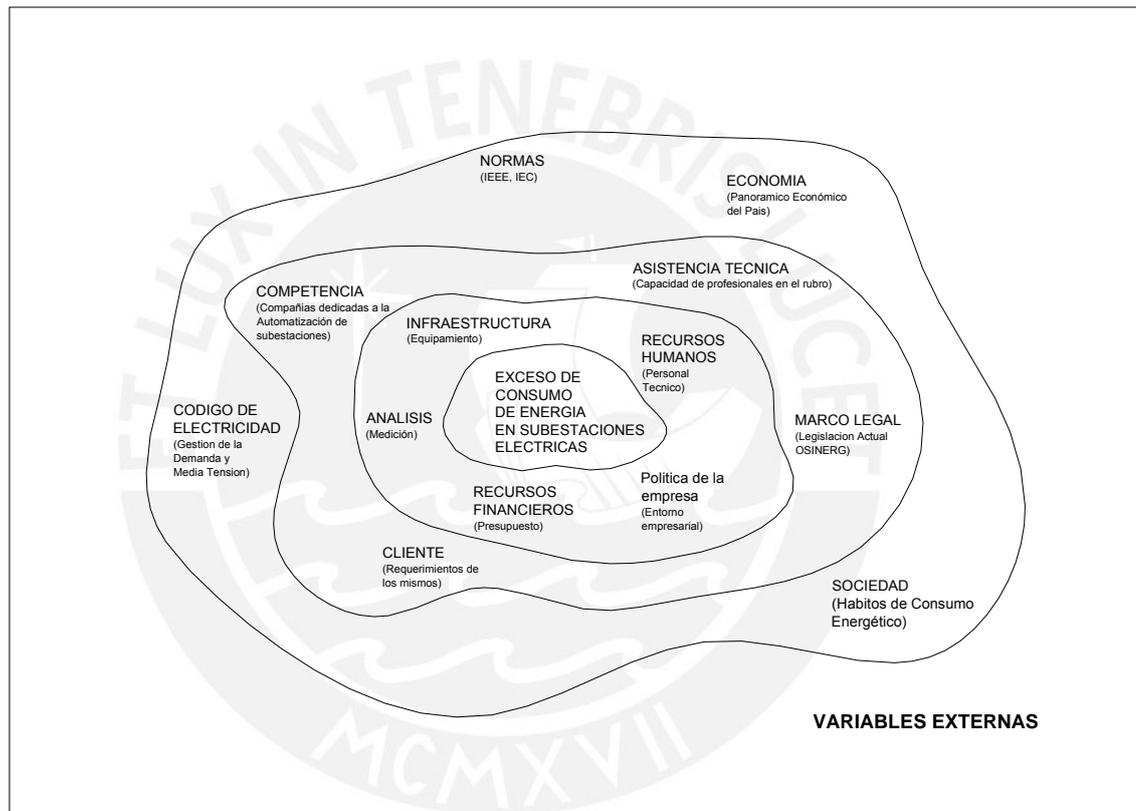


Figura 1: Las variables externas, son los factores que influyen indirectamente sobre el asunto en estudio. Por ejemplo: La normatividad.

Factores como la infraestructura de la empresa relacionada al equipamiento de la misma, al personal técnico o recurso humano, al control periódico o medición por parte de operarios de las instalaciones, relacionado al suministro eléctrico en las empresas, y obtenida gracias a los medidores que permiten generar reportes, para que sean analizados y estudiados posteriormente.

Otros factores a tomar en cuenta como factores externos son los diferentes proveedores de servicio eléctrico que ofrecen diversas facilidades y asistencia técnica. La legislación de Osinerg, la ley de concesiones eléctricas, las normas internacionales como la IEC, IEEE, la economía nacional y los hábitos de consumo energético.

Todos estos factores también llamados variables externas, aunque no de manera directa, influyen en el tratamiento de la temática relacionada al manejo energético y en el comportamiento que las empresas adopten frente al estudio e interpretación de los datos y valores eléctricos obtenidos de los medidores instalados en las subestaciones eléctricas.

1.3 Variables Internas.

Las variables internas son los factores que influyen directamente en el proceso en estudio y determinan los pasos a seguir para una mejora del mismo. Para este caso en particular y como podemos apreciar en la **Figura 2** que aparece en la siguiente página, se muestra el proceso y la manera como es desarrollado en la actualidad, es decir, sin un adecuado sistema de adquisición de datos aplicado sobre los medidores electrónicos instalados en las subestaciones eléctricas, el cual debería ser automatizado, logrando de esta manera eliminar el error humano incorporado al proceso, producto de la actual adquisición de datos manual que se efectúa en la gran mayoría de empresas en la actualidad. Luego de analizado el proceso actual se pueden determinar las acciones a seguir en busca del mejoramiento del mismo y de la solución óptima del problema.

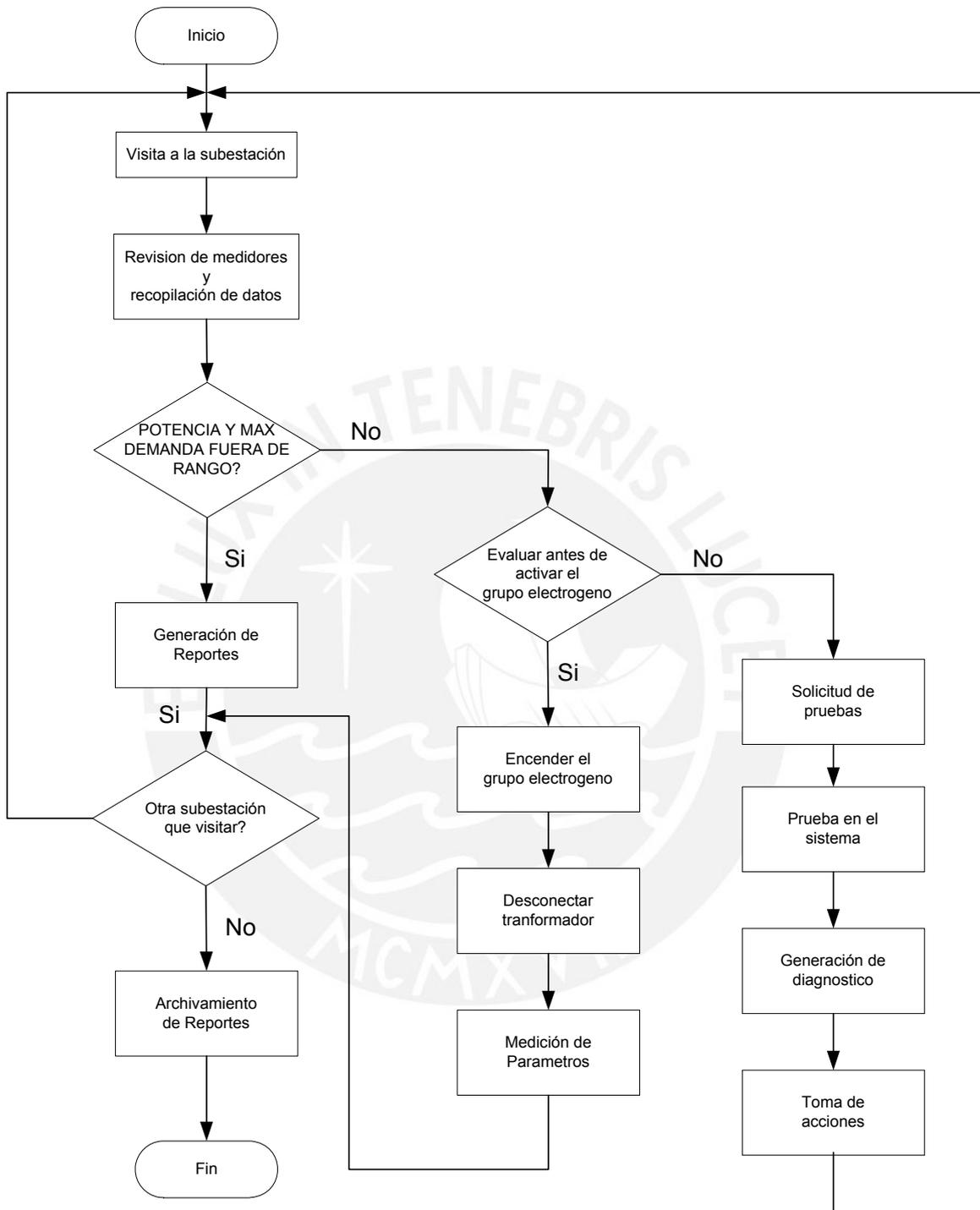


Figura 2: Las variables internas se encuentran enmarcadas en el proceso que se lleva a cabo en la actualidad y son los valores de potencia activa, y máxima demanda.

En la actualidad los operarios encargados de manejar las subestaciones eléctricas, visitan las mismas una vez al mes a recabar los datos de los medidores eléctricos instalados en las subestaciones. Luego de este procedimiento se evalúan y analizan los datos con el fin de determinar el comportamiento del sistema frente al consumo de energía. De esta manera se plantean dos posibilidades: si las variables (Potencia y máxima demanda) están dentro del rango permitido (Potencia contratada a la empresa de suministro eléctrico) o si las variables están fuera del rango establecido.

- **Si las variables están dentro de los rangos permitidos.**

Se genera el reporte escrito respectivo y se continúa con la visita a las demás subestaciones hasta finalizar el recorrido. De no mediar inconvenientes y si los valores no están fuera del rango permitido, se archivan todos los reportes hasta el siguiente recorrido.

- **Si las variables están fuera de los rangos permitidos.**

Se tendría que analizar la posibilidad de hacer ingresar el grupo electrógeno al sistema, la cual no es una decisión sencilla de tomar.

En este punto cabe resaltar que el motivo por el cual se evalúa la posibilidad de hacer ingresar el grupo electrógeno al sistema desconectándose del suministro eléctrico exterior es que al hacer esto la empresa gastaría menos recursos que al consumir la energía de la empresa eléctrica.

Si se opta por encenderlo se realiza una secuencia especial para que se pueda ingresar al sistema eléctrico sin mayores perjuicios para la empresa. Finalmente se continúa con el procedimiento de adquisición de datos de las demás subestaciones eléctricas.

Si no se aprueba el ingreso del grupo electrógeno al sistema, se deben solicitar pruebas en el sistema y evaluar la posibilidad de alguna falla en el circuito. Esto debido a que podría presentarse el caso de una falla a tierra que ocasione lecturas incorrectas en los medidores electrónicos.

Como se puede observar el proceso actual de adquisición de datos en las subestaciones eléctricas así como el control y manejo de los grupos electrógenos se hace de manera ineficiente, debido a su naturaleza artesanal lo que podría significar un perjuicio para la empresa.



CAPÍTULO 2

**PLANTEAMIENTO TEÓRICO PARA LOGRAR EL MONITOREO Y CONTROL
DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

2. PLANTEAMIENTO TEÓRICO PARA LOGRAR EL MONITOREO Y CONTROL DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.

2.1 Estado del Arte.

2.1.1 Presentación del Asunto de Estudio.

El desarrollo de la tecnología ha permitido tener un mejor control y seguimiento del consumo de la energía eléctrica usada mediante equipos de medición, la utilización de grupos electrógenos, selección de maquinaria o equipos adecuados en la industria y adicionalmente en este contexto una política de ahorro de energía nos permitirá tener un mejor rendimiento de la energía suministrada por la empresa del servicio eléctrico.

El objetivo del presente documento es realizar un mejor seguimiento al consumo de energía eléctrica, mediante un sistema de monitoreo y control de las subestaciones eléctricas, el cual esté orientado a la gestión de demanda, demostrando cuán importante es hacer un uso eficiente de la energía suministrada por la empresa de energía eléctrica, la que nos permitirá reducir nuestros costos.

El estado del arte comprende el estado de la investigación, en donde definimos ciertos puntos relacionados con el consumo de la energía eléctrica como por ejemplo la gestión de la demanda eléctrica, un concepto importante y que está relacionado con la optimización del consumo de la energía eléctrica. A continuación se describirán los sistemas de comunicación más usados en la actualidad, software y grupos electrógenos, terminando con la síntesis sobre el asunto de estudio en la cual se dan algunas alternativas para la solución del control del uso de la energía eléctrica.

2.1.2 EL ESTADO DE LA INVESTIGACIÓN.

2.1.2.1 Definición de gestión de la demanda eléctrica.

La Gestión de la demanda eléctrica no se refiere a consumir menos energía sino a realizar un seguimiento del consumo de la energía eléctrica con la finalidad de tener un consumo eficiente con respecto a la energía suministrada por la empresa que brinda el servicio eléctrico.

La gestión energética puede definirse como el análisis, planificación y toma de decisiones con el fin de obtener el mayor rendimiento posible de la energía que se necesita; es decir, lograr un uso más racional de la energía a fin de reducir el consumo de la misma sin disminuir la calidad de los servicios. **(1)**

Los objetivos que busca la gestión de la demanda son:

- El ahorro de energía que no requiere inversión.
- Ahorro con inversiones rentables.
- Optimizar la calidad de energía.
- Reducir el consumo de energía sin disminuir la producción e incluso aumentarla.

Dichos objetivos se podrán alcanzar siempre y cuando se tenga en cuenta lo siguiente:

- Aprovechamiento de la energía eléctrica en la industria empleada para la producción.
- Monitoreo de energía eléctrica, lo cual significa conocer los consumos de energía eléctrica por parte de las empresas.

Por otro lado, cabe resaltar que la electricidad es la forma de energía más cara en la actualidad, inclusive el costo de consumo de electricidad sigue aumentando mientras el consumo de los otros tipos de energía disminuye.

El uso de la electricidad se justifica porque es la forma de energía más práctica para un sinnúmero de aplicaciones en diferentes áreas y no es contaminante en comparación con otros tipos de energía que contaminan el medio ambiente y generan polución causando daños en la capa de ozono.

(1) CENERGIA, 1990

Frecuentemente se considera la conservación de energía como una cuestión a corto plazo y que aplicando una buena administración del uso de la energía es suficiente y se espera a que nuevas tecnologías aporten nuevas soluciones. No obstante, esa concepción es errónea ya que la gestión energética es una tarea a mediano y largo plazo, lo cual significa, implantar y controlar la forma en que cualquier empresa use o planifique de forma más racional sus recursos energéticos.

La finalidad básica de la energía en la industria, aunque se centra en la optimización energética, es en realidad conseguir una mejora significativa de la competitividad de las empresas. **(2)**

2.1.2.2 Medición.

Los medidores de energía eléctrica almacenan la información relevante del consumo de energía de la empresa y del mismo medidor se podrían obtener los datos que nos lleven a convertir al sistema en uno más eficiente.

Tradicionalmente se han usado medidores del tipo de operación electromecánica, los cuales luego de sensar un parámetro, hacen pasar dicha información por un transductor eléctrico que generará una señal eléctrica proporcional, lo que servirá para determinar la magnitud del parámetro medido. Sin embargo en los últimos años, a partir del año 1993, se ha generalizado el uso de los medidores de tipo electrónico, los cuales basan su acción en conversores analógicos/digitales y un software de aplicación específica ubicado dentro de microcontroladores, con lo cual pueden obtener una gran cantidad de parámetros eléctricos partiendo de algunas variables medidas, como tensión y corriente, para ser luego afectadas por un algoritmo de cálculo y obtener muchos parámetros eléctricos adicionales, con una precisión y confiabilidad mucho mayores que la de sus predecesores electromecánicos.

(2) COPPER DEVELOPMENT ASSOCIATION, 1997

Los medidores electromecánicos tradicionales basan su operación en la acción electromagnética entre bobinas cuyo resultado es hacer girar un disco de cobre o de aluminio mientras simultáneamente un imán permanente ofrece una acción de freno proporcional a la velocidad del disco. La energía consumida se indica por el número de revoluciones del disco. Este tipo de medidores han demostrado un excelente comportamiento a un precio relativamente bajo.

En un principio los medidores electrónicos resultaban muy costosos y fue a principios de la década de 1990 que los primeros medidores electrónicos con microprocesador digital aparecieron en el mercado a un precio razonable. La aplicación inmediata se produjo en la medición de potencia reactiva donde se requerían de dos medidores electromecánicos además de un transformador de ángulo de fase para hacer la misma función; el ahorro era inmediato. **(3)**

Los ahorros masivos en la aplicación de medidores electrónicos se manifiestan cuando las compañías eléctricas usan los datos que estos medidores almacenan en la memoria electrónica, para convertirlos en valiosa información para la determinación de demandas máximas, perfiles de carga, optimización de tarifas, análisis de calidad de energía, control de perdidas, servicio al cliente, etc.

Los medidores electrónicos procesan las señales de corriente y voltaje en forma digital y permiten obtener no solamente medición de energía en kWh como los medidores electromecánicos sino que mediante operaciones aritméticas pueden calcular y mostrar en pantalla valores como potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, voltajes, corrientes, ángulos de fase, contenido de armónicos, etc. **(4)**

Muchos medidores electrónicos incluyen un puerto óptico de comunicación que permite establecer comunicación desde y hacia el medidor sin los peligros de contaminación por polvo o humedad que podrían suceder con un puerto multi-pin para una conexión eléctrica. **(5)**

(3) SIEMENS, 1989

(4) Adams, 1991

(5) Anagnil, 1994

Como es natural, este cambio se ha implementado más rápido en aquellos clientes de las compañías eléctricas que representan un porcentaje importante de sus ingresos monetarios. Estos clientes son, por lo general, los clientes comerciales e industriales conectados a sistemas polifásicos. El otro sector del mercado que tiene un número mayor de usuarios, pero puede representar menores ingresos para una compañía eléctrica son los clientes residenciales, donde el sistema de preferencia es el monofásico y donde el cambio a medición electrónica ha sido más lento.

Una característica adicional de los medidores electrónicos es su capacidad de autodiagnóstico y verificación de servicio. Esta capacidad de los medidores de estado sólido les permite identificar su operación correcta cada final de día, cuando el medidor verifica mediante un algoritmo que sus componentes principales se encuentran en buen estado. En caso de que se detecte un error el medidor registra estos daños para que en un proceso de lectura posterior el usuario pueda percatarse por simple inspección, en la pantalla LCD del medidor electrónico, que el equipo podría requerir de reparación.

Esta actividad puede ahorrar miles de dólares a las compañías eléctricas, no solamente en el tiempo que llevaba realizar dicha operación a los operarios, sino también en el hecho de que este procedimiento asegura de que se esté llevando a cabo una facturación correcta y de que al mismo tiempo se puede evitar una segunda visita o una queja por parte del cliente.

Los medidores electrónicos pueden ser un arma eficaz en el monitoreo de la calidad de la energía ya que cuentan con diversas funciones que les permiten grabar en su memoria interna eventos de importancia para el sistema, e incluso, en los medidores más avanzados, eventos oscilográficos con duración de tiempo de microsegundos.

La mayoría de los medidores guarda, junto con el evento, la fecha y hora en que sucedió el evento de calidad. Cuando el medidor es leído ya sea a través del puerto óptico o a través de cualquier método de comunicación remota, los registros del medidor son constancia fiel de los eventos que hayan acontecido en dicho medidor.

Pero quizás el potencial más grande de los medidores electrónicos estriba en la capacidad de comunicación que poseen. Desde hace bastante tiempo fue importante para muchos usuarios el contar con la información de energía, no solamente en forma visual, sino también en un formato susceptible de transmisión remota en forma automática.

A los medidores del tipo electromecánico pueden incorporarse módulos electrónicos que permitan detectar por medio de un “ojo” electrónico y una señal en el disco, el cual después de una determinada cantidad de vueltas indicará, alguna limitada información del sistema. Luego por medio de una antena de radio o a través de un controlador aplicado denominado portador de energía en línea, PLC (power in line carrier), transmite el número de rotaciones (o energía) a un lugar remoto. **(6)**

Este sistema es parte de lo que se conoce como sistema AMR (Automatic Meter Reading) y son ampliamente usados en la lectura remota de medidores del tipo residencial debido a su bajo costo y funcionalidad ya que integran lo mejor de las dos tecnologías: la larga vida de los medidores electromecánicos y la capacidad de información de los módulos electrónicos. **(7)**

Tanto los relés como los módulos en los medidores electromecánicos son principalmente vehículos de comunicación de una sola vía; esto es, transmiten información del medidor hacia el centro de lectura. La comunicación de dos vías, por el contrario, requiere transmitir información del centro de lectura o comando hacia el medidor. Las ventajas de la comunicación en dos vías (two-way communication) es que podría usarse para cambiar tarifas, realizar desconexiones remotas o interrogar a un medidor en particular. **(8)**

Las comunicaciones van desde pulsos hasta comunicación por ETHERNET o satélite. En este tipo de medidores el único limitante en lo que respecta a comunicación puede ser el costo.

(6) Hughes, 2001

(7) Swartz, 1996

(8) Clinard, 2002

El sistema de comunicaciones en los medidores electrónicos facilita tener comunicación de dos vías. Esto significa que aparte de obtener las lecturas del medidor, es posible cambiar tarifas, reprogramar el medidor, hacer desconexiones remotas, requerir información de un medidor en particular, etc.

(9)

El nombre AMR (Automatic Meter Reading) es el nombre genérico de este tipo de operaciones y puede significar muchas cosas. En su acepción más sencilla puede ser solamente el sistema que se menciona arriba (leer remotamente el medidor) y en su acepción más genérica puede implicar el contar con una base de datos que permitan administrar la enorme cantidad de datos que supone leer miles de medidores cada mes o cada semana o incluso cada día en periodos de 15 minutos cada uno. Estos sistemas genéricos son conocidos como Sistemas de Administración de Datos (Database Administration).

El sistema puede resultar particularmente complejo si se toma en cuenta la gran cantidad de equipo de distintas marcas y estilos que se pueden tener en una compañía eléctrica de tamaño regular. Esto mismo implica que existan distintos medios de comunicación, distintos protocolos de lectura, distintas formas de presentar la información o distintas funciones para cada medidor.

2.1.2.3 Tecnologías de comunicación para la transmisión de datos.

Las telecomunicaciones comprenden los medios para transmitir, emitir o recibir signos, señales, escritos, imágenes fijas o en movimiento, sonidos o datos de cualquier naturaleza, entre dos o más puntos geográficos a cualquier distancia a través de cables, radioelectricidad, medios ópticos u otros sistemas electromagnéticos.

