



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE LA
INSTRUMENTACIÓN DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA
SANTA MARIA, MEDIANTE RED ETHERNET Y BUSES DE
CAMPO**

Edwin Mariano Cornejo Cotí

Asesorado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz

Guatemala, julio de 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE LA
INSTRUMENTACIÓN DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA SANTA
MARIA, MEDIANTE RED ETHERNET Y BUSES DE CAMPO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ASESORADO POR EL ING. KENNETH ISSUR ESTRADA RUIZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRISISTA

GUATEMALA, JULIO DE 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

| | |
|------------|------------------------------------|
| DECANO | Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos |
| VOCAL I | Inga. Glenda Patricia García Soria |
| VOCAL II | Lic. Amahán Sánchez Alvarez |
| VOCAL III | Ing. Julio David Galicia Celada |
| VOCAL IV | Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz |
| VOCAL V | Br. Elisa Yazminda Vides Leiva |
| SECRETARIA | Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas |

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

| | |
|------------|--|
| DECANO | Ing. Sydney Alexander Samuels Milson |
| EXAMINADOR | Ing. Fernando Waldemar De León Contreras |
| EXAMINADOR | Ing. Guillermo Antonio Puente Romero |
| EXAMINADOR | Ing. Armando Gálvez Castillo |
| SECRETARIO | Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco |

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE LA INSTRUMENTACIÓN DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA SANTA MARIA, MEDIANTE RED ETHERNET Y BUSES DE CAMPO,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 26 de octubre de 2005.

Edwin Mariano Cornejo Cotí

AGRADECIMIENTO A:

DIOS

Por haberme permitido culminar la carrera, dándome la fuerza y el entendimiento necesario.

MIS PADRES

Mariano Cornejo Sam y Fluvia Cotí Poz

Quienes me apoyaron en todo momento y por ser mí ejemplo a seguir.

MI FAMILIA

A quienes agradezco su apoyo.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA FACULTAD DE INGENIERÍA

Por haberme brindado la oportunidad de estudiar y culminar una carrera universitaria .