El avance de las telecomunicaciones nos ha permitido desarrollar diferentes medios de transmisión de información no solo de datos sino también de voz como la comunicación alámbrica, la comunicación inalámbrica y la comunicación satelital. **(10)**

(9) Apostolov, 2003

(10) IEEE, 1999

2.1.2.3.1 Comunicaciones físicas.

2.1.2.3.1.1 Comunicaciones alámbricas.

Son las comunicaciones que se realizan vía un medio físico como un cable eléctrico. Sus inicios se remontan desde la invención del telégrafo por el cual se transmitía los datos vía un cable eléctrico. El desarrollo en las comunicaciones e investigaciones posteriores como el desarrollo de las redes de comunicaciones y datos con el avance y desarrollo de la comunicación digital permitió un gran avance en la transmisión de datos de manera alámbrica.

Una gran ventaja de las comunicaciones alámbricas es su bajo costo en comparación a otras formas de comunicación. Como desventajas es que esta forma de comunicación es dependiente del medio físico de transporte y además no se logran grandes distancias de comunicación a comparación de las comunicaciones inalámbricas.

2.1.2.3.1.2 Comunicaciones Inalámbricas.

El descubrimiento de las ondas electromagnéticas permitió el desarrollo de esta forma de comunicación de datos y utilizan como medio de comunicación, el aire.

Para esta forma de comunicación son necesarios un emisor y receptor los cuales envían y reciben respectivamente los datos.

Una ventaja de esta forma de comunicación es la gran distancia de cobertura que puede tener en comparación a las comunicaciones alámbricas. Como desventajas podemos mencionar su mayor costo y que es dependiente del medio de comunicación es decir del ambiente que perjudica la comunicación.

Para la transmisión de datos del sistema que estamos proponiendo en la presente tesis, estamos considerando que dicha transmisión se produzca de manera alámbrica ya que la máxima distancia que llegaremos a considerar estará inscrita en las instalaciones de empresas las mismas que no exceden la distancia máxima de diseño considerada para el sistema propuesto.

2.1.2.3.2 Protocolos de Comunicación.

En la actualidad son varios los protocolos de comunicación empleados en el desarrollo de los sistemas de control electromecánicos, los cuales se caracterizan por interactuar tanto con señales de control, es decir señales de tipo digital, como con señales de tipo analógico provenientes de sensores o medidores, mediante las interfases adecuadas. A continuación trataremos acerca de los protocolos más importantes en la actualidad. **(11) (12)**

2.1.2.3.2.1 Protocolo de comunicación MODBUS.

Este protocolo fue desarrollado por Modicon para comunicaciones entre PLC's Sin embargo debido a su simplicidad y especificación abierta, es actualmente utilizado por diferentes fabricantes.

Entre los dispositivos que lo utilizan podemos mencionar: PLC, HMI, RTU, Drives, sensores y actuadores remotos.

Este protocolo establece la manera en que los mensajes o datos se intercambian en forma ordenada y la detección de errores en la transmisión.

Su principal característica es la de facilitar la arquitectura de control de acceso al medio de tipo Maestro/Esclavo:

El protocolo especifica: formato de trama, secuencias y control de errores.

Solo especifica la capa de enlace del modelo ISO/OSI.

A cada esclavo se le asigna una dirección fija y única en el rango de 1 a 247.

(11) Kaschel, 2002; Pinto, 2002

(12) Apostolov, 2004

2.1.2.3.2.2 Protocolo de comunicación C-Bus.

C-BUS es un sistema cableado controlado por microprocesador que ofrece completo control de luces y de casi todos los equipamientos eléctricos y electrónicos.

El C-BUS es un sistema bidireccional donde cada unidad puede comunicarse directamente con cualquier otra unidad de la red y proveer información acerca de su estado.

La comunicación bidireccional significa que la información es mantenida entre unidades individuales sin necesidad de una unidad central por lo que responde a la denominada arquitectura de "inteligencia distribuida", es decir los equipos terminales de datos mantienen comunicación entre si debido a que están conectadas al mismo medio físico y no se requiere de un controlador para brindar el acceso al medio.

Aún cuando no es necesaria una PC para el normal funcionamiento, el software ha sido desarrollado usando herramientas Java, permitiendo que corra bajo plataformas WINDOWS, LINUX, UNIX, MAC-OS esto provee una flexibilidad adicional y puede ser fácilmente integrado con otros sistemas propietarios.

El software provee el control y monitoreo de cada aspecto del sistema utilizando una interfase amigable basada en íconos, para facilitar el manejo por parte de los operarios.

La interfase del usuario puede ser personalizada para satisfacer sus requerimientos con un número ilimitado de ventanas de control y botones, íconos especiales e imágenes; pueden también ser agregados en cualquier momento y cambiadas de manera sencilla.

Las unidades se conectan por medio de un único cable UTP (Unshielded Twisted Pair) de bajo costo que puede controlar un número ilimitado de dispositivos y que además reduce la cantidad de PVC lo que lo hace también un sistema ecológico.

El C-BUS puede integrarse virtualmente con cualquier sistema de control. El software soporta conexión TCP/IP haciendo que el C-BUS pueda ser controlado desde una LAN o INTERNET.

El protocolo C-BUS emplea transmisión sincrónica, múltiples accesos con detección de colisiones resultando en una confiabilidad de la comunicación cercana al 100%. Esta es incrementada con múltiples reintentos de comunicación, reconocimiento de mensajes y checksums (auto chequeos) incorporados en los dispositivos.

Cada unidad en la red C-BUS tiene su propio microprocesador incorporado, permitiéndole operar independientemente con "inteligencia distribuida". La inteligencia distribuida provee comunicaciones a alta velocidad muy confiables y asegura que el mal funcionamiento en una unidad no afectará la operación de cualquier otra unidad en la red.

Debido a la bidireccionalidad de la comunicación y a la arquitectura distribuida, los dispositivos de salida devuelven información a la red de sus estados, facilitando el monitoreo del sistema.

C-BUS funciona sobre RS232, RS485 y TCP/IP lo cual constituye el "vínculo de acceso" (gateway) hacia el bus. Con el uso de un Servidor es posible extender la red C-BUS incrementando la velocidad del backbone usando cable coaxial o fibra óptica.

En síntesis el C-BUS es el sistema de automatización disponible más sencillo de instalar y programar.

2.1.2.3.2.3 Protocolo de comunicación LONWORKS.

La tecnología LONWORKS, presentada por Echelon en 1992, es un sistema distribuido que utiliza par trenzado orientado especialmente a aplicaciones industriales. Aunque está diseñada para cumplir la mayoría de los requisitos de las aplicaciones de control, sólo ha tenido éxito su implementación en edificios, hoteles e industrias, no así la implementación masiva en los hogares debido a su alto costo.

El éxito que ha tenido en instalaciones profesionales no sólo se basa en su fiabilidad y robustez, sino que también ofrece una solución con arquitectura descentralizada que permite distribuir inteligencia entre los equipos instalados y que cubre desde el nivel físico hasta el nivel de aplicación de la mayoría de proyectos de redes de control.

Según Echelon, su arquitectura es un sistema abierto a cualquier fabricante, que quiera usar esta tecnología sin depender de sistemas propietarios (es decir que su protocolo no requiere de interfases o licencias para poder utilizarlo), y que permite reducir los costos y aumentar la flexibilidad de la aplicación de control distribuido. Aunque Echelon use el concepto de sistema abierto, realmente no es una tecnología que puede implementarse si no es por un circuito integrado registrado por Echelon, denominado Neuron chip.

LONWORKS puede funcionar sobre RS-485 opto aislado, acoplado a un cable coaxial o de pares trenzados con un transformador, sobre corrientes portadoras, fibra óptica e incluso radio. **(13)**

2.1.2.4 Sistemas de control aplicados a subestaciones eléctricas.

El control en las estaciones eléctricas puede ser llevado a cabo utilizando el sistema de control distribuido o el sistema de control maestro esclavo.

2.1.2.4.1 Sistema de control distribuido.

Los sistemas de control aplicados en las estaciones eléctricas son basados en computadoras, es decir, se configura el controlador con el número correspondiente de unidades de entrada y salidas analógicas así como digitales correspondientes al número de variables a controlar.

El controlador es el responsable de la adquisición de datos y de la acción de control sobre la planta que se quiere automatizar.

(13) (Ren Yanming Qin Lijun Yang Qixun, 1998)

Las unidades de entrada recopilan la información que son las variables a monitorear por medio de la red hacia la unidad de control, en donde son procesadas para después generar la acción de control que será transmitida vía los módulos de salida hacia los actuadores de la planta.

2.1.2.4.2 Sistema de control maestro/ esclavo.

En esta técnica de control se busca tener un control local dedicado a cada estación por medio de un controlador de menor capacidad de entradas y salidas, el cual se centralizará por medio de una red de área local hacia un controlador maestro.

Los sistemas de control deben ser desarrollados siguiendo los estándares internacionales. En el caso específico de este estudio se podrá seguir el estándar IEC-61850 el cual especifica los mecanismos de comunicación para sistemas de automatización en estaciones eléctricas. **(14)**

2.1.2.5 Software.

El sistema de control deberá estar monitoreado por un software de adquisición de datos, el cual cumpla la función de interfaz de usuario, de manera tal que el operario disponga de los datos adquiridos en tiempo real, y de esa manera generar reportes del sistema. Luego de procesados los datos el sistema será capaz de tomar decisiones apropiadas para lograr un real ahorro energético en la planta, además de permitir la toma de decisiones de forma manual vía una programación efectuada por el supervisor del sistema. **(15)**

(14) (Bricker, S. Gonen, T. Rubin L, 2001)

(15) (Grant, 1998)

2.1.3 Síntesis sobre el asunto de Estudio.

En los últimos años se ha podido notar como el consumo de la energía eléctrica se ha ido incrementado llegando a superar en gran medida a las demás fuentes de energía empleadas por el hombre a pesar de su elevado costo en comparación con las mismas. Sin embargo, en nuestro país aun no se está haciendo un uso racional de dicha energía, por lo que es necesario plantear un sistema de gestión de demanda a mediano y largo plazo, el cual se vea reflejado en un rendimiento óptimo de la energía, sin disminuir la calidad o cantidad de producción en cada uno de los procesos o servicios donde su uso es indispensable, llegando incluso a la disminución en la facturación por concepto de energía eléctrica.

De acuerdo a estudios realizados en diversos países de Latino América en los sectores industrial y servicios, existe el mismo potencial de ahorro de energía (derivados del petróleo y gas) y energía eléctrica, que en Europa en 1973, del orden de un 30% sobre los consumos actuales de energía. Por ello es necesario emprender una política de ahorro de energía en todos los sectores consumidores de la misma y lograr los resultados positivos que alcanzaron los países desarrollados. **(16)**

Para poder alcanzar el objetivo señalado, debemos conocer los hábitos de consumo energético de las empresas, y como éstos se ven reflejados en el gasto de la energía eléctrica, por ello es necesario diseñar e implementar un sistema de monitoreo en las subestaciones eléctricas, basado en la recolección de datos por medio de equipos medidores que nos permita manejar una base de datos, la cual será procesada en un controlador y éste a su vez determinará la acción de control más adecuada, siguiendo los conceptos de la gestión de demanda, a fin de lograr que el sistema alcance la estabilidad, lo cual implicará un ahorro de energía y por consiguiente una menor facturación. **(17)**

(16) (CENERGIA, 1990)

(17) (C. Booth, J.R. Mc Donald. W.J. Laycock, 1997)

2.2 Conceptos Generales.

2.2.1 Subestación eléctrica.

Parte de la red eléctrica concentrada en un lugar dado, que incluye principalmente los terminales de los dispositivos de control y maniobra así como las celdas de las líneas de transmisión o distribución y que también podría incluir transformadores. Generalmente incluye las instalaciones necesarias para los sistemas de seguridad y control (por ejemplo, dispositivos de protección).

De acuerdo a la naturaleza de la red dentro de la cual se encuentra incluida la subestación, podría ser calificada por un prefijo.

2.2.2 Tipos de subestaciones.

Existen muchos tipos de subestaciones eléctricas. Por ejemplo:

Subestaciones de seccionamiento o de maniobra.

Subestación de transmisión.

Subestación de distribución, etc.

En el presente trabajo de tesis centraremos nuestra atención en la subestación de distribución, que es sobre la que plantearemos un sistema de adquisición de datos.

Subestación de distribución.

Conjunto de instalaciones para transformación y/o seccionamiento de la energía eléctrica que recibe de una red de distribución primaria y la entrega a una red de distribución secundaria, a las instalaciones de alumbrado público, a otra red de distribución primaria o a usuarios. Comprende generalmente el transformador de potencia y los equipos de maniobra, protección y control, tanto en el lado primario como en el secundario, y eventualmente edificaciones para albergarlos.

2.2.3 Energía y potencia.

Energía (eléctrica).

Magnitud de un suministro de energía eléctrica, expresada en kilowatt hora.

Potencia.

Magnitud de un suministro de energía eléctrica, expresada en kilovatios o kilovoltamperios.

Potencia de facturación.

Potencia considerada para el cálculo del cargo facturado. La potencia de facturación, es igual a la potencia máxima mensual medida durante las horas punta y fuera de punta, entre las dos fechas tomadas en cuenta para el cálculo de la facturación mensual.

Máxima demanda.

Es el valor promedio de las máximas potencias registradas por el medidor eléctrico en intervalos de 15 minutos en un período determinado (un mes).

En la **Figura 3**, podemos apreciar un diagrama de carga en donde se observa la variación de la potencia activa a lo largo de un día, así como la máxima demanda de la empresa en ese día.

En este diagrama se representa la carga para un día laborable de verano y un día laborable de invierno, correspondientes a la central de una pequeña ciudad. En verano se aprecia algún aumento de carga entre las 6 y las 10 de la noche. En invierno hay dos puntas de carga: una menor de 8 a 10 de la mañana y, otra bastante mayor, de 6 a 12 de la noche, horas en que predomina el consumo de alumbrado.

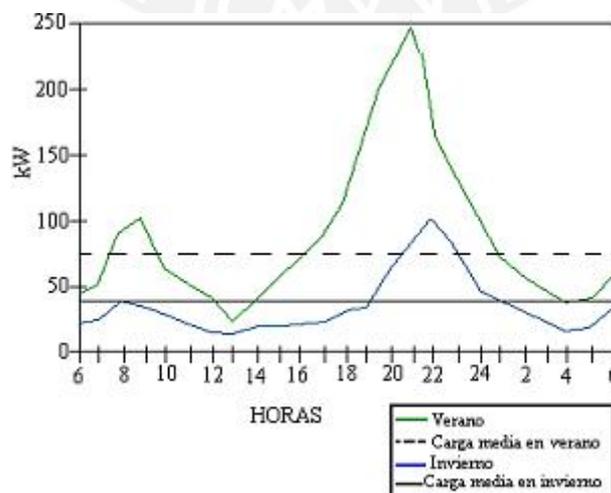


Figura 3: Diagrama de carga.

2.2.4 Falla en el sistema Eléctrico.

Situación anormal de una red de energía.

Condiciones de funcionamiento eléctrico de una red de energía, como por ejemplo, tensión, corriente, potencia, frecuencia, estabilidad, que se encuentran fuera de las condiciones normales.

Falla de una red de energía.

Anomalía en la red de energía que implica o es resultado de una falla de un circuito de la red primaria o de un elemento de la planta del sistema primario o un equipo o aparato y que normalmente requiere la desconexión inmediata del circuito, planta, equipo o aparato defectuoso de la red de energía mediante la desconexión de los interruptores correctos.

2.2.5 Medición en electricidad.

Medición directa.

Método de medida en el cual el valor de una magnitud a medir se obtiene directamente, sin que sea necesario realizar cálculos suplementarios en base a una relación funcional entre la magnitud que se medirá y otras magnitudes realmente medidas.

Medición indirecta.

Método de medida en el cual el valor de una magnitud se obtiene a partir de las medidas efectuadas por los métodos de medida directos de otras magnitudes relacionadas con la magnitud a medir, por medio de una relación conocida.

Medición por comparación.

Método de medida basado en la comparación de un valor de una magnitud que será medida con un valor conocido del mismo tipo.

2.2.6 Instrumentos de medición.

Medidor electrónico.

Los primeros intentos en el diseño de medidores electrónicos de energía derivaron potencia de multiplicar corriente y voltaje en el dominio analógico, pero la linealidad con respecto a la temperatura y el tiempo produjeron resultados no superiores a los medidores electromecánicos. Los conceptos de estabilidad, linealidad y precisión ofrecidos por los sistemas de detección/corrección automática en los cálculos digitales es ya una constante en el sector de las comunicaciones. Por fin, el poder de la tecnología moderna ha llegado a las puertas de la metrología de electricidad. Productos basados en DSP (Digital Signal Processing o Procesamiento de Digital de Señal) digitalizan las señales de corriente y voltaje por medio de ADCs (analog-to-digital converters o convertidores análogo-a-digital) antes de hacer los cálculos. El procesamiento digital de las señales permite el cálculo estable y exacto por encima de las variaciones de tiempo y medio ambiente, permitiendo además obtener una mayor cantidad de parámetros obtenidos luego de procesamiento y cálculos a partir de los primeros valores medidos.

2.2.7 Telecontrol.

Telecontrol.

Control del equipo a cierta distancia utilizando la transmisión de la información mediante técnicas de telecomunicación.

Telemedida.

Transmisión a distancia de los valores de las variables medidas utilizando las técnicas de las telecomunicaciones.

Rapidez de transferencia de la información.

Número medido de bits de información por segundo transmitido de una fuente de datos y aceptada como válidos por un colector de datos.

Tiempo de respuesta total.

Intervalo de tiempo entre el inicio de un evento en una estación transmisora y la salida, en la misma estación, de la respuesta asociada que proviene de la misma estación receptora.

2.3 Estudio de los gastos de energía de acuerdo a la facturación con la que cuenta el cliente.

El estudio de los gastos por concepto de energía eléctrica y la facturación correspondiente se debe realizar individualmente para cada empresa cliente.

Estos montos dependerán básicamente de dos factores:

- a) El consumo de energía eléctrica en un determinado período de tiempo.
- b) Los cargos de facturación a los que estarán sometidos de acuerdo a la opción tarifaria en la que se encuentren dichas empresas.

A continuación mostraremos la **Tabla 1**: Tarifas de media tensión y la **Tabla 2**: Tarifas de baja tensión. Las cuales permiten relacionar la opción tarifaria con los conceptos y parámetros de medición y a su vez con los cargos de facturación.

Opciones tarifarias.

Las opciones tarifarias son emitidas en el Perú, por el Ministerio de Energía y Minas mientras que la supervisión del servicio es realizada por el Organismo supervisor de la inversión energética, Osinerg (<http://www.osinerg.gob.pe>).

Las opciones tarifarias para usuarios en media tensión (MT) y baja tensión (BT) son las siguientes:

Tabla 1: Tarifas en media tensión.

Media Tensión		
Opción tarifaria	Sistema y parámetros de medición	Cargos de facturación
MT2	<p>Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P)</p> <p>Energía: Punta y fuera de punta</p> <p>Potencia: Punta y fuera de punta</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable.</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta.</p> <p>e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta.</p> <p>f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta.</p> <p>g) Cargo por energía reactiva.</p>
MT3	<p>Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P)</p> <p>Energía: Punta y fuera de punta</p> <p>Potencia: Máxima del mes</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa: Contratada o variable.</p> <p>Calificación de potencia:</p> <p>P: Usuario presente en punta</p> <p>FP: Usuario presente fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por potencia activa de generación.</p> <p>e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución.</p> <p>f) Cargo por energía reactiva.</p>

Media Tensión		
Opción tarifaria	Sistema y parámetros de medición	Cargos de facturación
MT4	Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P) Energía: Total del mes Potencia: Máxima del mes Modalidad de facturación de potencia activa: Contratada o variable. Calificación de potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa. c) Cargo por potencia activa de generación. d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. e) Cargo por energía reactiva.

Tabla 2: Tarifas en baja tensión.

Baja Tensión		
Opción tarifaria	Sistema y parámetros de medición	Cargos de facturación
BT2	Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P) Energía: Punta y fuera de punta Potencia: Punta y fuera de punta Modalidad de facturación de potencia activa variable.	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas de punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta. d) Cargo por potencia activa de generación en horas de punta. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta. f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta. g) Cargo por energía reactiva.

Baja Tensión		
Opción tarifaria	Sistema y parámetros de medición	Cargos de facturación
BT3	<p>Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P)</p> <p>Energía: Punta y fuera de punta</p> <p>Potencia: Máxima del mes</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa: Contratada o variable.</p> <p>Calificación de potencia:</p> <p>P: Usuario presente en punta</p> <p>FP: Usuario presente fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en hora fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por potencia activa de generación.</p> <p>e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución.</p> <p>f) Cargo por energía reactiva.</p>
BT4	<p>Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P)</p> <p>Energía: Total del mes</p> <p>Potencia: Máxima del mes</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa: Contratada o variable.</p> <p>Calificación de potencia:</p> <p>P: Usuario presente en punta</p> <p>FP: Usuario presente fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa.</p> <p>c) Cargo por potencia activa de generación.</p> <p>d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución.</p> <p>e) Cargo por energía reactiva.</p>
BT5A (a)	<p>Medición de dos energías activas (2E)</p> <p>Energía: Punta y fuera de punta</p> <p>Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en horas punta y fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta.</p>
BT5A (b)	<p>Medición de dos energías activas (2E)</p> <p>Energía: Punta y fuera de punta</p> <p>Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en hora punta y 50kW en hora fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual.</p> <p>b) Cargo por energía activa en horas de punta.</p> <p>c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta.</p> <p>d) Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta.</p>

Baja Tensión		
Opción tarifaria	Sistema y parámetros de medición	Cargos de facturación
BT5B	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes No Residencial	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT5B	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes Residencial Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes	0 - 30 kW.h a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa. 31 - 100 kW.h a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h c) Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h
BT5B	Medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes Residencial Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT5C	Alumbrado publico, medición de una energía activa (1E) Energía: Total del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa.
BT6	Medición de una potencia activa (1P) Potencia: Máxima del mes	a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por potencia activa.

Regulación tarifaria.

La regulación tarifaria consiste en establecer los pliegos tarifarios para cada usuario final. En estos pliegos tarifarios se fijan los coeficientes o precios por cada uno de los cargos de facturación de acuerdo a la opción tarifaria.

A continuación mostraremos la **Tabla 3:** Parámetros usados para los cálculos de los cargos de facturación. En las **Tablas 4 y 5:** Los valores a tomar en cuenta para hallar los cargos de facturación para media y baja tensión respectivamente.

Tabla 3: Tarifas en baja tensión.

Parámetro	Definición
CFE	Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S./mes)
CFS	Cargo fijo mensual para medición simple de potencia y/o simple o doble medición de energía (S./mes)
CFH	Cargo fijo mensual para medición doble (horaria) de energía y potencia (S./mes)
CCSP	Cargo Comercial del Servicio Prepago (S./kW.h)
CER	Cargo por energía reactiva (S./kVAR.h)
CMTPPg	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia de generación
CMTFPg	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación
CBTPPg	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia de generación
CBTFPg	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación
CMTPPd	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución
CMTFPd	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución
CBTPPd	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución
CBTFPd	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución
FCPPMT	Factor de coincidencia para demandas en punta en media tensión
FCFPMT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión
FCPPBT	Factor de coincidencia para demandas en punta en baja tensión
FCFPBT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en baja tensión
PEMT	Factor de expansión de perdidas de energía en media tensión
PEBT1	Factor de expansión de perdidas de energía en baja tensión
PPMT2	Factor de expansión de perdidas de potencia en media tensión
PPBT3	Factor de expansión de perdidas de potencia en baja tensión
NHUBT	Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión
NHUBTPPa	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta
NHUBTFPa	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta

NHUBTPPb	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta
NHUBTFPb	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta
NHUBTPRE	Número de horas de uso para el cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios del servicio prepago en baja tensión
NHUBTAP	Número de horas de uso para el cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución del servicio dealumbrado público
PEPP	Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/. /kW.h)
PEFP	Precio de la energía en horas de fuera de punta en la barra equivalente de media tensión (S/. / kW.h)
PE	Precio ponderado de la energía en barra equivalente de media tensión (S/. /kW.h)
PP	Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/. /kW–mes)
VMTTP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S/. /kW–mes)
VMTFP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta (S/. /kW–mes)
VBTPP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S/. /kW–mes)
VBTFP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas fuera de punta (S/. /kW–mes)
EPP	Energía mensual registrada en horas de punta (kW.h)
EFP	Energía mensual registrada en horas fuera de punta (kW.h)
AP	Tasa de Alumbrado Público correspondiente a la Opción Tarifaria Prepago, expresado en S/. /kW.h
CFOSE	Cargo por recargos o descuentos del FOSE, expresado en S/. /kW.h
MRC	Cargo por Reposición y Mantenimiento de la Conexión, expresado en S/. /kW.h
α MT	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADMT
α BT	Incidencia del costo del capital de trabajo en el VADBT

Tabla 4: Tarifas en baja tensión.

TARIFA	CARGO		CONSTANTE
Opción Tarifaria MT2	Cargo Fijo Mensual (S./mes)		CFH
	Cargo por Energía Activa (S./kW.h)	En horas de Punta	PEMT x PEPP
		En horas fuera de Punta	PEMT x PEFP
	Cargos por Potencia Activa (S./kW-mes)	Para la facturación de la potencia activa de generación en horas de punta	PPMT x PP x FCPPMT
		Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta	VMTPP x FCPPMT
		Para la facturación del exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta	VMTFP x FCFPMT
Cargo por Energía Reactiva (S./kVAR.h)		CER	
Opción Tarifaria MT3	Cargo Fijo Mensual (S./mes)		CFS
	Cargo por Energía Activa (S./kW.h)	En horas de Punta	PEMT x PEPP
		En horas fuera de Punta	PEMT x PEFP
	Cargos por Potencia Activa (S./kW-mes)	Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas de punta	PPMT x PP x CMTTPPg
		Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas de punta	VMTPP x CMTTPd + (1- CMTTPd) x VMTFP x FCFPMT
		Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta	PPMT x PP x CMTFPg
		Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta	VMTPP x CMTFPd + (1- CMTFPd) x VMTFP x FCFPMT
Cargo por Energía Reactiva (S./kVAR.h)		CER	

Opción Tarifaria MT4	Cargo Fijo Mensual (S./mes)		CFS	
	Cargo por Energía Activa (S/. /kW.h)		PEMT x PE	
	Cargos por Potencia Activa (S/. /kW-mes)	Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas de punta		PPMT x PP x CMTPPg
		Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas de punta		VMTPP x CMTPPd + (1 - CMTPPd) x VMTFP x FCFPMT
		Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta		PPMT x PP x CMTFPg
		Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta		VMTPP x CMTFPd + (1 - CMTFPd) x VMTFP x FCFPMT
Cargo por Energía Reactiva (S./kVAR.h)		CER		

Tabla 5: Tarifas en baja tensión.

TARIFA	CARGO	CONSTANTE	
Opción Tarifaria BT2	Cargo Fijo Mensual (S./mes)		CFH
	Cargo por Energía Activa (S./kW.h)	En horas de Punta	PEMT x PEPT x PEPP
		En horas fuera de Punta	PEMT x PEPT x PEFP
	Cargos por Potencia Activa (S./kW-mes)	Para la facturación de la potencia activa de generación en horas de punta	PPMT x PPBT x PP x FCPPBT
		Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución en horas de punta	(VMTTP x PPBT + VBTPP) x FCPPBT
		Para la facturación del exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta	VBTFP x FCPPBT
Cargo por Energía Reactiva (S./kVAR.h)		CER	
Opción Tarifaria BT3	Cargo Fijo Mensual (S./mes)		CFS
	Cargo por Energía Activa (S./kW.h)	En horas de Punta	PEMT x PEPT x PEPP
		En horas fuera de Punta	PEMT x PEPT x PEFP
	Cargos por Potencia Activa (S./kW-mes)	Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas de punta	PPMT x PPBT x PP x CBTPPg

		Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas de punta	$(VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times CBTPPd + (1 - CBTPPd) \times VBTFP \times FCFPBT$
		Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta	$PPMT \times PPBT \times PP \times CBTFPg$
		Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta	$(VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times CBTFPd + (1 - CBTFPd) \times VBTFP \times FCFPBT$
	Cargo por Energía Reactiva (S/./kVAR.h)		CER
Opción Tarifaria BT4	Cargo Fijo Mensual (S/./mes)		CFS
	Cargos por Energía Activa (S/./kW.h)		$PEMT \times PEPT \times PE$
	Cargos por Potencia Activa (S/./kW-mes)	Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas de punta	$PPMT \times PPBT \times PP \times CBTPPg$

		Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas de punta	$(VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times CBTPPd + (1 - CBTPPd) \times VBTFP \times FCFPBT$
		Para la facturación de la potencia activa de generación de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta	$PPMT \times PPBT \times PP \times CBTFPg$
		Para la facturación de la potencia activa por uso de las redes de distribución de usuarios calificados como presente en horas fuera de punta	$(VMTPP \times PPBT + VBTPP) \times CBTFPd + (1 - CBTFPd) \times VBTFP \times FCFPBT$
	Cargo por Energía Reactiva (S./kVAR.h)		CER
Opción Tarifaria BT5A	Cargo Fijo Mensual (S./mes)		CFS
	Cargo por Energía Activa (S./kW.h)	En horas de Punta = XPA + YPA	Para usuarios con derecho de demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta. $XPA = PEMT \times PEPT \times PEPP$ $YPA = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTPP \times PPBT + VBTPP) / NHUBTPPA$

			Para usuarios con derecho de demanda máxima mensual de 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta $XPA = PEMT \times PEPT \times PEPP$ $YPA = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTPP) / NHUBTPPB$
		En horas fuera de Punta	$PEMT \times PEPT \times PEFP$
	Cargo por exceso de potencia en horas fuera de punta (S/./kW-mes)	Exceso de potencia	VBTPP
			Para usuarios con derecho de demanda máxima mensual de hasta 20 kW en horas punta y fuera de punta $kW_{exceso} = (EFP/NHUBTFPa) - (EPP/NHUBTPPa)$
			Para usuarios con derecho de demanda máxima mensual de 20 kW en horas punta y de hasta 50 kW en horas fuera de punta $kW_{exceso} = (EFP/NHUBTFPb) - (EPP/NHUBTPPb)$
Opción Tarifaria BT5B	Cargo Fijo Mensual (S/./mes)		CFE
	Cargo por Energía Activa (S/./kW.h) = b1 + b2		$b1 = PEMT \times PEPT \times PE$ $b2 = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTPP) / NHUBT$
Opción Tarifaria BT5C	Cargo Fijo Mensual (S/./mes)		CFE
	Cargo por Energía Activa (S/./kW.h) = b1 + b2		$b1 = PEMT \times PEPT \times PE$ $b2 = (PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTPP) / NHUBTAP$
Opción Tarifaria BT6	Cargo Fijo Mensual (S/./mes)		CFE
	Cargo por Energía Activa (S/./kW.h) = b1 + b2		$b1 = PEMT \times PEPT \times PE \times NHUBT$ $b2 = PPMT \times PPBT \times PP + VMTTP \times PPBT + VBTPP$
Opción Tarifaria BT7	Cargo por energía activa (S/./kW.h) = b1 + b2 + b3 + b4 + b5		$b1 = PEMT \times PEPT \times PE$
			$b2 = (PPMT \times PPBT \times PP) / NHUBTPRE$
			$b3 = \{ VMTTP \times [1 - (\alpha_{MT} / 100)] \times PPBT + VBTPP \times [1 - (\alpha_{BT} / 100)] \} / NHUBTPRE$
			b4 = CCSP
			$b5 = (AP + MRC + CFOSE)$

Los pliegos tarifarios se pueden obtener por departamento, por empresa de suministro eléctrico y por sector, ingresando a la página Web del Organismo de Supervisión de la Inversión en Energía, OSINERG, en el Perú:

<http://www2.osinerg.gob.pe/gart.htm>

2.4 Grupos electrógenos.

Los Grupos electrógenos son equipos que por lo general son usados como respaldo para el suministro eléctrico. Sin embargo también pueden ser empleados con la finalidad de reducir costos a la empresa como usuario final, haciéndolos ingresar al sistema cuando las variables de potencia activa y máxima demanda sobre pasen el punto de quiebre entre el costo de consumo de energía eléctrica proveniente de un suministro exterior y el costo generado por hacer funcionar un grupo electrógeno dentro del sistema particular. De manera tal que el usuario final pueda escoger la opción más económica sin perjudicar su producción.

Para seleccionar de manera práctica un grupo electrógeno se requiere que la empresa cliente proporcione al proveedor sus diagramas de carga los cuales podrían ser diagramas por día o diagramas por mes, dependiendo de los requerimientos del proyecto.

A partir de los diagramas de carga se podrá determinar el máximo consumo de potencia de la empresa y se determinará la potencia que debe suministrar el grupo electrógeno a emplear. Cabe resaltar que la potencia suministrada por el grupo electrógeno deberá calcularse teniendo en cuenta el exceso de consumo de la empresa y afectado por un factor de seguridad. **Ver Figura 4**

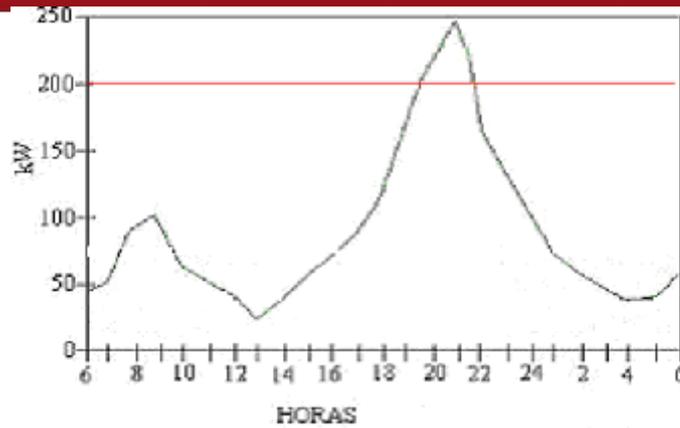


Figura 4: Diagrama de carga. En la figura podemos apreciar la línea máxima de consumo que una empresa debería registrar dentro de la tarifa asignada por la empresa de suministro eléctrico, pasando este valor de consumo resultará más rentable hacer ingresar el grupo electrógeno al sistema.

Los valores que debemos tener en cuenta al momento de seleccionar un grupo electrógeno son en primer lugar la potencia consumida en exceso por parte de la empresa, la cual depende de la potencia máxima consumida por la misma y la potencia contratada. En segundo lugar debemos tener en cuenta la potencia que debe ser suministrada por el grupo, la cual depende directamente de la potencia consumida en exceso que será afectada por un factor de seguridad.

$$P_e = P_m - P_c \dots\dots\dots(1)$$

$$P_g = P_e * F_s \dots\dots\dots(2)$$

Donde:

P_g : Potencia suministrada por el grupo

P_e : Potencia consumida en exceso

P_m : Potencia máxima consumida por la empresa en hora punta o fuera de punta

P_c : Potencia contratada por la empresa

F_s : Factor de seguridad. Se suele tomar para fines prácticos, $F_s = 1.2$

Es importante también tener en cuenta que tipo de funcionamiento se le dará al grupo electrógeno. El tipo de funcionamiento puede ser:

- Continuo
- Respaldo de energía

2.5 Modelo Teórico.

El monitoreo y control de las subestaciones eléctricas se implementará para lograr un ahorro de energía sin disminuir los niveles de producción de las empresas, y debe basarse en sistemas de control apoyándose en tecnologías de última generación en comunicación y brindar al operario un entorno amigable de fácil configuración y manejo.

El sistema debe monitorear continuamente el estado de las subestaciones, almacenando los resultados obtenidos (una lista de parámetros y sus respectivos valores, obtenidos del medidor por ejemplo: Errores del sistema, demanda de potencia, valores de energía activa y reactiva consumidas, corrientes, tensiones, etc.) en una base de datos o registros generados por el software de interfaz de usuario desarrollado para el presente trabajo de tesis. Dicha base de datos deberá ser actualizada constantemente y en base a estos resultados se deberán generar reportes, los cuales se convertirán en información de entrada en la programación de software de Gestión de la demanda.

Adicionalmente el sistema deberá contar con señales de alerta ante falla de las subestaciones y toma de decisiones respecto al manejo de los grupos electrógenos, los cuales se deberán encender o no de acuerdo al análisis del sistema realizado por el controlador del mismo, para lograr un ahorro de energía.

El sistema deberá ser de funcionamiento continuo, las 24 horas del día, con capacidad de manejo manual y automático, guardando la información capturada en registros ubicados en el disco duro del ordenador. Esto puede ser apreciado en la grafica de la **Figura 5**.

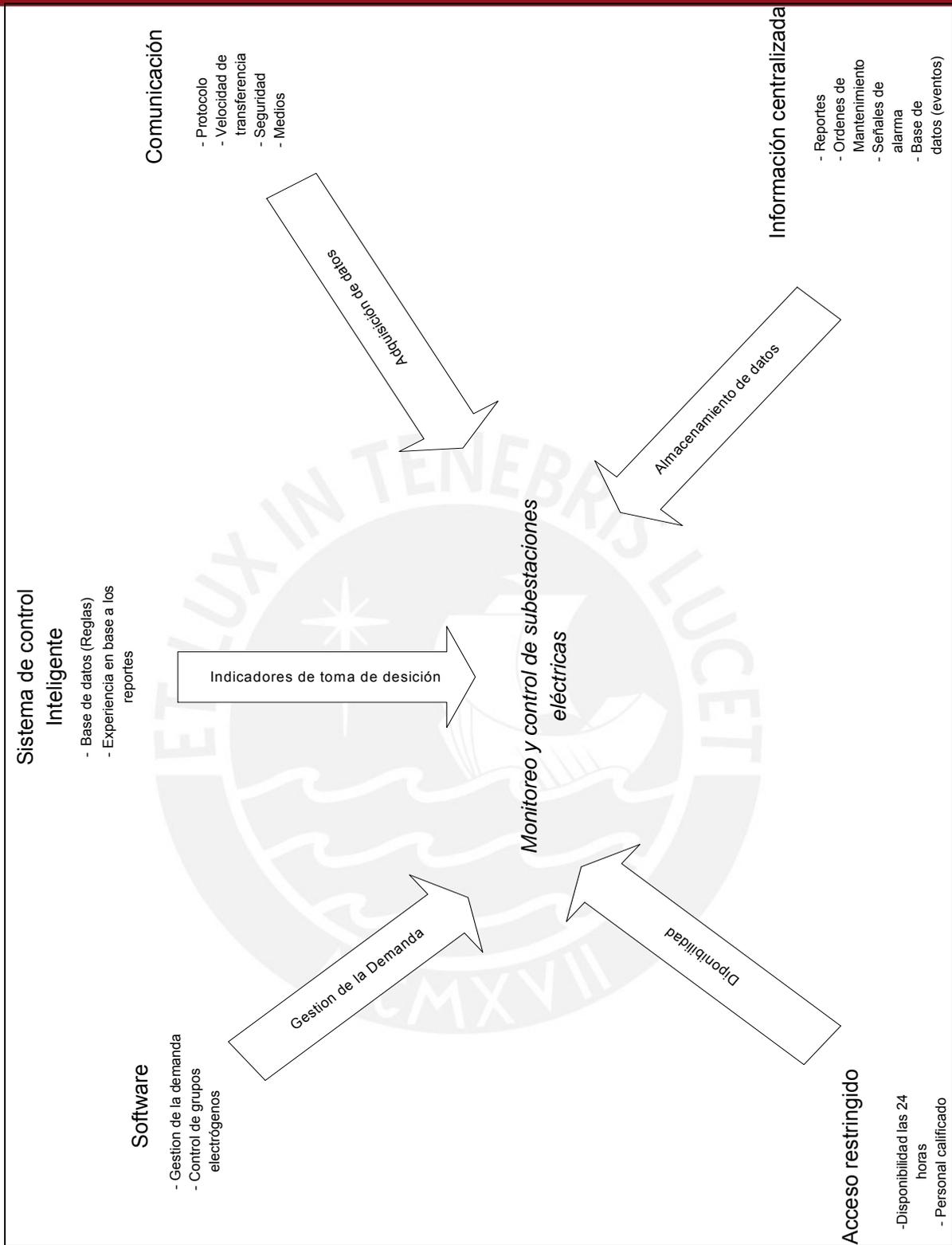


Figura 5: Tópicos y requerimientos a ser tomados en cuenta en el diseño sistema de monitoreo y control de subestaciones eléctricas.

2.6. Definiciones Operativas.

Indicadores Cualitativos.

Los indicadores cualitativos pueden definirse como la opinión y percepción de las personas sobre un determinado tema, son aquellos que tienen incidencia en el proceso estudiado y en la elección de la solución propuesta, pero no son variables que puedan ser obtenidas en el mismo proceso. Estos indicadores son:

Sofisticación de equipos.

La selección de los equipos obedece al cumplimiento de los requerimientos de la aplicación en particular así como los de la interconectividad entre ellos.

Costo de la solución.

El Costo es un indicador preponderante ya que juega un rol muy importante en la selección de la tecnología a emplearse en la aplicación.

Prestaciones de infraestructura.

Todo proceso tecnológico requiere de un mínimo de condiciones de infraestructura para poder realizar con comodidad los trabajos de instalación y puesta en marcha del sistema, llegando incluso a condicionar el correcto funcionamiento del mismo.

Capacidad técnico-profesional de los operarios.

Es el complemento del primer indicador, por lo cual debe ser muy tomado en cuenta. Implica el nivel de capacitación que tienen los operarios en el tipo de sistema implementado.

Tiempo de respuesta.

Este indicador es importante en aplicaciones de alta precisión o en aquellas que requieran un tiempo de respuesta bastante corto y se ve reflejado en el indicador de costos, sin embargo en la presente aplicación no es un factor crítico por tratarse de un sistema de adquisición de datos por periodos de tiempo espaciados de acuerdo a una programación previa y no de un monitoreo continuo del sistema.

Indicadores Cuantitativos.

Los indicadores cuantitativos pueden ser definidos como medidas de cantidad y son aquellos obtenidos luego de realizar procesos de medición al interior del sistema en estudio. Estos indicadores son:

Potencia Activa.

Es la que efectivamente se aprovecha como potencia útil en el eje de un motor, la que se transforma en calor en la resistencia de un calefactor, etc.

Demanda máxima.

La demanda máxima representa para un instante dado, la máxima coincidencia de cargas eléctricas operando al mismo tiempo, es decir, la demanda máxima corresponde a un valor instantáneo en el tiempo. El medidor de energía almacenará únicamente, la lectura correspondiente al máximo valor registrado de demanda, en cualquier intervalo de 15 minutos de cualquier día del ciclo de lectura. Los picos por demanda máxima se pueden controlar evitando el arranque y la operación simultánea de cargas eléctricas.



3.- HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN.

3.1 Hipótesis de la Investigación.

3.1.1 Hipótesis Principal.

Frente al incremento en el precio de las tarifas eléctricas y el uso que las empresas hacen de la energía eléctrica la cual genera un incremento en el costo de la producción, sumada a la deficiente recolección de datos, entonces se plantea la implementación de un sistema de monitoreo y control en las subestaciones eléctricas, específicamente sobre los medidores de parámetros eléctricos instalados en esos ambientes y que además deberán ser de tipo electrónico. Dicho sistema el cual estará orientado a las gestión de la demanda (Optimizar el consumo energético y que se refleje en un ahorro económico) y basado en tecnologías de comunicación confiables y técnicas de sistemas de control (en este caso en particular se ha empleado el sistema de control realimentado), permitirá un monitoreo más eficiente de los niveles de energía consumidos en intervalos de tiempo que deberán ser programados por el responsable del manejo del sistema de control propuesto en el presente trabajo de tesis. Además del control sobre los grupos electrógenos en los períodos donde el consumo sea mayor o cuando sea más conveniente arrancar el grupo electrógeno que seguir consumiendo energía eléctrica de la red eléctrica externa.