ÍNDICE GENERAL

| | |
|--|----------|
| ÍNDICE DE ILUSTRACIONES | VII |
| LISTA DE SÍMBOLOS | IX |
| GLOSARIO | XXI |
| RESUMEN | XXV |
| OBJETIVOS | XXVII |
| INTRODUCCIÓN | XXIX |
| | |
| 1 DEFINICIONES | 1 |
| 1.1 Transmisor de presión relativa | 1 |
| 1.2 Detector de temperatura RTD | 1 |
| 1.3 Transmisor ultrasónico de flujo | 1 |
| 1.4 Transmisor de nivel | 2 |
| 1.5 Sensor magnético de velocidad | 2 |
| 1.6 Indicador digital | 2 |
| 1.7 Indicador analógico | 3 |
| 1.8 Buses de Campo | 3 |
| 1.9 Red Ethernet | 3 |
| 1.10 Red LAN | 4 |
| 1.11 Interfase Hombre Máquina | 4 |
| | |
| 2 SITUACIÓN ACTUAL DEL PROYECTO | 5 |
| 2.1 Datos generales de Planta Hidroeléctrica Santa María | 5 |
| 2.1.1 Composición de Planta Hidroeléctrica | 5 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 2.1.2 | Ubicación geográfica | 5 |
| 2.1.3 | Diagrama | 5 |
| 2.2 | Diagnostico del equipo para la supervisión y el control de La Planta | 7 |
| 2.2.1 | Elementos sensores y transductores | 7 |
| 2.2.1.1 | Tipo y características técnicas de sensores y transductores | 7 |
| 2.2.1.2 | Descripción del funcionamiento | 9 |
| 2.2.1.3 | Lugar de activación | 11 |
| 2.2.1.4 | Capacidades disponibles de comunicación | 12 |
| 2.2.2 | Elementos de control y mandos | 13 |
| 2.2.2.1 | Tipos de elementos finales de control | 14 |
| 2.2.2.2 | Descripción del funcionamiento | 15 |
| 2.2.2.3 | Lugar de actuación | 15 |
| 2.2.2.4 | Capacidades disponibles de comunicación | 16 |
| 2.2.3 | Elementos de visualización e indicación | 17 |
| 2.2.3.1 | Tipos y características técnicas de los indicadores | 17 |
| 2.2.3.2 | Descripción del funcionamiento | 18 |
| 2.2.3.3 | Lugar de verificación | 19 |
| 2.2.3.4 | Capacidades disponibles de comunicación | 24 |
| 2.3 | Diagnóstico de operaciones | 25 |
| 2.3.1 | Arquitectura actual de la instrumentación | 25 |
| 2.3.2 | Métodos y procedimiento actual de manejo | 28 |
| 2.3.3 | Riesgos y fallas del actual sistema | 30 |
| 3 | SISTEMAS DE CONTROL A UTILIZAR | 31 |
| 3.1 | Tipos de redes industriales | 31 |
| 3.2 | Topologías de Buses de Campo | 33 |
| 3.2.1 | Nivel físico y de software | 37 |
| 3.2.1.1 | Nivel de software o capa de enlace | 37 |
| 3.2.1.2 | Nivel físico | 37 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 3.3 | Redes Ethernet aplicados a la instrumentación. | 39 |
| 3.3.1 | Red LAN | 39 |
| 3.3.1.1 | Topologías | 40 |
| 3.3.1.2 | Niveles de LAN | 43 |
| 3.3.2 | Protocolos de acceso al medio | 43 |
| 3.3.3 | Ethernet | 44 |
| 3.3.3.1 | Ventajas del la red Ethernet | 46 |
| 3.3.3.2 | Nivel físico | 47 |
| 4 | PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE LA INSTRUMENTACIÓN DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA SANTA MARÍA | 49 |
| 4.1 | Análisis de equipo necesario a remplazar, modificar o implementar para la integración del sistema | 49 |
| 4.1.1 | Elementos sensores y transductores | 50 |
| 4.1.1.1 | Tipo de equipo | 51 |
| 4.1.1.2 | Configuración del equipo para el funcionamiento | 53 |
| 4.1.1.3 | Conexionado e instalación del equipo | 57 |
| 4.1.2 | Elementos de control y mando | 58 |
| 4.1.2.1 | Tipo de equipo | 58 |
| 4.1.2.2 | Configuración del equipo para el funcionamiento | 59 |
| 4.1.2.3 | Conexionado e instalación del equipo | 62 |
| 4.1.3 | Elementos de medición y despliegue | 63 |
| 4.1.3.1 | Tipo de equipo | 64 |
| 4.1.3.2 | Configuración del equipo para el funcionamiento | 64 |
| 4.1.3.3 | Conexionado e instalación del equipo | 65 |
| 4.1.4 | Accesorios de comunicación | 66 |
| 4.1.4.1 | Tipo de equipo | 67 |
| 4.1.4.2 | Descripción del funcionamiento | 67 |
| 4.1.4.3 | Conexionado e instalación del equipo | 68 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 4.1.5 | Diseño de Interfase Hombre Máquina y elementos finales a integrar el sistema | 69 |
| 4.1.5.1 | Tipo de equipo | 69 |
| 4.1.5.2 | Descripción del funcionamiento | 70 |
| 4.2 | Diseño de Red de Control Distribuido en Ethernet y Buses de Campo aplicado a la instrumentación | 71 |
| 4.2.1 | Arquitectura del sistema | 71 |
| 4.2.1.1 | Casa de Máquinas | 71 |
| 4.2.1.2 | Embalse | 72 |
| 4.2.1.3 | Redes | 73 |
| 4.2.1.4 | IHM | 75 |
| 4.2.1.5 | Esquemas | 78 |
| 4.2.2 | Caculos para la instalación | 84 |
| 4.2.2.1 | Consumo de corriente por grupo de instrumentos | 85 |
| 4.2.2.2 | Red cableada para cada Unidad de Generación | 87 |
| 4.2.2.3 | Calibre de conductor para cada red | 88 |
| 4.2.2.4 | Cantidad de módulos de alimentación | 89 |
| 4.2.3 | Costo de equipamiento | 90 |
| 4.2.4 | Funcionamiento del sistema | 91 |
| 4.2.5 | Guía para el operario | 92 |
| 4.2.5.1 | Pruebas y verificación de fallas en instrumentos | 92 |
| 4.2.5.2 | Supervisión y control | 94 |
| 5 | PROGRAMA DE DIFUSIÓN | 97 |
| 5.1 | Capacitación | 97 |
| 5.2 | Evaluaciones | 98 |