3.1.2 Hipótesis Secundarias.

1) El incremento en el precio de las tarifas eléctricas y el posible mal empleo que las empresas hacen de la energía eléctrica (entiéndase como energía consumida en exceso), la cual genera un incremento en el costo de la producción sumada a que en la actualidad muchas empresas confían la recolección de datos o la gestión de sus subestaciones eléctricas a la acción de sus técnicos operarios, quienes realizan dicha tarea de forma manual, generando una base de datos (muchas veces de manera artesanal, llevando la información en un cuaderno de apuntes), producto de esta periódica recolección, con un siempre latente error humano.

En la mayoría de casos no se tiene un rendimiento óptimo de las instalaciones o equipos reflejándose en una facturación elevada, debido a que el tiempo de respuesta frente a una posible situación crítica es muy largo.

2) El excesivo gasto por consumo de la energía eléctrica se puede minimizar con la implementación de un sistema de monitoreo y control, que permita automatizar el proceso. De esta manera se realizaría la labor de gestión y supervisión del sistema de manera periódica en intervalos de tiempo mucho menores, lo que permitiría tomar una acción de control sobre el (los) grupo (s) electrógeno (s), frente a una eventualidad en el sistema y eliminando el posible error humano.

3) El monitoreo y control de las subestaciones eléctricas debe basarse en tecnologías de telecomunicaciones y sistemas de control que puedan brindar al sistema la confiabilidad necesaria. Las tecnologías de comunicación están directamente relacionadas con el tipo de cable que se empleará para llevar la información al servidor en el cual se encontrará el software de administración del sistema, así como el equipo de administración de la red telemática que se propone en el presente trabajo de tesis, mientras que el sistema de control estará constituido por la técnica empleada para realizar o llevar a cabo la tarea de monitorear el estado de los parámetros obtenidos por los medidores electrónicos instalados en las subestaciones, lo que permitirá ejecutar la acción de control correspondiente.

La técnica de control que se ha implementado en el presente trabajo de tesis es la denominada realimentación negativa, debido a que el sistema propuesto requiere leer un parámetro de salida del sistema, como lo es la potencia activa consumida, para luego generar y ejecutar la acción de control conveniente. Dicho sistema de control no requiere de un algoritmo de control muy sofisticado por lo cual se optó por éste debido a su facilidad de implementación.

Los esquemas de control retroalimentado se pueden clasificar de la siguiente manera:

- a) Sistemas de control que retroalimentan propiamente la señal de salida, como el mostrado en la **Figura 6** y que se denomina como realimentación de la señal de salida o retroalimentación directa.

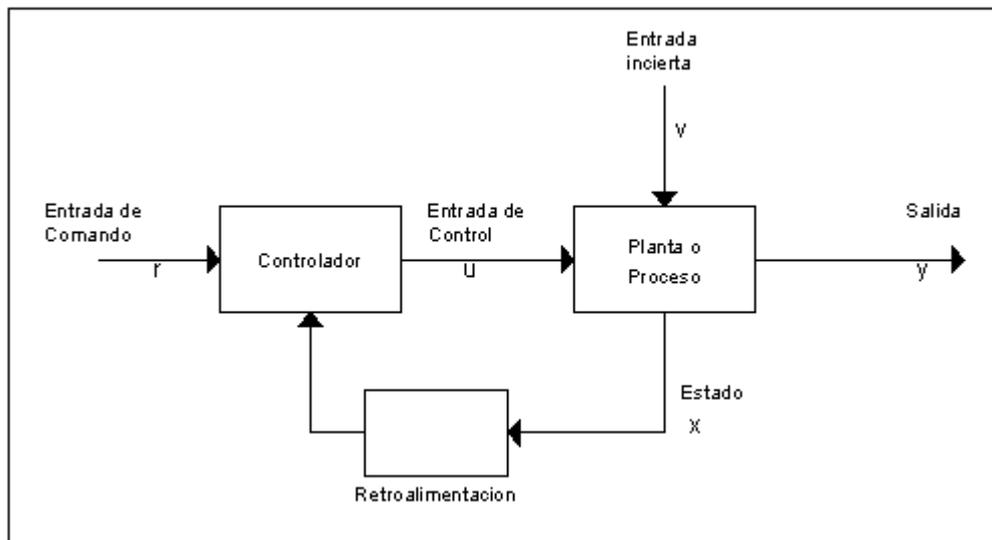


Figura 6: Sistema de control con realimentación directa.

- b) Sistemas de control que retroalimentan un conjunto de variables de salida mas no se tiene acceso a la variable de estado del sistema tal como muestra la **Figura 7**. Para poder aplicar este esquema es necesario diseñar un elemento denominado Estimador, que alimentado por la información de salida y la entrada disponible del sistema pueda reconstruir el estado "X" del sistema.

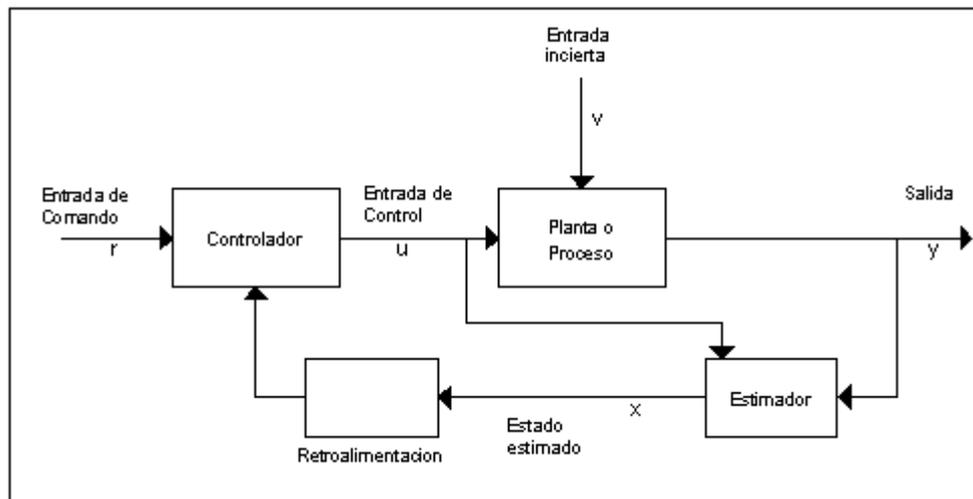


Figura 7: Sistema de control con realimentación directa incorporando un Estimador.

- c) Sistemas de control difuso que no requiere el modelo completo del sistema dinámico. El resultado de este diseño es un controlador basado en conocimiento utilizado para controlar sistemas complejos e indefinidos. El controlador difuso tiene la característica de ser no lineal y basado en el esquema de control retroalimentado, el sistema difuso tendría la forma que se aprecia en la **Figura 8**.

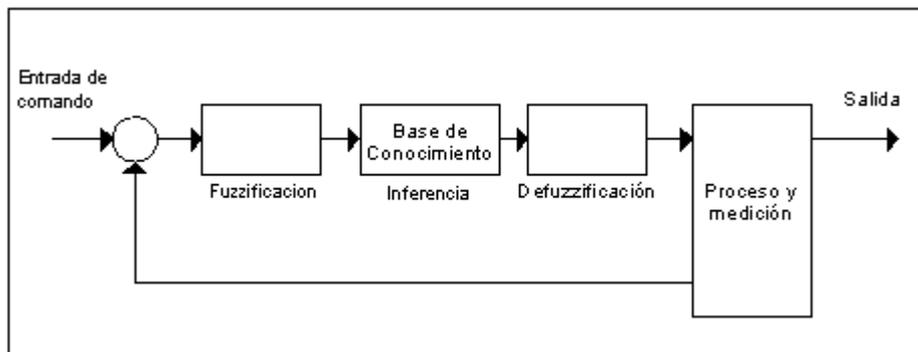


Figura 8: Sistema de control difuso.

En la **Figura 8**, se observan 3 nuevos bloques que no aparecen en el esquema general de control realimentado (Figura 5). Uno etiquetado como fuzzificación, otro como Defuzzificación y el tercero etiquetado como Inferencia.

El bloque de Fuzzificación tiene el objetivo de tomar el valor de la señal leída del proceso y convertirla en una señal entendible para el sistema difuso.

La función Defuzzificación tiene el objetivo de convertir la señal proveniente del bloque Inferencia, que es una señal difusa en un valor que pueda ser entendido por el proceso.

El bloque de Inferencia se encarga de realizar todo el razonamiento del sistema de control.

Cuando se diseña un controlador difuso es necesario determinar las variables de entrada y de salida. Las variables de salida representan el resultado de la operación que realizará el controlador y serán determinadas por el objetivo de control. La decisión de las variables de entrada depende de la situación en particular.

- d) Sistemas de control Neuronal que son utilizadas para aplicaciones en las industrias y para ello lo más relevante tiene que ver con el uso de las redes neuronales como identificadores de procesos o como sistemas que optimizan el funcionamiento de un controlador. Las redes neuronales que son utilizadas como controladores son llamados neurocontroladores.

Es importante hacer notar que una de las habilidades más importantes de las redes neuronales artificiales es su capacidad para aproximar funciones no lineales. El entrenamiento de una red usando pares de datos (entrada-salida) de una planta o proceso con características no lineales, se puede considerar como un problema de aproximación de una función no lineal. **(18)**

- e) Sistemas de control Neurodifuso que es la combinación de las técnicas de redes neuronales y sistemas difusos de tal forma que la red neuronal o los algoritmos de aprendizaje de la red neuronal se usan para determinar parámetros del sistema difuso.

(18) Coterio, 2006

Esto significa que la intención principal de un sistema neurodifuso es crear o mejorar un sistema difuso automáticamente por medio de los métodos o algoritmos de las redes neuronales. De manera inversa, una red neuronal difusa, es una red neuronal que usa modelos difusos para aprender mas rápido o para funcionar mejor; en este caso la intención principal es mejorar la red neuronal.

La combinación de las redes neuronales y la lógica difusa recoge ventajas de cada una de ellas. Las redes neuronales proporcionan el modelo de la estructura conexionista (tolerancia a fallas y propiedades de representación distribuida) con habilidades de aprendizaje a los sistemas de lógica difusa; y la lógica difusa proporciona a las redes neuronales una armazón estructural con reglas de representación del conocimiento y razonamiento de alto nivel.

Por lo antes expuesto se optó por trabajar con la técnica de control directa, debido a que nos permite realizar el trabajo sin necesidad de implementar algoritmos demasiado complejos que la aplicación no lo requiere. En el capítulo 4 trataremos el sistema de control con realimentación negativa directa y los bloques de los que esta conformado. **(19)**

4) El sistema permitirá el monitoreo de cada subestación eléctrica desde una central o cuarto de control las 24 horas del día, de acuerdo a la programación del tiempo de muestreo, dicha central será de acceso restringido únicamente a personal calificado y autorizado. Dicha autorización se validará en el software de interfaz de usuario o de gestión del sistema.

En Síntesis podemos decir que el consumo de energía eléctrica se ha incrementado a pesar de ser ésta una de las formas de energía más costosas. Por ello se hace imprescindible diseñar un sistema de monitoreo y control de la red eléctrica de las empresas (cliente), que facilite implementar la gestión de demanda en las mismas, es decir, implementar mecanismos que permitan optimizar el uso de la energía eléctrica, llegando incluso a la disminución en la facturación por concepto de energía eléctrica.

(19) Ayala, 2002, vol. 2

En el presente trabajo de tesis se plantea un sistema de monitoreo aplicado a los medidores instalados en las subestaciones eléctricas, para monitorear el consumo de energía eléctrica por parte de las empresas, este monitoreo estará basado en la recolección de datos a partir de los equipos medidores que nos permita manejar una base de datos digital, es decir en archivos generados luego de cada requerimiento de información, posteriormente estos datos serán procesados en un controlador el cual a su vez determinará la acción de control más adecuada, siguiendo los conceptos de la gestión de demanda.

Este proceso se repetirá tantas veces como medidores posea la empresa (cliente) y toda la información de cada una de las subestaciones eléctricas de la empresa será almacenada en un servidor, el cual estará ubicado en la misma red de comunicaciones del sistema de monitoreo y control. En la **Figura 9**, podemos apreciar un diagrama general que esquematiza la solución planteada en el presente trabajo de tesis y que será desarrollada en los próximos capítulos. La información recopilada de cada medidor electrónico instalado en su respectiva subestación eléctrica, será llevada a un equipo de gestión de red telemática para luego ser procesada y almacenada en el servidor del sistema. Cabe mencionar que en el presente trabajo de tesis no se requirió del equipo de gestión de red o Hub debido a que se trabajó para el caso particular de un solo medidor electrónico en el sistema. **(20) (21)**

(20) Ayala, 2002, vol. 15

(21) Ayala, 2002, vol. 20

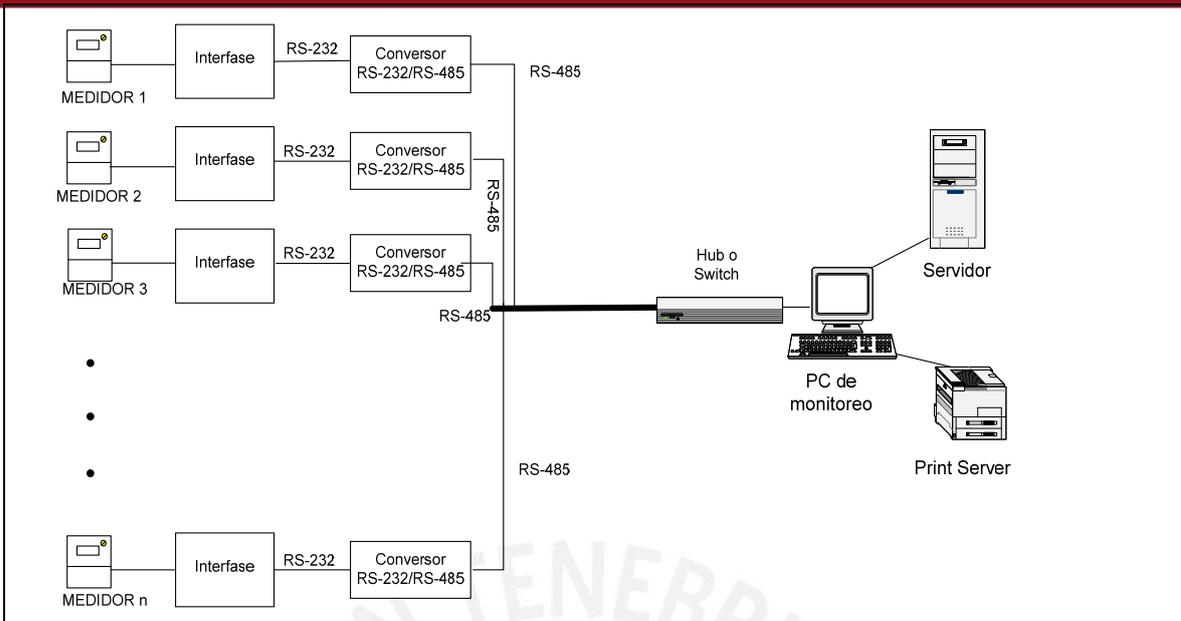
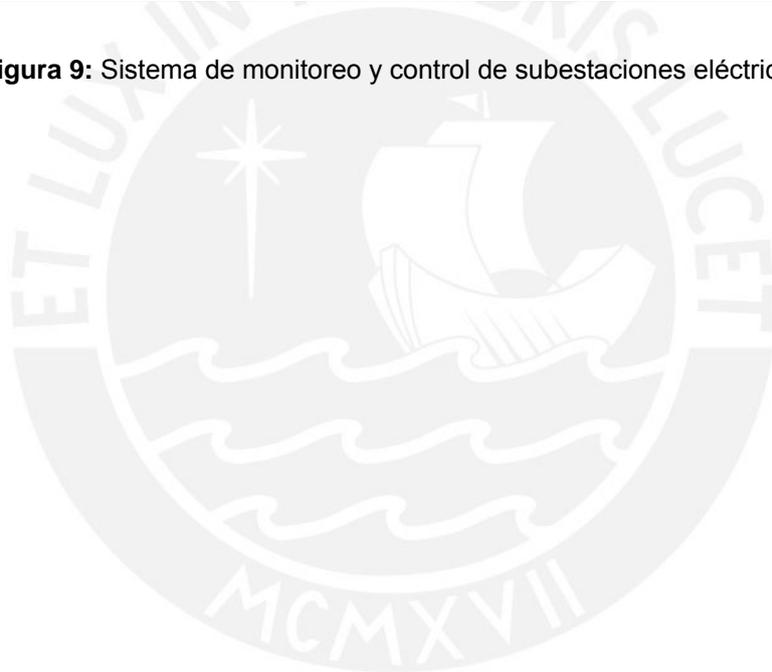


Figura 9: Sistema de monitoreo y control de subestaciones eléctricas.





OBJETIVOS DEL PROYECTO.

4.1 Objetivos.

4.1.1 Objetivo General.

Diseñar e implementar un sistema de monitoreo y control de subestaciones eléctricas orientada a la gestión de la demanda basada en un sistema de monitoreo, el cual permitirá optimizar el consumo de energía eléctrica, reduciendo los costos de producción sin disminución de la misma.

4.1.2 Objetivos Específicos.

- 1) Demostrar que la operación manual en la recolección de datos de las subestaciones eléctricas en las empresas denota ineficiencia, debido a la falta de supervisión continua del sistema.
- 2) Introducir el uso de sistemas de control como herramientas para solucionar el problema de monitoreo y control de las subestaciones eléctricas.
- 3) Determinar una estrategia de control orientada a la gestión de la demanda.

Los sistemas de control permitirán automatizar el proceso de adquisición de datos en las subestaciones eléctricas, el cual en la actualidad aun se sigue realizando de manera manual. Con la inclusión de la teoría de control al proceso en estudio, se buscará optimizar la recolección de datos y llevarla a cabo en intervalos de tiempo mucho menores a los que se producen actualmente, permitiendo de esta manera tomar alguna acción de control como la de arrancar un grupo electrógeno si fuese necesario.

El sistema de control propuesto en el presente trabajo de tesis para alcanzar los objetivos planteados es el sistema de control inteligente llamado de feedback o de retroalimentación. La **Figura 10** nos muestra el esquema general de un sistema de control retroalimentado.

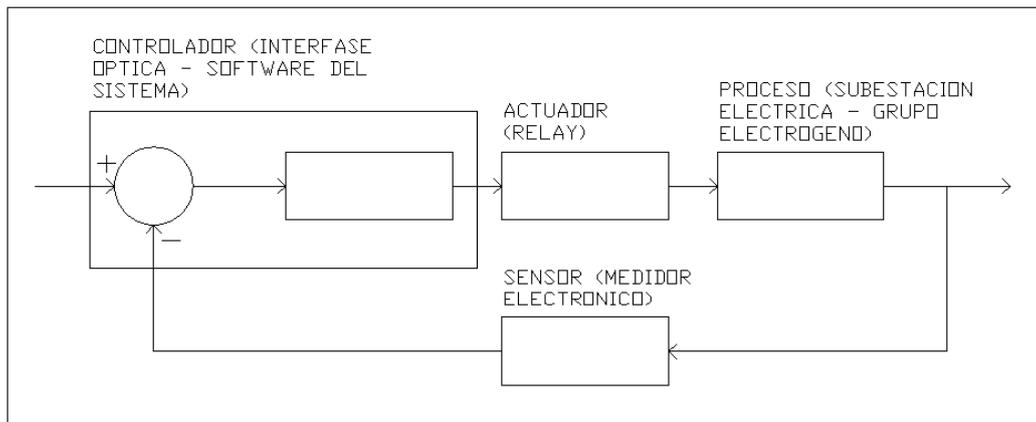


Figura 10: Diagrama de bloques de un sistema de control inteligente implementado con la técnica Feedback.

El sistema de control Feedback es una técnica de control inteligente, que se caracteriza por regular la variable controlada sensando la misma. El control feedback cuenta con algunos bloques bien definidos:

El controlador, el cual guarda el algoritmo de control y se encarga de procesar los datos. En nuestro caso el controlador es el binomio formado por la interfase óptica y el software de adquisición de datos.

El actuador, que se encarga de realizar la acción mecánica del sistema. En nuestro caso es una señal de contacto la cual puede ser producida gracias a un relay o a una señal digital vía software.

El sensor, que se encarga de medir los parámetros a controlar dentro del Sistema. En nuestro caso el sensor es el medidor electrónico el cual nos brindará la información necesaria para poder tomar la acción de control determinada.

El proceso, es aquello que se quiere automatizar y sobre lo que nuestro control se hará efectivo. En nuestro caso el proceso está formado por la adquisición de datos en las subestaciones eléctricas y la acción en los grupos electrógenos.

4.2 Universo y Muestra.

El universo está formado por los procesos de medición desarrollados por las empresas proveedoras de energía. La muestra que se utilizará para llevar a cabo el presente trabajo de investigación esta conformada por la recolección de datos y toma de acciones referidas al consumo de energía en las subestaciones eléctricas, en este caso en particular se asistió en más de una oportunidad a la recolección de datos que realizan los técnicos a las subestaciones eléctricas y se comprobó la manera de generar los reportes en la actualidad. Esta información será analizada en el momento de su adquisición y almacenada individualmente por proceso para un análisis posterior por parte de los encargados del sistema.

4.3 Procedimiento e Instrumentos de Análisis.

Es importante mencionar que siendo varias las tecnologías que se podrían aplicar para el desarrollo del presente trabajo de investigación, se optará por la solución más sencilla y directa, la cual incluye la estrategia de control denominada feedback o de realimentación negativa, ya que el sistema dependerá de los valores obtenidos en las lecturas por parte de la interfase óptica, permitiendo implementar el sistema de control así como la tecnología o protocolo de comunicación serial RS-232 y RS-485 para la interconexión de medidores e interfases en el sistema, hacia un nodo de comunicaciones. La interfase óptica y el software de interfaz de usuario se comportan como el controlador del sistema (Ver **Figura 10**).

Una vez escogida la estrategia de control a utilizar en el diseño del sistema propuesto, procederemos a evaluar los requerimientos que el sistema debería cumplir para poder alcanzar los objetivos establecidos para la presente tesis.

Requerimientos del sistema.

Se busca monitorear el sistema eléctrico a partir de los medidores instalados en las subestaciones eléctricas, para lograr ello se debe trabajar con medidores de tipo electrónico, los cuales nos proporcionan una mayor cantidad de parámetros eléctricos comparado con un medidor de tipo electromecánico del cual solo podríamos obtener un parámetro que es la potencia activa. Por lo anterior se desprende que en la actualidad y desde hace dos años la demanda se ha inclinado por la adquisición de los medidores de tipo electrónico, los cuales brindan medidas mucho más precisas y por consiguiente se produce una facturación más exacta. El presente trabajo de tesis aprovecha y rescata estas bondades para diseñar una interfase que pueda capturar la información brindada por este tipo de medidores electrónicos y de esta manera eliminar la adquisición de datos que se lleva a cabo actualmente en muchas plantas industriales y empresas, las cuales no cuentan con un sistema automatizado para realizar este proceso, teniendo como ventaja adicional que el trabajo presentado está orientado a la gestión de demanda.

Introducción a la solución planteada.

El Monitoreo de las subestaciones eléctricas se logrará a través de los medidores instalados en ellas. De los distintos tipos de tecnologías usadas para la fabricación de estos medidores se escogió en el presente trabajo de tesis los medidores de tipo electrónico construidos bajo la norma internacional IEC 62056. La norma IEC 62056, es una norma de protocolo abierto, es decir, permite que un tercero pueda capturar los datos de los medidores construidos bajo esta norma (Tecnología abierta), siempre que se cuente con las interfases adecuadas, no necesariamente patentadas por la fábrica que construyó los medidores.

Los medidores electrónicos proporcionan mayor cantidad de parámetros medidos que otro tipo de medidores por ello, su comercialización y empleo en la industria mundial va en aumento.

Para tener acceso a los datos capturados y calculados por el medidor electrónico se pensó inicialmente en incorporar al sistema equipos medidores de parámetros eléctricos que permitan capturar los valores de la misma red del sistema, para que luego de procesadas sean llevadas a controladores locales, es decir se hubiese requerido de un equipo medidor de parámetros eléctricos y un controlador por cada subestación eléctrica. Luego se hubiese podido llevar la señal de los controladores a través del protocolo de comunicación Lonworks, que es el que manejan muchos equipos industriales, a una red dedicada para el sistema en donde se encontraría el servidor con el software de interfaz de usuario. Sin embargo la solución se presentaba muy costosa y por consiguiente poco eficiente. Por ello, se decidió estudiar la configuración del medidor electrónico y cada una de sus interfases, obteniendo como resultado, la identificación de dos métodos para poder acceder al archivo de datos medidos por el equipo: La interfase óptica y la interfase eléctrica.

El presente trabajo se centra en el desarrollo de la interfase óptica debido básicamente a dos motivos fundamentales:

1.- Todos los medidores electrónicos construidos bajo la norma IEC 62056 poseen desde su construcción la interfase óptica, mientras que la interfase eléctrica debe ser solicitada como un parámetro adicional durante la compra del equipo medidor.

2.- La manera de generar el archivo de datos a través de la interfase óptica del medidor electrónico es a través de pulsos de tensión, mientras que la interfase eléctrica lo hace a través de pulsos de corriente siguiendo el protocolo CL0, el cual no es muy conocido y con el cual no se tiene familiaridad.

Por los motivos antes expuestos, se optó por desarrollar un circuito que permita decodificar el archivo de datos generado por el medidor, a través de su interfase óptica.

La interfase a diseñar debería basarse en un circuito óptico el cual capture los pulsos de tensión provenientes de la interfase óptica del medidor y transmitirlo a un microcontrolador. El circuito óptico debería contar con amplificadores de señal para superar las caídas y pérdidas de tensión durante el proceso de adquisición de datos, además de filtros para limpiar la señal del ruido que pudiese perturbar la señal. El diseño de la interfase óptica se detallará más adelante en el documento.

La señal se llevaría a un controlador que será el encargado de darle formato a la señal de datos. En este caso el microcontrolador encapsula la señal en el formato RS-232, que es el protocolo serial abierto utilizado por las computadoras personales. El protocolo RS-232 fue el escogido debido a su simplicidad de configuración y con el objetivo de reducir costos.

El sistema también contemplaba la inserción de varias subestaciones eléctricas en un mismo sistema, por lo cual se determinó (aunque no se llevó a cabo en el presente trabajo) volver a encapsular la señal de datos en protocolo RS-232 y convertirla a señal de datos en protocolo RS-485, el cual permitiría transmitir la señal a través de grandes distancias y también utilizar el protocolo de comunicación C-BUS para conformar la que se convertiría en la red del sistema. El protocolo RS-485, es un protocolo abierto sobre el cual puede implementarse el protocolo de comunicación C-BUS, que como ya hemos explicado anteriormente es el más difundido actualmente debido a su simplicidad y a su característica de apertura ya que no está delimitada por fabricante alguno y además su costo es menor al que significaría implementar la solución con otro tipo de protocolo de comunicación.

La red del sistema se debería constituir por uno o varios equipos de comunicación que realicen la gestión de la red. En este caso se optó por un switch de la capacidad requerida por el sistema y que tenga puertos que manejen el protocolo RS-485. El switch en el sistema únicamente se encargará de amplificar la señal y de realizar la conmutación de los datos en la red así como direccionar el flujo de información al servidor del sistema el cual también estará conectado al switch.



CAPÍTULO 5

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO Y
CONTROL DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

5.- DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.

5.1 Consideraciones Preliminares.

Para poder obtener el total de los parámetros es necesario trabajar con medidores electrónicos y no con medidores de tipo electromecánico puesto que estos últimos no son susceptibles de ser monitoreados completamente, es decir, los medidores electrónicos nos proporcionan mayor información de los parámetros eléctricos a considerarse en el sistema de monitoreo que los medidores electromecánicos de los cuales podríamos obtener menos información de manera directa. A continuación se detallan los pasos a seguir en la elaboración del diseño y puesta en funcionamiento del sistema planteado independientemente del tipo de medidor que se encuentre instalado en la planta:

Paso 1: Reconocimiento.

En la presente etapa se hace un reconocimiento de los diferentes tipos de medidores con los que cuenta la planta, reconociendo si los medidores son de tipo electromecánicos o electrónicos, fabricante, modelo etc.

Paso 2: Investigación.

En este paso se hace una lectura de las características tanto eléctricas como de comunicación de los medidores que se reconocieron en el paso 1.

Se investiga si los medidores cuentan con una interfase de comunicación sea óptica o eléctrica, además de un software para la configuración de los parámetros a entregar por el medidor en la comunicación con una PC de monitoreo y control.

Se investiga profundamente sobre el protocolo de comunicación del medidor lo cual nos permita reconocer los comandos utilizados por el medidor para el envío de los datos almacenados en sus registros como también para poder entrar a los modos de programación del mismo.

Paso 3: Interfase de comunicación.

En la siguiente etapa se contemplan las modificaciones que se deben hacer en la interfase óptica (conexiones, circuitos integrados, etc.) para poder tener una comunicación confiable con el medidor y la PC de monitoreo y control.

Cabe resaltar que los cambios en la interfase óptica serán mínimos con respecto a la electrónica y que dependen de los medidores para los que se diseñarán, de la sensibilidad del emisor y receptor utilizados en el medidor como también de la forma en que el medidor envía la información.

En esta etapa también se realizan los cambios necesarios en la programación del controlador de la interfase óptica. Se cambian los comandos de acuerdo al protocolo de comunicación utilizada por los medidores y se acondiciona el programa de acuerdo a la trama de datos que se utilice por el protocolo del medidor.

Paso 4: Pruebas.

En esta etapa se contemplan las pruebas con el medidor para el cual se diseñó la interfase óptica como también con el controlador y una PC (computadora personal) local.

Las pruebas se realizan con cargas y con un programa que nos permite escribir por el puerto serial de una computadora. Todas estas pruebas son realizadas en un laboratorio que esté equipado con todos los equipos necesarios para las mismas y que nos permita verificar el correcto funcionamiento de la interfase.

Paso 5: Software de Monitoreo y control.

Se desarrolla el software de monitoreo y control de las subestaciones eléctricas en lo referente a la configuración, a la cantidad de medidores, modelos, ID (identificador) de los medidores, ubicación de los mismos en el área de trabajo, etc.

Además en este paso se realiza la configuración de la PC de monitoreo, formateo de la misma, instalación de programas y generación de cuentas para la seguridad del sistema.

Paso 6: Sistema de comunicación.

Aquí se desarrolla el sistema de interconexión de los medidores con la PC de monitoreo y control.

Se analiza si la red a diseñar será cableada o inalámbrica, si será comunicación RS232 o RS485 la que depende de la distancia entre las subestaciones y la central de monitoreo y control. Además si la distancia es muy grande se puede contemplar el uso de repetidores.

El hub o switch de comunicación a instalar depende de la cantidad de medidores con los que cuenta la institución donde se implementará el sistema ya que un puerto de dicho equipo de comunicación será utilizado por cada medidor instalado en las subestaciones con los que cuenta la respectiva institución.

Luego de analizado todo el sistema de interconexión se procede a la compra de los equipos de comunicación, accesorios y se procede a la instalación de los equipos. Si el sistema es cableado se procede a colocar los cables de comunicación dentro de canaletas. A continuación se procede a la programación del Hub o Switch para habilitar los puertos del equipo asignándolos a los respectivos medidores.

Paso 7: Pruebas del Sistema.

Luego de la configuración del sistema se procede a realizar las pruebas de todo el sistema de comunicación para verificar el funcionamiento del sistema como también para realizar los ajustes que sean necesarios en el sistema.

El diseño de la interfase prototipo a desarrollar está basada en el medidor electrónico A1350 de la empresa ABB que por lo antes mencionado nos brindará mayor cantidad de parámetros medidos y por ser construido bajo una norma de protocolo abierto permitirá que podamos realizar el diseño de un dispositivo electrónico capaz de capturar la información medida del sistema eléctrico a través de alguna de sus interfases.

El medidor electrónico A1350 (Ver **Figura 44** en el Anexo G), está construido siguiendo la norma **IEC 62056** estándar Internacional que especifica el hardware y los protocolos usados para el intercambio de datos entre un medidor y una PC, por lo cual, las interfases diseñadas para este medidor deben ser aplicables para todos los medidores construidos bajo dicha norma.

La interfase óptica del medidor electrónico trabaja con pulsos de tensión de 0-5 V logrados por la interacción de un par de emisor y receptor infrarrojos.

En el presente trabajo de tesis se ha considerado trabajar en base a la interfase óptica debido principalmente a que esta interfase se encuentra en la totalidad de medidores electrónicos.

5.2 Desarrollo de la solución en conjunto.

Para el caso general que una empresa cuente con “n” subestaciones eléctricas con medidores electrónicos por cada una de ellas (Ver **Figura 11**) y se requiera monitorear vía software los parámetros eléctricos de los mismos y llegar a tener una acción de control sobre las plantas en donde están instalados se deberá contar con una interfase óptica externa de manera tal que se realizará un acopio de datos, los cuales estarán disponibles en protocolo serial RS-232 para luego ser transformados a protocolo RS-485 mediante un conversor de protocolos logrando así alcanzar mayores distancias en el envío de los datos sin que éstos sufran pérdidas o deterioro.

Posteriormente los datos ingresarán a un dispositivo de gestión de red llamado switch o hub, con capacidad suficiente para albergar los datos de cada uno de los medidores vía un puerto RS-485 por cada uno de los medidores, este dispositivo se conectará directamente a una estación remota o servidor en donde estará instalado el software de interfaz de usuario y vía este software se mostrará la información recibida del medidor para su monitoreo y análisis.

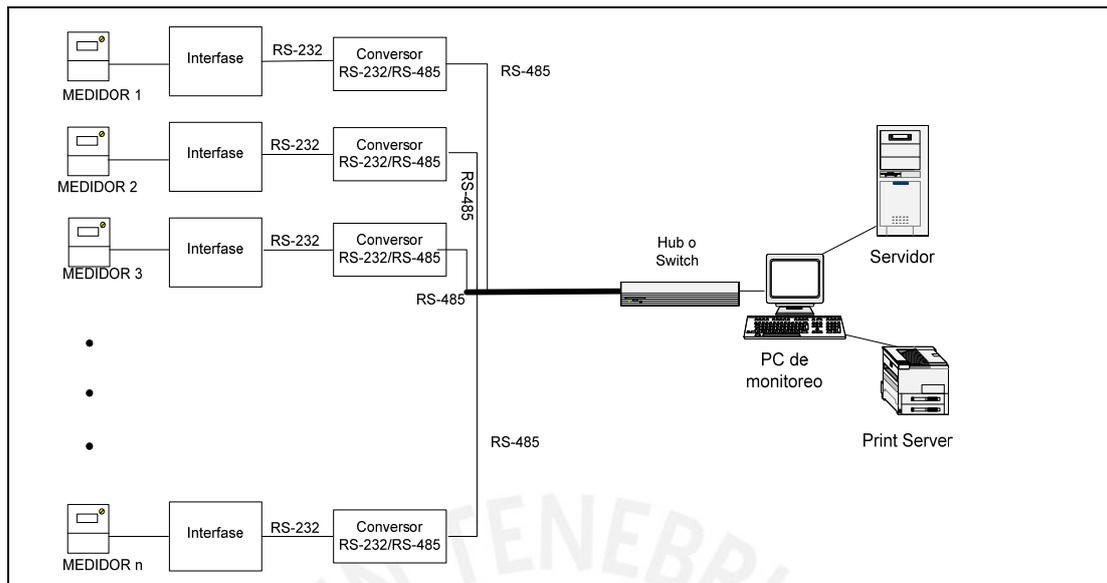


Figura 11: Sistema de monitoreo y control de subestaciones eléctricas.

5.3 Estudio y análisis de los Procesos.

El medidor electrónico se puede comunicar remotamente a través de dos tipos de interfaces:

- Interfase óptica.
- Interfase eléctrica.

Por los motivos antes expuestos centraremos nuestra atención en el desarrollo de la solución empleando la interfase óptica ya que como se mencionó se encuentra en todos los medidores bajo el estándar **IEC 62056**.

En la comunicación entre la interfase óptica, el medidor y la PC de monitoreo se diferencian dos tipos de procesos:

- Un **proceso de escritura** en el cual se envía la petición de adquisición de datos hacia el medidor.
- Un **proceso de lectura** en el cual se recogen los datos enviados desde el medidor hacia la PC de monitoreo.

Estos procesos son explicados con mayor detalle en el siguiente acápite, en base a los **circuitos de Transmisión y Recepción** de la interfase óptica.

A continuación describiremos la interfase óptica desarrollada para implementar nuestro sistema de monitoreo y control.

5.3.1 Interfase Óptica.

La interfase óptica cuenta con dos circuitos uno de transmisión y otro de recepción basados en un par emisor receptor infrarrojos que no interactúan entre sí, sino con los dispositivos ópticos de la interfase externa que permite la comunicación con un computador portátil mediante el empleo del software de manejo del medidor, de tal manera que al requerir el usuario los datos del medidor se envían pulsos infrarrojos del emisor de la interfase externa al receptor del medidor electrónico (Véase **Figura 12**), saturando el fototransistor y enviando una señal de cero lógico al microcontrolador del medidor el cual lo procesa y envía una señal de cero lógico al circuito emisor del medidor lo que genera que se transmitan los pulsos que serán captados por el receptor de la interfase externa generando una trama digital que se envía al computador de manera serial.

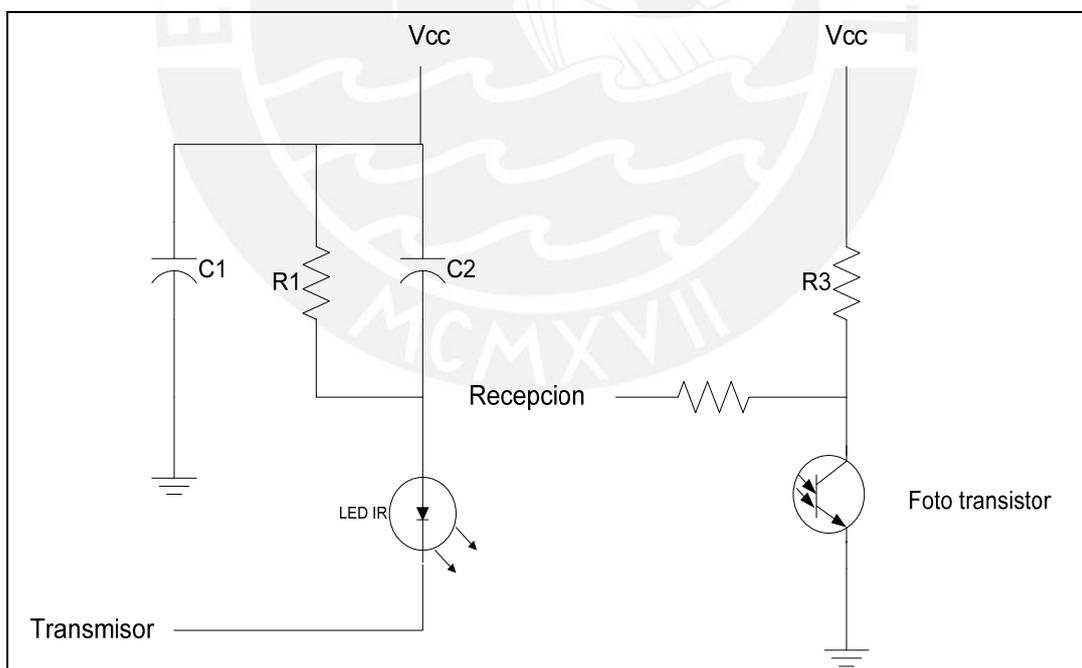


Figura 12: Diagrama esquemático del circuito de transmisión de datos de la interfase óptica diseñada y el circuito de recepción de la interfase óptica del medidor.

5.4 Análisis y Diseño del Sistema.

En la presente sección se hará una descripción del sistema desarrollado para el monitoreo y control de las subestaciones eléctricas en el cual mostraremos las diferentes partes de las que está compuesto el sistema, desde la adquisición de datos en los medidores hasta la muestra de la información recolectada, tanto en gráficos como en tablas e incluso archivos o informes, los cuales serán almacenados para llevar una estadística del funcionamiento de la respectiva subestación eléctrica (Ver **Figura 13** en la siguiente página).

El sistema tomará la información de los medidores electrónicos (para nuestro caso usamos los medidores electrónicos A1350 de ABB, pero el sistema es válido para cualquier medidor construido bajo la norma IEC 62056). Como hemos mencionado anteriormente, los medidores electrónicos brindan una gran cantidad de parámetros para ser capturados de manera externa. Estos medidores pueden entregar la información solicitada de dos maneras, utilizando interfaces externas:

- 1) Interfase óptica
- 2) Interfase eléctrica.

El sistema, de acuerdo a la interfase empleada, enviará la información al controlador externo que la solicite. En este caso y como hemos mencionado se empleó la interfase óptica para realizar el monitoreo del sistema.

A continuación se detallará el funcionamiento la interfase óptica diseñada para el medidor electrónico.

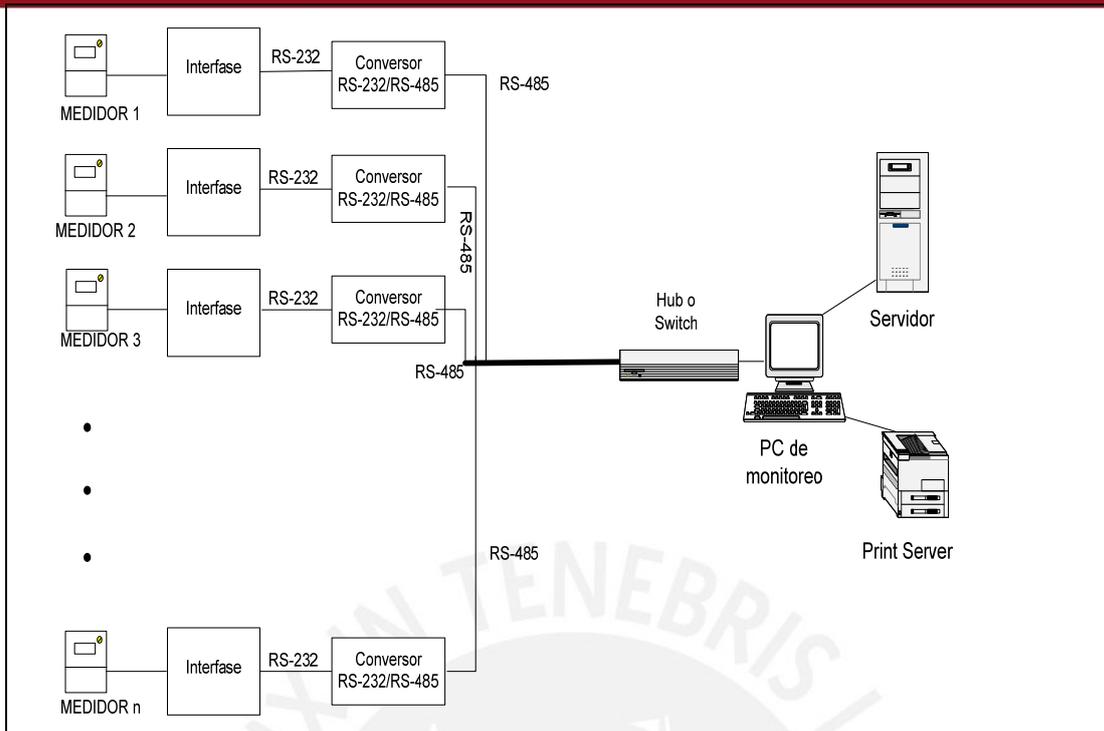


Figura 13: Sistema de monitoreo y control de subestaciones eléctricas.

5.4.1 Interfase Óptica.

En la **Figura 14** se muestra el diagrama esquemático de la interfase óptica a diseñar para la comunicación con el medidor.

El proceso de funcionamiento de la interfase se divide en dos etapas una de escritura y otra de lectura de datos.

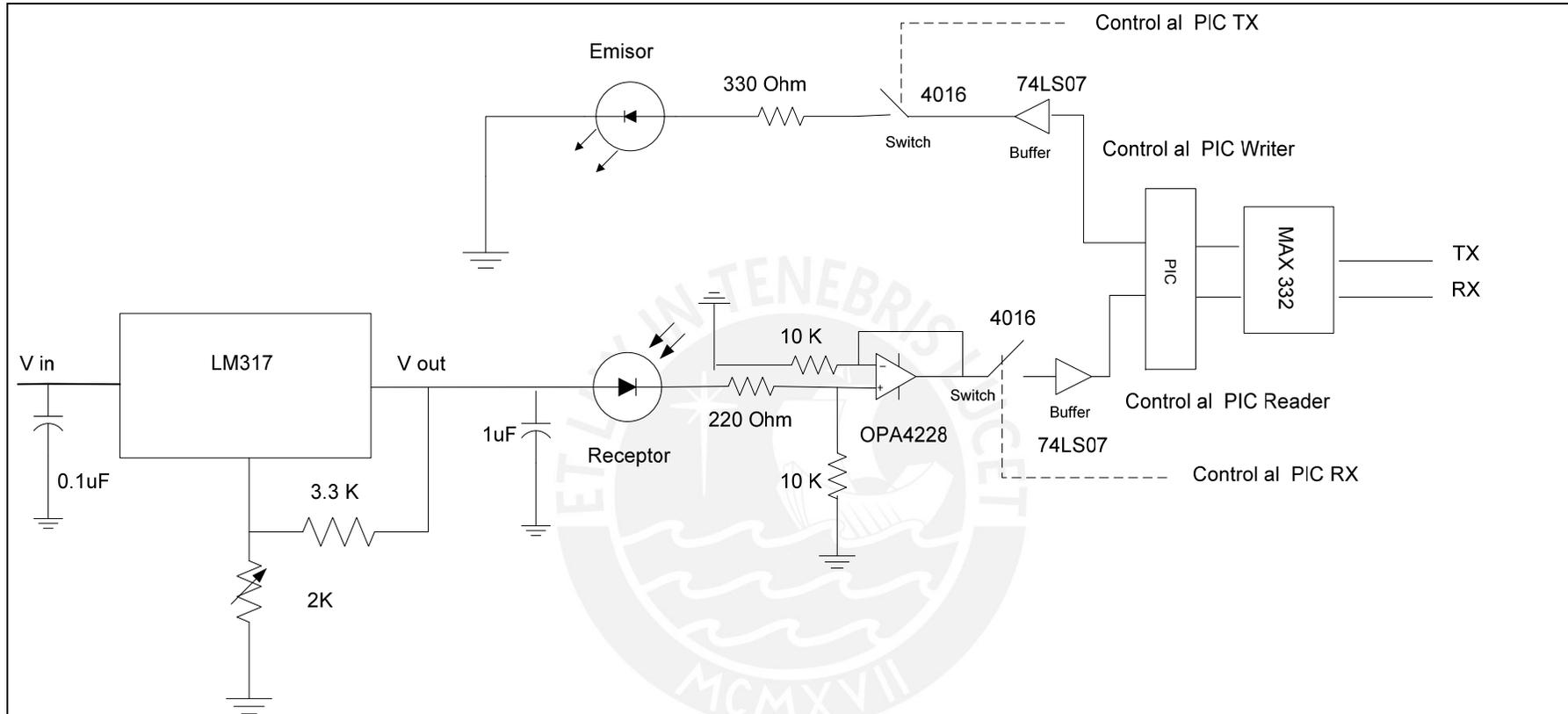


Figura 14: Interfase óptica.

La etapa de escritura de datos comienza con el requerimiento por parte del usuario empleando el software de interfaz grafica. **Ver Figura 15.** Esta es la pantalla que el usuario observará y deberá completar con los datos para realizar una adquisición de datos programada en intervalos de tiempo definidos por el mismo operario.



Figura 15: Interfaz grafica de usuario para toma programada vía el menú control y seleccionando medición programada.

La interfaz gráfica se comunica vía puerto serial con el controlador de la interfase el cual envía un comando que habilitará el circuito de escritura (ver **Figura 16**) de la interfase a través de un conmutador analógico (el circuito integrado **4016**), luego de ello se enviará una trama por el puerto serial en formato ASCII hasta el emisor infrarrojo, el cual enviará un tren de pulsos infrarrojos que serán recibidos por el receptor de la interfase óptica del medidor electrónico y generará a su vez un tren de pulsos exactamente igual al emitido por el controlador de la interfase externa y luego de ser procesado por el microcontrolador del medidor electrónico, generará el envío del archivo que contiene los parámetros solicitados del medidor.

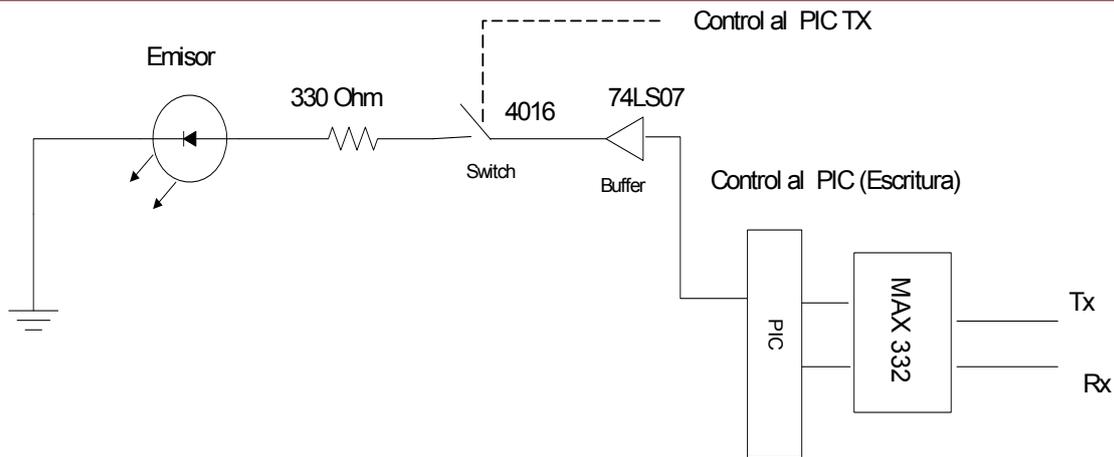


Figura 16: Circuito de escritura de la interfase Óptica.

La etapa de lectura de datos (**ver figura 17**) se inicia luego de un tiempo de procesamiento del microcontrolador del medidor el cual está establecido en 3 segundos, por lo cual el controlador de la interfase externa conmuta los circuitos de escritura y lectura desactivando el primero y activando el segundo respectivamente mediante el conmutador analógico (circuito integrado **4016**). Los registros de datos con los que responde el medidor son enviados también de manera serial en un tren de pulsos digitales a través del emisor infrarrojo del medidor que interactuará con el receptor infrarrojo de la interfase óptica externa, lo cual permitirá que se genere el mismo tren de pulsos digitales que pasará a través de una etapa de adaptación de impedancias constituidos por un opamp de precisión (**OPA4228**), posteriormente la señal atraviesa una etapa de protección previa al controlador constituida por un buffer (circuito integrado **74LS07**), luego el microcontrolador recibe y procesa la información la cual será almacenada en un archivo creado en un directorio preestablecido del computador para ser visualizado posteriormente o en el momento de hacer el requerimiento a través del software de interfaz de usuario. **Ver Figura 18.**

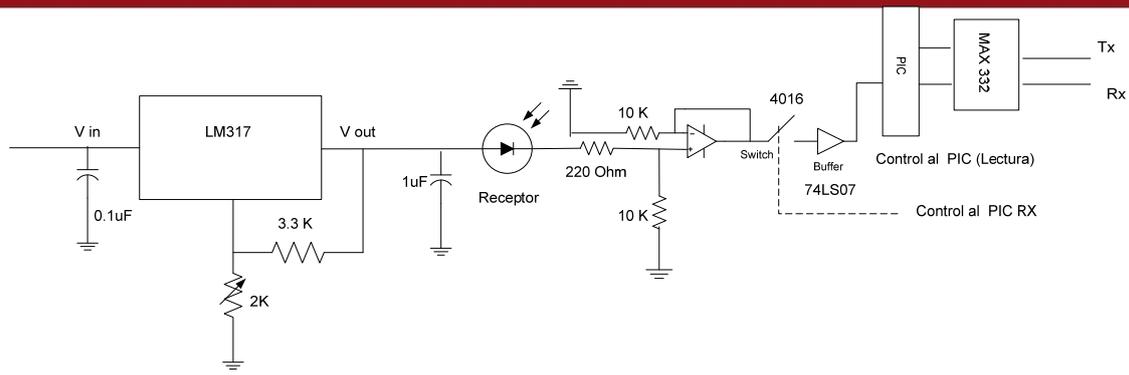


Figura 17: circuito de lectura de la interfase óptica.

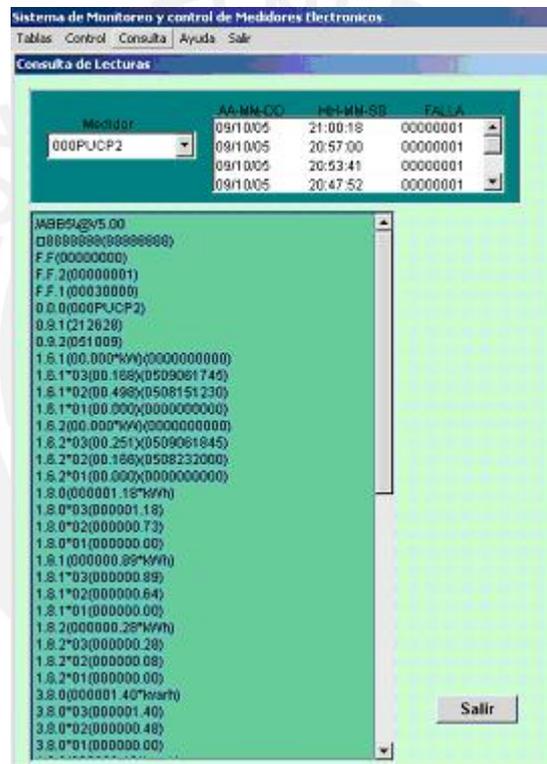


Figura 18: La imagen muestra la manera como los datos serán observados en la pantalla del software de gestión del sistema. Esta información será guardada en un archivo de datos en el servidor del sistema.

En la página siguiente se muestra una tabla (**Tabla 6**), la cual nos da una guía con respecto a los códigos obtenidos en la toma de datos en línea o programada e incluso cuando se desee ver el historial de toma de datos.

Registro (valor)	Código	Descripción	Valor
F.F(00000000)	F.F	Errores Fatales	(00000000)
F.F.2(00000000)	F.F.2	Errores menores	(00000000)
F.F.1(00030000)	F.F.1	Registro de peligro	(00030000)
0.0.0(000PUCP2)	0.0.0	Identificación del medidor	(000PUCP2)
0.9.1(111227)	0.9.1	Hora actual	(111227)
0.9.2(050819)	0.9.2	Fecha actual	(050819)
1.6.1(00.498*kW)(0508151230)	1.6.1	demanda de potencia +P con hora y fecha, M1	(00.498*kW)(0508151230)
1.6.2(00.008*kW)(0508181906)	1.6.2	demanda de potencia +P con hora y fecha, M2	(00.008*kW)(0508181906)
1.8.0(000000.22*kWh)	1.8.0	Energía activa total +A, T0	(000000.22*kWh)
1.8.1(000000.22*kWh)	1.8.1	Energía activa total +A, T1	(000000.22*kWh)
1.8.2(000000.00*kWh)	1.8.2	Energía activa total +A, T2	(000000.00*kWh)
3.8.0(000000.00*kvarh)	3.8.0	Energía reactiva total +R, T0	(000000.50*kvarh)
1.7.0(0.000*kW)	1.7.0	Demanda activa,+P total	(0.000*kW)
3.7.0(0.000*kvar)	3.7.0	Demanda reactiva,+Q total	(0.000*kvar)
31.7.0(0.000*A)	31.7.0	Corriente de fase L1	(0.000*A)
51.7.0(0.000*A)	51.7.0	Corriente de fase L2	(0.000*A)
71.7.0(0.000*A)	71.7.0	Corriente de fase L3	(0.000*A)
32.7.0(228.6*V)	32.7.0	Tensión de fase L1	(228.6*V)
52.7.0(225.0*V)	52.7.0	Tensión de fase L2	(225.0*V)
72.7.0(224.6*V)	72.7.0	Tensión de fase L3	(224.6*V)
33.7.0(0.33)	33.7.0	Factor de potencia de la fase 1	(0.33)
53.7.0(-0.33)	53.7.0	Factor de potencia de la fase 2	(-0.33)
73.7.0(-1.00)	73.7.0	Factor de potencia de la fase 3	(-1.00)
34.7(60.14*Hz)	34.7	Frecuencia de la fase 1	(60.14*Hz)
54.7(60.14*Hz)	54.7	Frecuencia de la fase 2	(60.14*Hz)
74.7(60.14*Hz)	74.7	Frecuencia de la fase 3	(60.14*Hz)

Tabla 6: códigos y descripción de valores obtenidos en toma de datos.

5.4.2 Conversor RS232 a RS-422/RS485.

Convierte códigos de datos y protocolos de transmisión que permiten la interacción del sistema en su conjunto.

Este equipo permite conectar redes adaptando protocolos de comunicación, que de otra forma serían incompatibles.

Especificaciones técnicas

El equipo conversor de protocolos debe tener las siguientes características:

- Puerto de entrada de 9 hilos RS-232.
- Puerto de salida de 4 hilos RS-422 o de 2 hilos RS-485.
- Control automático de dirección de datos (bidireccional).
- Protección contra sobre tensiones y contra corrientes.
- Aislamiento óptico entre señal de datos y alimentación eléctrica.
- Tensión de entrada de 12 VDC o 24 VDC.
- Aprobado por las normas CE y FCC.

5.4.3 Concentrador o Hub.

Un Hub es un equipo con determinadas entradas para conectar varios ordenadores en una red local y que estén comunicados entre si.

Dispositivo de conexión central en una red que une líneas de comunicaciones en una configuración en estrella. Los concentradores pasivos son unidades de conexión que no agregan información adicional a los datos que pasan a través de ellos. Los concentradores activos, algunas veces también llamados repetidores de multipuertos, regeneran los bits de datos con el fin de mantener una señal fuerte, y los concentradores inteligentes proporcionan funcionalidad incrementada.

Especificaciones técnicas

- El concentrado debe cumplir con las siguientes características:
- Puerto de entrada maestro RS-232
- Puertos de salida esclavo RS-422 o RS-485
- Aislamiento entre puertos
- Protección contra sobre tensiones
- LED`s indicadores para todos los puertos esclavos
- Tensión de entrada de 220VAC, 60 Hz.

5.5 Desarrollo de software de manejo.

El software de programación del sistema de control está constituido por dos etapas:

- Software de manejo de la Interfase, que va almacenado en el controlador PIC de la interfase.
- Software de interfase con el usuario, que permite el monitoreo como también el mando de toma de datos desde la PC de monitoreo.

A continuación describiremos las dos etapas relacionadas al desarrollo del software.

5.5.1 El software de manejo de la interfase.

El software utilizado en esta etapa fue elaborado utilizando el lenguaje de programación Visual Basic, para ser grabado como rutina de ejecución en el controlador de las interfases, es decir para que se ejecute en el circuito integrado PIC o controlador de interfase y gobierne el accionar de dicha interfase. En la **Figura 19** se muestra el diagrama de flujo de esta etapa.

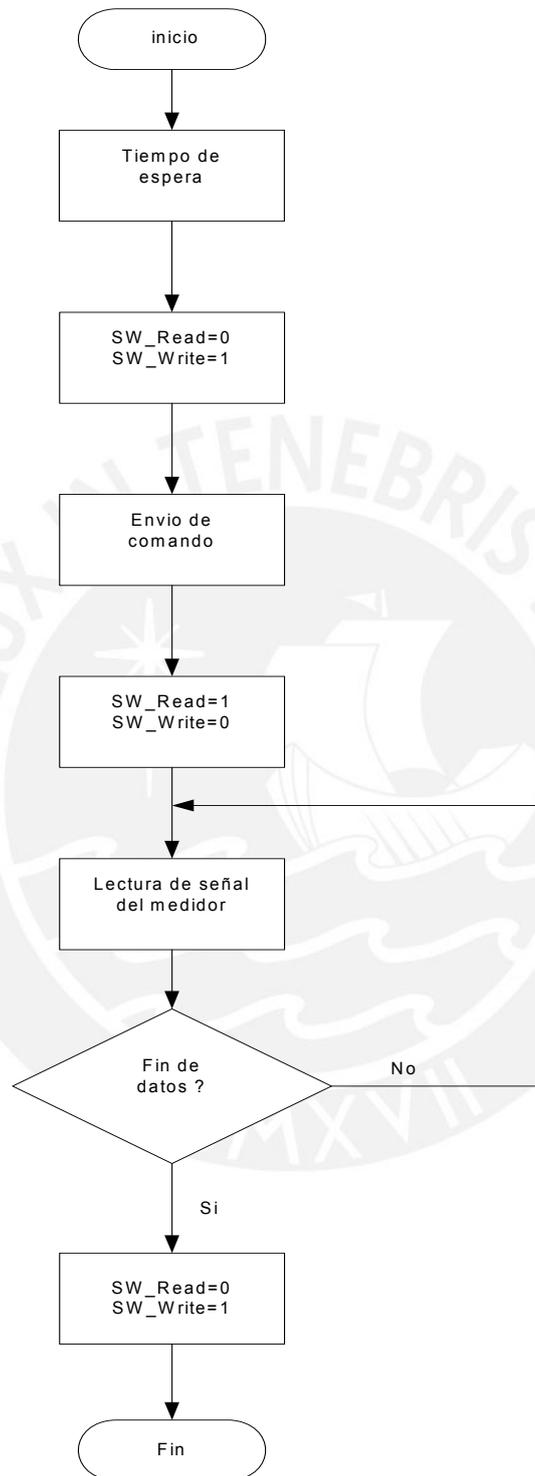


Figura 19: Diagrama de flujo del software de manejo de interfase.

El programa inicia luego de 2 segundos de energizado el circuito de la interfase, luego se encarga de conmutar los circuitos de lectura y escritura deshabilitando la lectura y habilitando la escritura con valores de “0” y “1” lógico que representen la desconexión y conexión respectivamente de cada uno de los circuitos. A continuación el microcontrolador envía el comando de adquisición de datos, el cual es conocido según el protocolo de comunicación de los medidores electrónicos diseñados bajo la norma IEC 62056 , luego de recibir el comando, el medidor lo procesa durante tres segundos aproximadamente, tiempo en el que el programa hace conmutar los circuitos de lectura y escritura de las interfases enviando un “1” lógico al conmutador analógico para habilitar el circuito de lectura y un “0” lógico al mismo dispositivo para deshabilitar el circuito de escritura. Luego de ello la interfase queda lista para recibir la información enviada por el medidor y se procede a la lectura de la misma.

La lectura se realiza hasta encontrar el caracter de fin de envió de datos y luego de ser encontrado, el controlador conmuta los circuitos de lectura y escritura dejándolo listo para un nuevo requerimiento en el futuro.

Los datos recogidos por el microcontrolador son almacenados en un archivo de texto. La ruta de almacenamiento esta preestablecida y el archivo tendrá como nombre el identificador del medidor así como la fecha y hora de la toma de datos.

5.5.2 Software de interfase con el usuario.

Esta etapa ha sido elaborada empleando el software Visual Fox Pro. El archivo de texto generado en la etapa 1, nos permitirá vía este software generar una base de datos de los medidores que nos ayude a contrastar información obtenida en diferentes períodos, además de mostrar en pantalla los valores obtenidos en las mediciones.

Se contará con la opción de programar el número de medidores que están conectados al sistema de monitoreo. **(Ver Figura 20)**

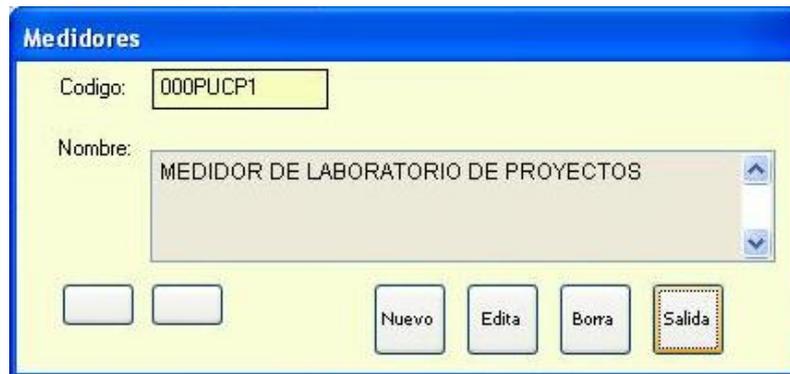


Figura 20: Esta vista nos muestra la pantalla de selección de medidores para programar la adquisición de datos para cada medidor del sistema. Base de datos de medidores

A cada medidor se le asignará un ID, el que permitirá identificarlos dentro de la red de medidores instalados, además de que en una determinada petición de recolección de datos solo el medidor a quien corresponda el ID responderá enviando la información requerida hacia la PC de monitoreo y control para la generación del archivo de texto y almacenamiento para ser procesado y orientado hacia la gestión de demanda. (Ver Figura 21)

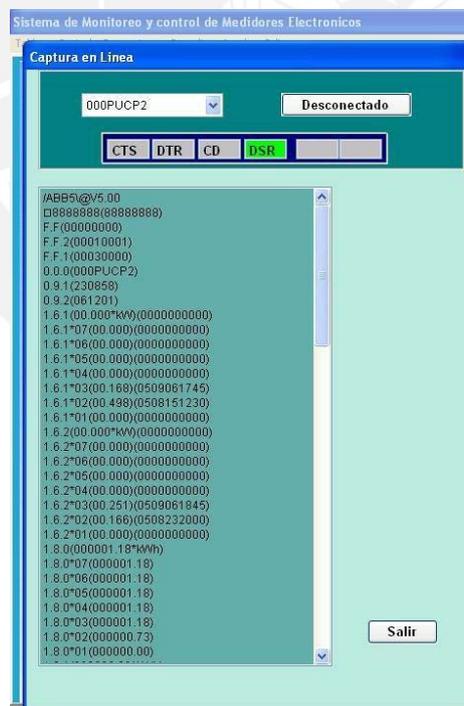


Figura 21: La imagen muestra la manera como serán observados los datos adquiridos del medidor electrónico para luego generar un archivo del mismo. (Ver Tabla 3 – descripción de códigos)

La toma de datos de los medidores se podrá realizar de dos formas:

- Manual vía un pulsador mostrado en la interfase visual del software, o
- programando la toma de datos en cada intervalo de tiempo determinado tal como se muestra en la **Figura 22**.



Figura 22: La imagen muestra la pantalla del software de interfaz de usuario que permite establecer el intervalo de tiempo en los que se realizara una adquisición de datos o medición programada.

Se visualizarán los parámetros más importantes de cada medidor como tensiones, corrientes, fallas, etc. El registro de fallas es importante ya que por medio del software podremos monitorear si es que se han producido fallas en algún medidor conectado a la red vía un indicador visual mostrado en pantalla.

En la **Figura 23** se muestra una señal de alerta ante la caída de una línea de tensión.

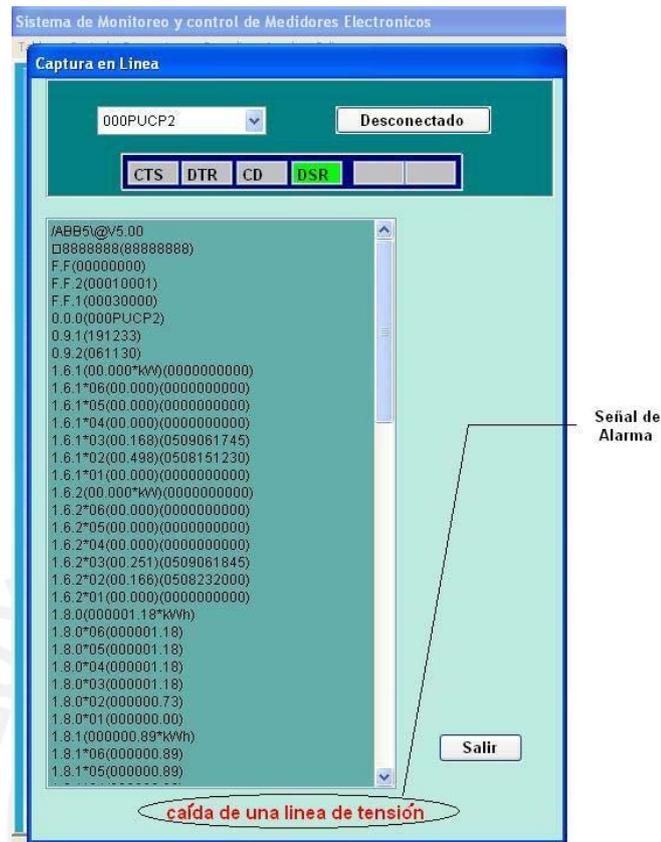


Figura 23: Señal de alarma ante caída de tensión. El indicador en letras rojas de la parte inferior de la imagen nos muestra que se ha producido un error de tipo desconexión de una de las líneas de tensión.

5.6 Software orientado a la gestión de la demanda eléctrica.

El software de interfase de usuario ha sido diseñado para manejar los requerimientos de la gestión de la demanda eléctrica. En tal sentido el software realiza operaciones matemáticas internamente basándose en dos tipos de datos:

- 1.- Datos medidos directamente del medidor electrónico.
- 2.- Constantes provistas por el usuario del sistema.

A continuación detallaremos el procedimiento a seguir para lograr la inclusión de la gestión de demanda en el análisis del proceso:

1.- El software deberá permitir ingresar los valores o cargos dependiendo de la tarifa en la que se encuentre el cliente. En primer lugar se deberá ingresar el cargo fijo mensual (**CF**) el cual se puede obtener de la página Web de **OSINERG** (<http://www2.osinerg.gob.pe/Tarifas/Electricidad/PliegosTarifariosUsuarioFinal.aspx?id=150000>), en segundo lugar el cargo a tener en cuenta es el costo por kWh (**C1**), el cual está expresado en céntimos de sol por kilovatio-hora (ctm S/. / kWh) Ver **Tabla 1 o 2**. Este dato se deberá ingresar al sistema como un monto en moneda nacional por unidad de kWh (dependiendo del horario en el que se piense realizar las mediciones, ya sea en hora punta o fuera de punta) y el software se encargará de procesar el dato juntamente con la información de consumo de energía obtenida del sistema eléctrico para generar una constante con las dimensiones que el sistema requiere. La **Figura 24** ilustra la manera de ingresar los datos al sistema.



The screenshot shows a software window titled "Parametros" with a blue header and a light blue background. It contains several sections with input fields:

- Tarifa:** A dropdown menu showing "MT2".
- Cargo Fijo:** A label "Mensual:" followed by a text input field containing "12.00".
- Potencia Activa:** Two labels: "Factor Tarifario" with a text input field containing "0.78", and "Renta Basica mes:" with a text input field containing "0.78".
- Grupo Electrogeno:** Four labels with corresponding text input fields: "Alquiler:" (0.25), "Rendimiento x Gln:" (2.80), "Costo D2 x Gln:" (0.18), and "Mantenimiento:" (1.00).
- At the bottom left, there is a checked checkbox labeled "Activo".
- At the bottom right, there is a "Salir" button.

Figura 24: La imagen nos muestra la pantalla para ingreso de las constantes mencionadas en la página anterior así como el plan tarifario y el factor tarifario para configurar el modo de gestión de la demanda.

2.- La evaluación de los costos que implican el ingreso de un grupo electrógeno a la red eléctrica de una empresa dependen de los siguientes factores:

- Costo del alquiler o compra del equipo. Este factor se puede expresar en términos de costo por unidad de tiempo. Es decir será una constante (**C2**) expresada en S/. / hora.

Alquiler del equipo:

$$C2 \frac{S/.}{hora} = L \frac{S/.}{año} \times \frac{1año}{365día} \times \frac{1día}{24hora} \dots\dots\dots(3)$$

Donde L es el costo del alquiler del equipo en un año y C2 es el costo del alquiler del equipo por hora. Este dato se deberá ingresar como un monto en moneda nacional por año y será el software el encargado de convertirlos en una sola constante en las dimensiones que el sistema requiere.

- El funcionamiento del equipo, es decir el rendimiento de la máquina expresado en potencia generada, la cual depende del combustible consumido por unidad de tiempo y si a ese factor le multiplicamos el costo del combustible, tendremos un factor o constante (**C3**), expresado en los mismos términos de costo por unidad de tiempo, S/. / hora.

Combustible consumido:

$$C3 \frac{S/.}{hora} = M \frac{Galon}{hora} \times Y \frac{S/.}{galon} \dots\dots\dots(4)$$

Donde M es el número de galones consumidos por hora, Y es el precio de cada galón y C3 es el costo del galón por hora. Ambos datos deberán ser ingresados al sistema y el software se encarga de multiplicarlos internamente para obtener la nueva constante. Cabe mencionar que en el análisis del proceso esta constante es la determinante en la elección de hacer ingresar o no el grupo electrógeno al sistema eléctrico.

- El mantenimiento del equipo también es una constante (**C4**), que puede ser expresada en términos de costo por unidad de tiempo (S/. / hora)

Mantenimiento anual:

$$C4 \frac{S/.}{hora} = N \frac{S/.}{año} \times \frac{1año}{365día} \times \frac{1día}{24hora} \dots\dots\dots(5)$$

Donde N es el costo del mantenimiento del equipo por año y C4 el costo del mantenimiento por hora. Este dato se deberá ingresar al sistema como un monto expresado en moneda nacional por año y será el software quien se encargue de convertirlo a una expresión en las mismas dimensiones que las demás constantes del sistema.

Estos tres factores mencionados en el párrafo anterior y que están relacionados al grupo electrógeno se sumarán internamente y obtendremos un único valor expresado en términos de costo por unidad de tiempo (**C**). Esta constante es la que determinará qué tan conveniente es hacer ingresar el grupo electrógeno al sistema eléctrico.

$$C \frac{S/.}{hora} = C2 \frac{S/.}{hora} + C3 \frac{S/.}{hora} + C4 \frac{S/.}{hora} \dots\dots\dots (6)$$

3.- En este paso se deberá escoger el tipo de medición en el sistema, el cual puede ser en línea o programada. En cualquiera de los casos el sistema leerá los datos provenientes del medidor y capturará el correspondiente a la potencia (**E kW**). El software del sistema multiplicará internamente dicho valor con el factor de cargo por consumo de energía activa. Al producto de estos valores se le sumará la constante de cargo fijo por consumo y obtendrá un valor que significará el costo de conexión a la línea eléctrica del proveedor del servicio.

Luego de todo el proceso, se tendrán dos valores a comparar. El primero que significa el costo de consumir energía eléctrica suministrada por la empresa eléctrica obtenido por la medición en línea o por la medición programada y el segundo que significa el costo de incorporar el grupo electrógeno a la red eléctrica de la empresa cliente vía el análisis de costos.

Finalmente, el software deberá comparar ambos valores y cuando el costo por consumo de energía contratada a la empresa de suministro eléctrico sea mayor al correspondiente por la inserción del grupo electrógeno a la red eléctrica de la empresa, entonces el software enviará una señal hacia un relay que permita iniciar la secuencia de sincronización del grupo electrógeno y su posterior puesta en marcha (ver Figura 25).

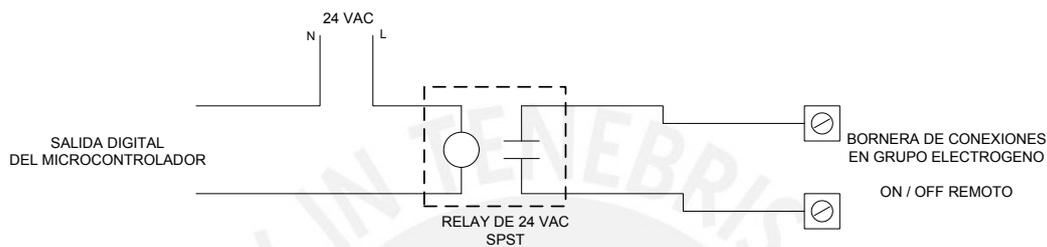


Figura 25: La imagen nos muestra la acción del relé sobre la bornera de Conexiones del grupo electrógeno para el arranque remoto

Cuando $((E * C1) + CF) > C$, El software muestra un mensaje en pantalla indicando la acción de arrancar el grupo electrógeno ver **Figura 26**.

Cuando $((E * C1) + CF) < C$, El software muestra un mensaje en pantalla indicando la acción de seguir conectado a la red eléctrica externa ver **Figura 27**.

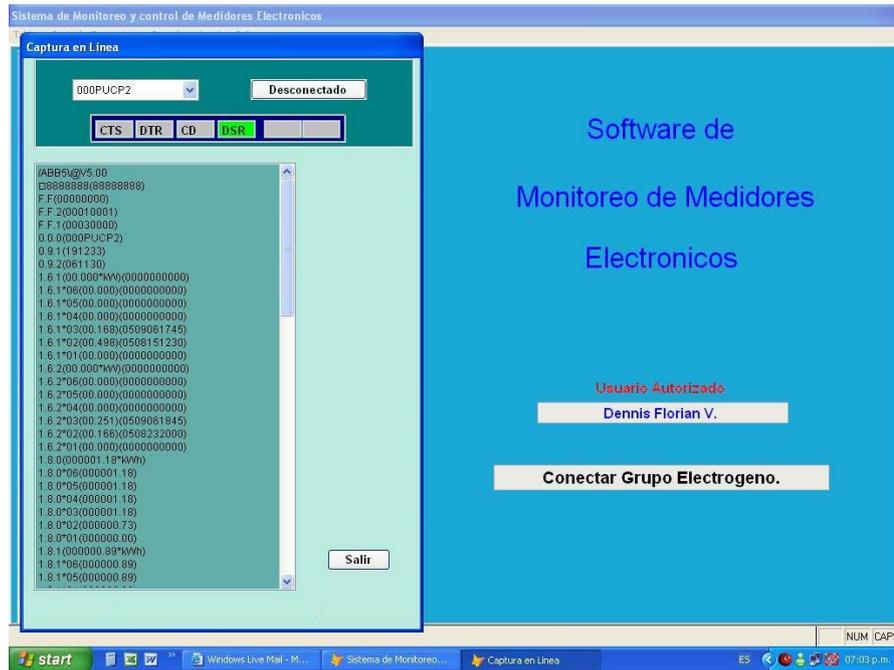


Figura 26: La imagen nos muestra el indicador de conexión al grupo electrógeno luego de comparar los valores.

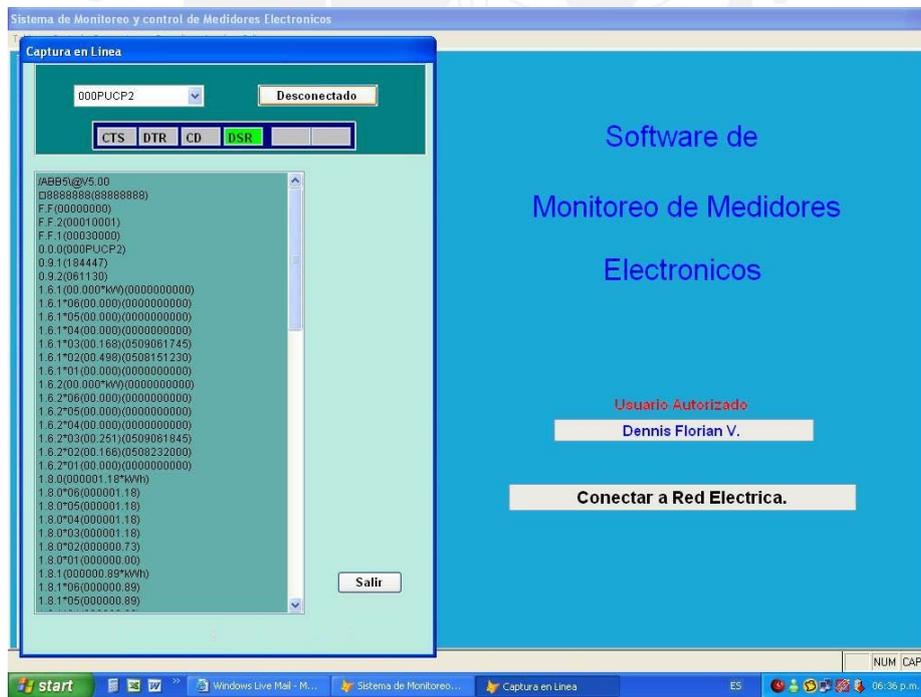


Figura 27: La imagen nos muestra el indicador de conexión a la red eléctrica externa luego de comparar los valores.

5.7 Configuración, Pruebas y Resultados.

Las pruebas realizadas para verificar el correcto funcionamiento de las interfaces fueron de dos tipos:

5.7.1 Configuración del medidor.

5.7.2 Pruebas de simulación de circuitos.

5.7.3 Pruebas con medidor e interfase óptica.

5.7.4 Pruebas de interfase óptica con cargas.

5.7.1 Configuración del medidor.

Esta prueba consiste en la verificación del funcionamiento del medidor electrónico con respecto a los datos que envía el mismo a través de sus interfaces internas, es decir, se debe verificar que los valores mostrados en la pantalla del medidor coincidan con los datos obtenidos a partir del monitoreo de datos vía alguna de las interfaces de fábrica.

Descripción de la configuración.

En esta prueba inicialmente se programa al medidor para mostrar los parámetros que sean de importancia para el usuario y la compañía de suministro eléctrico para elaborar la facturación correspondiente y monitorear el correcto funcionamiento de la red eléctrica.

Estos parámetros son:

- Tensiones de línea
- Corrientes de línea
- Potencias
- Factores de potencia
- Frecuencia
- Máxima demanda
- Armónicos de corriente y Tensión
- Registro de Fallas.

Con respecto al registro de fallas cabe resaltar que es el indicador de cualquier falla en la respectiva subestación y permitirá al sistema tomar la acción de control correspondiente.

Las fallas a contemplar son:

- Desconexión de líneas.
- Apagones.
- Exceso de potencia consumida.
- Apertura de tapa plástica (cobertor) del medidor.

Todos estos valores aparecen en la pantalla del medidor lo cual fue comprobado al realizar una toma de datos manual al propio medidor. Posteriormente se procedió a extraer los datos de manera serial obteniendo los mismos valores que mostraba el medidor en su pantalla.

5.7.2 Prueba de simulación de circuitos.

Estas pruebas consisten en la verificación de los circuitos de lectura y escritura de la interfase diseñada mediante el uso de módulos y fuentes externas que simulen una etapa previa o posterior al circuito que se está probando. Esto determinará si el circuito de prueba funciona de manera aislada y de ser así, posteriormente se integrará progresivamente con los demás circuitos ya antes verificados para obtener los resultados deseados o añadir etapas de adaptación tanto de señales o impedancias entre uno y otro circuito para llegar a los resultados deseados.

5.7.3 Prueba con medidor e interfase óptica.

Inicialmente se diseño e implemento un circuito de prueba típico para hacer funcionar al emisor y receptor infrarrojo, verificando el correcto funcionamiento de los mismos.

Posteriormente se prueba y calibra la fuente regulada de tensión de manera tal que nos entregue 5V a su salida para poder alimentar el circuito del receptor infrarrojo. Se trabajó con una tensión de entrada para la fuente regulada de 8.5V, lo cual servirá para alimentar otras etapas de la interfase. Luego se realizaron las pruebas al OPAMP (amplificador operacional) de alta precisión, el cual fue configurado como un circuito amplificador de tensión no inversor, para eliminar efectos de carga y adaptar impedancias entre las etapas.

Luego se probó el conmutador analógico directamente, verificando su correcto funcionamiento. Inmediatamente después se probó la etapa de buffer de tipo open collector (colector abierto, para manejar mayor corriente) haciéndole incidir señales sinusoidales y cuadradas obteniendo resultados en la salida positivos siempre y cuando se polarice el buffer con una resistencia de pull up.

Posteriormente iniciamos las pruebas de integración de los circuitos comenzando por la del regulador y el receptor infrarrojo, adaptándose perfectamente. A la prueba anterior, se le integró la etapa de amplificación con el OPAMP (amplificador operacional) de precisión para lo cual se tuvo que polarizar el OPAMP variando sus resistencias y luego de sucesivas pruebas de ensayo y error se lograron los valores deseados. A continuación se integran las etapas previas a la etapa del conmutador analógico, lo cual se llevó a cabo de manera óptima, para finalmente integrar la etapa de protección al microcontrolador implementada con buffer. Al hacer ingresar la señal obtenida en etapas previas al circuito del buffer se determinó que debían adaptarse las etapas previas y el circuito del buffer por medio de una resistencia entre la salida del conmutador analógico y entrada del buffer.

5.7.4 Pruebas de Interfase óptica con cargas.

En esta parte de las pruebas se realizó una comparación entre la interfase diseñada y la interfase de fábrica vía el software de toma de datos con diferentes tipos de cargas R, RC, RLC balanceadas y desbalanceadas, obteniendo resultados muy similares. En el anexo E se ha hecho una recopilación de datos con las diferentes cargas tanto para la interfase de fábrica como de la interfase óptica diseñada.

Las pruebas se realizaron en el laboratorio de sistemas eléctricos de la Pontificia Universidad Católica del Perú en el pabellón de Ingeniería electrónica (ver **Figura 28**) con las siguientes cargas:

- Banco de luminarias.
- Banco de condensadores.
- Motor trifásico.

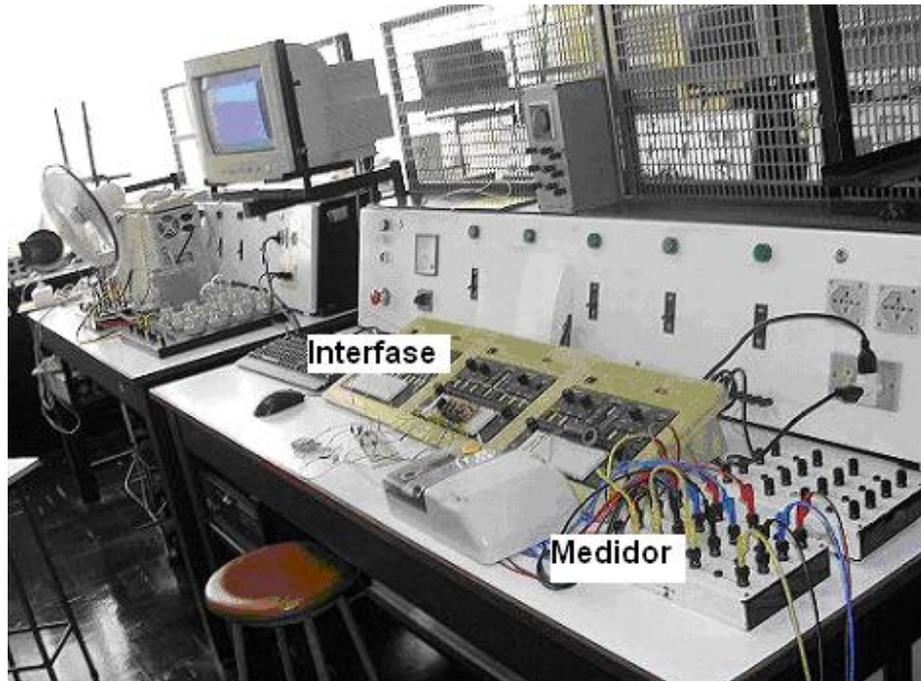


Figura 28: La imagen nos muestra las pruebas a las que fue sometida la interfase Óptica diseñada actuando sobre el medidor electrónico el cual estaba conectado a las cargas.

5.8 Dificultades Operativas.

Interfase Óptica.

Inicialmente se realizaron pruebas al OPAMP de alta precisión, el cual fue configurado para cancelar internamente una corriente de entrada que pueda afectar al mismo dispositivo, de esa manera se debería obtener un mejor rendimiento del dispositivo. A la salida de esta etapa obtuvimos una tensión invertida y una ligera amplificación de la corriente, datos que serían enviados al

conmutador analógico y serían interpretados por el microcontrolador. Sin embargo los resultados no fueron los esperados y se decidió modificar la configuración del OPAMP y optar por un circuito seguidor que adapte impedancias eliminando efectos de carga sin invertir la señal.

Se probó el conmutador analógico y se determinó que su respuesta era mejor colocando una capacitancia de 0.1 μF a la salida de cada uno de los conmutadores, sin embargo esta supuesta mejora quedó sin efecto al momento de la integración de etapas.

Se comprobó haciendo pruebas de comunicación que el receptor del medidor era un fototransistor particular que era sensible para una longitud de onda de 880nm y con un pequeño ancho de banda alrededor de esta longitud de onda, por lo cual no se podía hacer la comunicación con el medidor con cualquier tipo de emisor infrarrojo, por consiguiente, se tuvo que buscar un emisor que cumpla con este requerimiento.

5.9 Reglas para el Control.

Las reglas consideradas para el manejo del sistema son:

- El acceso a la información de los registros de los medidores que estarán conectados con el sistema podrá ser de dos formas:
 - De manera manual, vía un pulsador de toma de datos en la interfase del software.
 - De manera automática, por tiempo de programación de la toma de datos.
- Se podrá hacer la toma de datos de un solo medidor a la vez, porque cuando se haga una petición se hará mediante un identificador de manera que solo el medidor que tenga ese identificador responderá a la petición.

- Existe una ruta específica en donde se almacenan los archivos de texto que contiene los registros tomados de los medidores.
- Se mostrará una señal de alerta ante cualquier falla en la subestación o área.
- El monitoreo de las subestaciones está supeditado a la interfase óptica diseñada, aunque algunos medidores poseen otro tipo de interfases para la comunicación, por ejemplo una interfase eléctrica.
- La velocidad de transmisión de la información es de 300 baudios.
- El sistema sirve para el monitoreo de medidores electrónicos construidos bajo la norma IEC 62056.
- La configuración de los parámetros a mostrar por el medidor puede ser variable de acuerdo a la conveniencia del cliente.
- El software deberá estar en funcionamiento continuo las 24 horas del día siempre que tenga la opción de toma de datos automática habilitada.



OBSERVACIONES

- La adquisición de datos se produjo en distintos intervalos de tiempo, por lo cual no se pudo realizar una comparación exacta entre los resultados obtenidos con la interfase de fábrica y la diseñada por nosotros.
- La diferencia entre los valores obtenidos con la interfase de fábrica y la interfase diseñada para el presente trabajo de tesis estuvieron siempre dentro de un margen de error de alrededor del 1 % como se muestra en la tabla 7, esto quiere decir que las lecturas eran muy similares, debido a que estas se realizaban en tiempos distintos pero muy próximos entre si debido a que solo contábamos con un medidor electrónico y se diseño una sola interfase.

Medición	Medidas de energía en kWh	Desviación	Desviación estándar
1	0.32	-0.226	0.051
2	0.39	-0.156	0.024
3	0.43	-0.116	0.013
4	0.51	-0.036	0.001
5	0.55	0.004	0.000
6	0.6	0.054	0.003
7	0.62	0.074	0.006
8	0.62	0.074	0.006
9	0.62	0.074	0.006
10	0.63	0.084	0.007
11	0.63	0.084	0.007
12	0.63	0.084	0.007
Media		0.546	
Error promedio		0.012	
Error Promedio en porcentaje		1.19%	

Tabla 7: Calculo de error de medición.

- Las pruebas con las distintas cargas (resistiva, capacitiva e inductiva) reflejaron los cambios esperados en los valores de los parámetros que involucraban, básicamente en los valores de ángulos de fase y potencias activa y reactiva.
- El tiempo de respuesta al emplear la interfase diseñada es el mismo que se producía al emplear la interfase de fábrica, debido a que este parámetro depende del medidor electrónico mas no así de la interfase que se este empleando para realizar la adquisición de datos.
- La velocidad de transmisión de datos para la interfase diseñada es de 300 baudios, velocidad con la cual trabaja el medidor electrónico.
- La interfase diseñada trabaja en óptimas condiciones mientras se instale cerca del equipo medidor en donde no se produzcan caídas de tensión que atenúen los niveles de señal transmitidos de manera half duplex (comunicación en una dirección a la vez).
- De la observación anterior se puede indicar que la longitud máxima del cable de comunicación serial RS232 es de 15 mts y para la comunicación vía una red LAN es de 100 mts.
- El ruido mecánico producido por los distintos tipos de cargas, no afecta el proceso de adquisición de datos de la interfase diseñada.
- La interfase ha sido diseñada para trabajar con medidores electrónicos construidos bajo la norma IEC 62056 sin importar el fabricante, pero no es posible utilizarla con otros tipos de medidores construidos bajo distintas normas de fabricación. Para lograr ello, se deberían seguir los pasos descritos en el anexo B que indican las pautas a seguir para adaptar la interfase a un determinado tipo de protocolo de comunicación.

- Para lograr enviar el requerimiento de adquisición de datos desde la interfase hacia el medidor, se debe asegurar que el puerto serial por el que se enviará la solicitud debe estar abierto y no debe haber otro programa que lo esté utilizando.
- El uso de una base de datos como la que dispone el software de manejo de la interfase, permite tener opciones para enriquecer la aplicación desarrollada, de manera tal que se pueda visualizar el comportamiento del sistema en un momento determinado, permitiendo que en un futuro la solución planteada pueda realizar tareas de análisis del sistema implementando en el software del sistema las aplicaciones correspondientes.
- El presente trabajo de tesis alcanzo el objetivo de realizar la función de gestión de demanda mediante una medición discreta en un intervalo de tiempo en el sistema eléctrico y llevando a cabo una posterior comparación entre el costo de consumir energía proveniente del suministro externo y el costo que significaría hacer ingresar un grupo electrógeno al sistema eléctrico evaluado. Dicha comparación arroja un resultado que pudiese ser el mantener la conexión al suministro eléctrico externo o desconectarse del mismo y hacer ingresar un grupo electrógeno al sistema.

CONCLUSIONES

- El uso de la interfase permite el acceso a los datos de un solo medidor a la vez debido a que solo se envía el mando de toma de datos al medidor que tenga el ID o identificador respectivo, de tal manera que independientemente del número de medidores que puedan conformar el sistema, nunca se podrán obtener dos archivos iguales ya que siempre estarán diferenciados por los registros del identificador, fecha y hora.
- El software de manejo de la interfase y del sistema en su conjunto resulta amigable, de fácil configuración y manejo para las personas autorizadas a monitorear el sistema de medidores lo cual es un factor importante en la elección por parte del futuro cliente.

- Los alcances del presente trabajo nos permiten estar en condiciones de asegurar que la interfase diseñada, no solo podría ser utilizada para realizar un monitoreo remoto eventual de subestaciones eléctricas, sino también, un monitoreo casi continuo (en intervalos de tiempo pequeños) y dadas las grandes prestaciones de los medidores electrónicos se podrían realizar mayores aplicaciones, con bajos costos.
- El sistema interfase óptica – medidor y el medidor electrónico poseen el mismo error de transmisión y recepción debido a que el medidor luego de calcular los parámetros eléctricos internamente, envía la información en forma de pulsos infrarrojos a una determinada longitud de onda lo cual hace que la comunicación sea confiable.
- Se pudo diseñar e implementar una interfase de tipo óptica que interactúe con el medidor electrónico construido bajo la norma IEC 62056 , con componentes electrónicos digitales y analógicos gobernados por un microcontrolador que en conjunto funcionan de igual manera, en cuanto a comunicación se refiere, que una interfase construida en fábrica, pero con un costo efectivo menor, lo cual redundaría en un claro beneficio para el cliente por las enormes prestaciones brindadas por el sistema planteado.
- Como consecuencia de la conclusión anterior se desprende que la realización del presente trabajo de tesis puede significar el comienzo de un plan de elaboración de interfases para medidores electrónicos construidos bajo la norma internacional IEC 62056 y extendido a cualquier otro medidor electrónico (teniendo en cuenta las consideraciones del anexo B), a un costo menor para el cliente y con mayores prestaciones que las ofrecidas por parte del fabricante de los medidores.

- La toma de datos automática elimina el posible error de la toma de datos manual, generando una base de datos del sistema.
- El software diseñado como interfase con el usuario nos permite un monitoreo en tiempo real de la energía utilizada además de la toma de decisiones con respecto al arranque del grupo electrógeno de acuerdo a un análisis realizado por el sistema, es decir, el software está orientado a la gestión de la demanda de la energía eléctrica ya que gracias a indicadores visuales determina la conveniencia de hacer ingresar o no un grupo electrógeno al sistema eléctrico.
- Si en el futuro algún trabajo de tesis busca ampliar los alcances del presente, entonces deberá realizar una medición programada por el lapso de 30 días y seguir los siguientes pasos los cuales son mostrados en el diagrama de flujo de la **Figura 29**.

Paso 1: Programar la adquisición automática de datos para el periodo comprendido entre las 6:00pm y las 11:00pm, también conocido como “Hora punta”, en intervalos de 15 minutos.

Paso 2: Definir las siguientes variables.

Ehp = Sumatoria de todos los valores de energía activa medidos durante el intervalo de prueba.

Md = El valor de demanda mas alto obtenido durante el periodo de prueba.

Th = Contador en intervalos de 15 minutos

Td = Contador en intervalos de días (1-30)

Paso 3: Definir la variable denominada “Calificador de Demanda” (CD), como el cociente entre la sumatoria de los valores de energía activa medidos durante el periodo de prueba y el producto de la máxima demanda por el tiempo de prueba transcurrido.

$$CD = \frac{E_{hp}}{M_d \times T_h \times T_d} \dots\dots\dots(7)$$

Cuando el CD es menor a 0.5 (CD<0.5) se considera al usuario de la energía como usuario en Hora Fuera de Punta (HFP) y cuando el calificador de demanda es mayor o igual a 0.5 (CD≥0.5) se considerara al usuario como usuario en Hora Punta (HP).

La diferencia entre ambos conceptos (HP y HFP), se ve reflejada en la facturación del cliente ya que los cargos de cada tarifa están relacionados al hecho de que el cliente sea considerado como usuario en hora punta o como usuario fuera de punta. Por ejemplo, para el caso de MT3 tenemos los siguientes cargos:

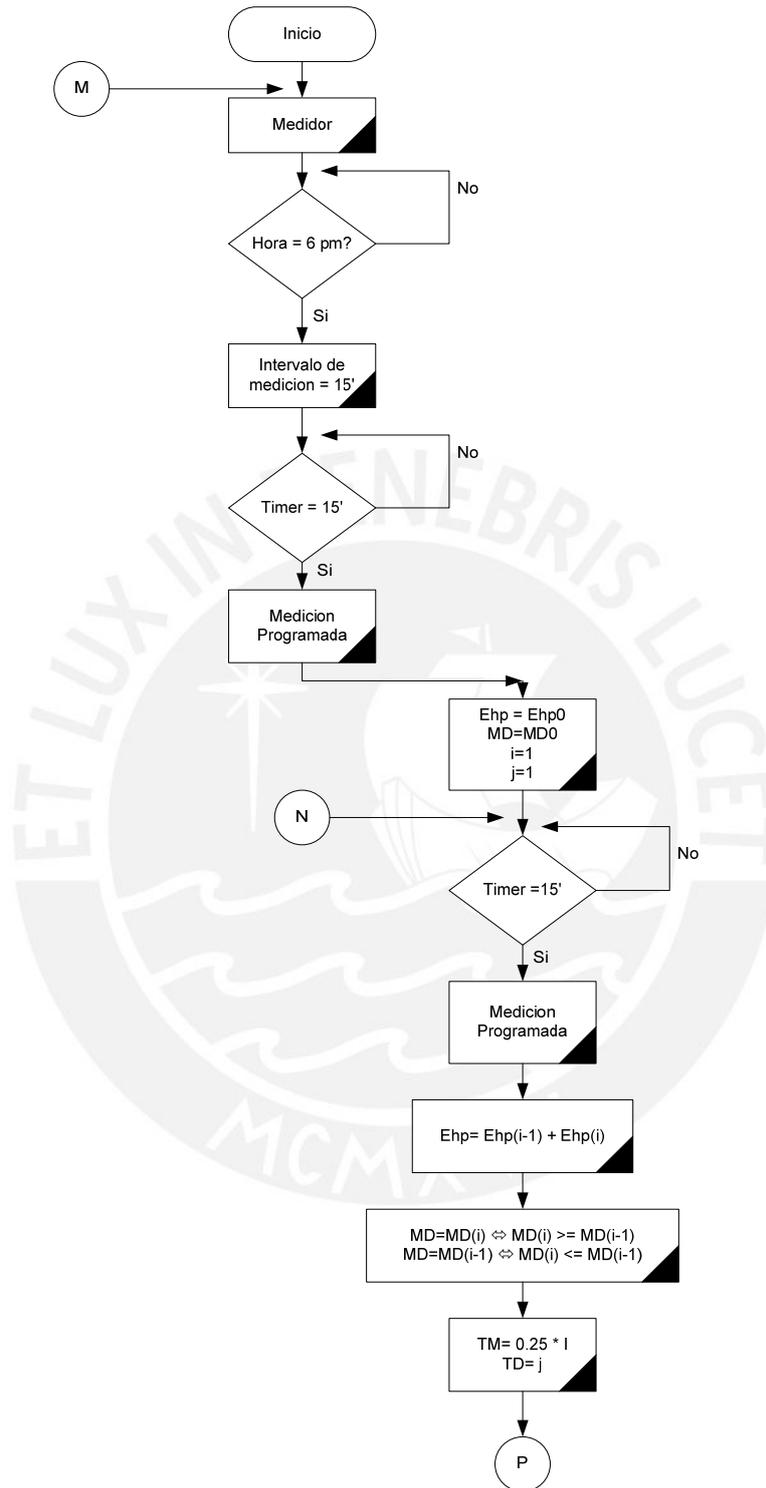
	TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P	UNIDAD	TARIFA SIN IGV
TARIFA MT3	Cargo Fijo Mensual	S./mes	3.54
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	12.22
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	10.13
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	20.34
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	11.8
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./kW-mes	9.88
	Presentes Fuera de Punta	S./kW-mes	10.07
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	4.03

Tabla 8: Cargos de facturación para tarifa MT3.

En la Tabla 8 podemos apreciar la diferencia que existe en los cargos de facturación, lo cual esta supeditado a que si el usuario es considerado en hora punta o en hora fuera de punta. Si el usuario es considerado en hora punta sus cargos de facturación se verán incrementados y por consiguiente su consumo será facturado con estos cargos mas elevados.

Paso 4: Comparar el valor obtenido del calificador de demanda con un valor cercano a 0.5 después de cada proceso de adquisición de datos, por ejemplo para un caso futuro tomando un rango de operación de 0.45 ± 0.02 o [0.43 a 0.47]. Si el valor de la variable, “Calificador de Demanda” es mayor a 0.47 entonces la acción a ejecutar es la de hacer ingresar el grupo electrógeno. El grupo electrógeno se mantendrá conectado hasta que en alguna medición posterior el “Calificador de Demanda” tome un valor por debajo de 0.43; valor a partir del cual se deberá desconectar el grupo electrógeno y conectarse a la red eléctrica externa. El objetivo de este paso es el de evitar que el usuario sea considerado como usuario en hora punta y de esa manera impedir que los cargos de facturación se incrementen.

Paso 5: Luego de transcurrido el periodo de prueba las variables y las conexiones deberán retornar a los valores por defecto para ejecutar el proceso nuevamente en los siguientes 30 días.



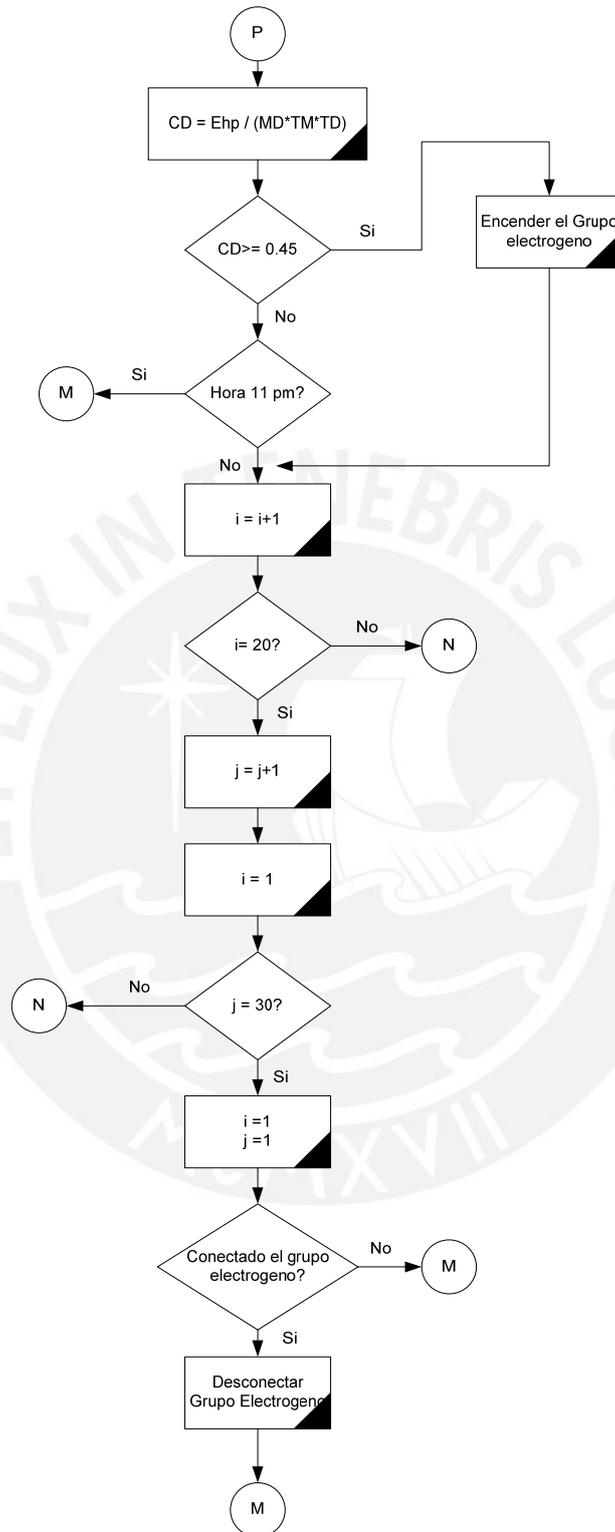


Figura 29: El diagrama de flujo muestra la secuencia de operación del software de gestión de demanda en una segunda etapa de programación y diseño.

FUENTES

Adams, M. Woolner, L.

1991 Integrated substation measurement, data acquisition and communications

This paper appears in: Power System Monitoring and Control, 1991., Third International Conference on. páginas : 16-21. London.

[consultado 2004/10/5]

Anagni, F. Bartoletti, C. Marchetti, U. Podesta, L. Sacerdoti, G.

1994 ÓPTICAL sensors for electric substations: a voltage presence detector using a liquid crystal cell.

This paper appears in: Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on. volumen 3.. Páginas: 475 - 480. [En línea]. Rome, Italy

Apostolov, A. Dood, M. Tengdin, J.

2004 Developing IEEE 1613 standards for communications network in substations

This paper appears in: Power and Energy Magazine, IEEE. Volumen 2. Páginas: 73-75. [en línea].

[Consultado 2004/10/5].

Apostolov, A. Muschlitz, B.

2003 Object modeling of measuring functions in IEC 61850 based IEDs

This paper appears in: Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE. Volumen 2. [En línea]. Los Ángeles, CA, USA.

[Consultado 2004/10/5].

Ayala, M.S. Botura, G.J. Maldonado, O.A

2002 An AI tool for supervising substations

This paper appears in: Potentials, IEEE. volumen 20. [En línea].

[Consultado 2004/10/5]

Ayala S, M. Botura, G., Jr. Maldonado A, O.A.

2002 Using artificial intelligence for the control of medium voltage substations

This paper appears in: Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002:

Asia Pacific. IEEE/PES. Volumen 2. Páginas: 1214-1217. [En línea].

La Habana, Cuba.

[Consultado 2004/10/5]

Ayala S, M. Botura, G., Jr. Maldonado A, O.A.

2002 AI automates substation control

This paper appears in: Computer Applications in Power, IEEE. Volumen 15. [En línea].

Center, Habana, Cuba.

[consultado 2004/10/5].

Bricker, S. Gonen, T. Rubin, L

2001 Substation automation technologies and advantages

This paper appears in: Computer Applications in Power, IEEE.

Volumen 14. [En línea]. Sacramento, CA, USA.

[consultado 2004/10/5].

C. Booth, J.R. Mc Donald. W.J. Laycock

1997 Substation based data interpretation techniques for improved power system management.

This paper appears in: IEEE Transactions on power delivery. páginas: 700-706.

Glasgow United Kingdom.

[Consultado 2004/10/5]

CENERGIA

1990 Seminario Eficiencia Energética y Cogeneración en la Industria.

En: Gestión y Eficiencia energética en la Industria

Clinard, K.N.

2002 Comparison of IEC 61850 and UCA 2.0 data models

This paper appears in: Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE.

Volumen 1. [En línea].

[consultado 2004/10/5].

COPPER DEVELOPMENT ASSOCIATION

1997 Electrical energy Efficiency. CDA Publication 116. Herts.

Cotero Ochoa, Jose Bernardo

2006 Control clasico y control inteligente.

Grant, D.C. Gallant, R.W.

1998 Computer-based electric energy cost management

This paper appears in: Industry Applications, IEEE Transactions on. Volumen 24.

Hughes, R. Legrand, E.

2001 Opto-electronic sensor new concept for analogue measurements in electrical substations

This paper appears in: Developments in Power System Protection, 2001, Seventh International Conference on (IEE) páginas : 130 –132 . [En línea] . Ámsterdam

[Consultado 2004/10/5]

IEEE

1999 Transmission. En : substation monitoring and Diagnostics.

Kaschel C. Pinto L

2002 Análisis del estado del arte de los buses de campo aplicados al control de procesos industriales. Universidad de Santiago de Chile.

Ren Yanming Qin Lijun Yang Qixun

1998 A new RTU based on LonWorks technique used in the integrated automation substation system.

This paper appears in: Power System Technology, 1998. Proceedings. POWERCON '98. 1998 International Conference on. Volumen 1. Páginas: 72-75. [En línea]. Beijing, China.

[Consultado 2004/10/5].

SIEMENS

1989 Instalaciones eléctricas. En: Medidores.

2da edición. Berlin, Munich.

Swartz, L.

1996 Interoperability of intelligent electronic devices in a substation

This paper appears in: Power System Control and Management, Fourth International Conference on (Conf. Publ. No. 421). Páginas: 187-190. [En línea]. London.

[Consultado 2004/10/5].