| | |
|---------------------------------|-----|
| CONCLUSIONES | 99 |
| RECOMENDACIONES | 101 |
| BIBLIOGRAFÍA | 103 |
| REFERENCIAS ELECTRÓNICAS | 104 |
| ANEXOS | 105 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

| | | |
|-----|--|----|
| 1. | Composición de Planta Hidroeléctrica Santa Maria | 6 |
| 2. | Diagrama unifilar de ubicación de dispositivos parte 1 | 19 |
| 3. | Diagrama unifilar de ubicación de dispositivos parte 2 | 20 |
| 4. | Diagrama unifilar de ubicación de dispositivos parte 3 | 21 |
| 5. | Distribución de equipos en Casa de Maquinas | 26 |
| 6. | Instrumentación en Unidad de Generación | 27 |
| 7. | Sistema actual de control | 29 |
| 8. | Niveles en redes industriales | 32 |
| 9. | Clasificación de redes | 35 |
| 10. | Comunicación bidireccional digital | 36 |
| 11. | Topología de bus para red LAN | 41 |
| 12. | Topología en anillo para red LAN | 41 |
| 13. | Topología en estrella para red LAN | 42 |
| 14. | Conexión para RTDs y transmisores de 4 a 20mA | 57 |
| 15. | Conexión para válvulas y manijas | 63 |
| 16. | Conexión para indicadores analógicos | 66 |
| 17. | Módulo de interfase entre Ethernet y Fieldbus | 68 |
| 18. | Propuesta de instrumentación para Embalse | 79 |
| 19. | Propuesta de instrumentación para cada unidad | 80 |
| 20. | Sistema completo de instrumentación | 81 |
| 21. | Ubicación de dispositivos Fieldbus | 82 |

| | | |
|-----|--|----|
| 22. | Ubicación de dispositivos Fieldbus en Casa de Maquinas | 83 |
| 23. | Distancias y corrientes para cada red | 87 |
| 24. | Sistema de control simplificado | 91 |

TABLAS

| | | |
|--------|---|----|
| I. | Elementos manuales de control | 15 |
| II. | Elementos electromecánicos de control | 16 |
| III. | Indicadores digitales para la unidad 1 de generación | 22 |
| IV. | Indicadores digitales para la unidad 2 de generación | 22 |
| V. | Indicadores digitales para la unidad 3 de generación | 23 |
| VI. | Controladores digitales para nivel | 23 |
| VII. | Indicadores analógicos para cada unidad de generación | 24 |
| VIII. | Tipos de cables y sus distancias máximas | 39 |
| IX. | Sensores y módulos fieldbus para unidad 1 | 54 |
| X. | Sensores y módulos fieldbus para unidad 2 | 55 |
| XI. | Sensores y módulos fieldbus para unidad 3 | 56 |
| XII. | Sensores y módulos fieldbus para Embalse | 56 |
| XIII. | Mandos y módulos fieldbus para unidad 1 | 59 |
| XIV. | Estados digitales y módulos fieldbus para unidad 1 | 60 |
| XV. | Mandos y módulos fieldbus para unidad 2 | 60 |
| XVI. | Estados digitales y módulos fieldbus para unidad 2 | 61 |
| XVII. | Mandos y módulos fieldbus para unidad 3 | 61 |
| XVIII. | Estados digitales y módulos fieldbus para unidad 3 | 62 |
| XIX. | Indicadores analógicos para cada unidad de generación | 65 |
| XX. | Base de datos de La Planta (BDA) | 76 |
| XXI. | Base de datos de Embalse (BDB) | 76 |
| XXII. | Costo de equipamiento | 90 |

LISTA DE SÍMBOLOS

| Símbolo | Significado |
|----------------|---|
| % | Porcentaje |
| + | Valor positivo |
| - | Valor negativo |
| " | Pulgadas |
| ' | Pies |
| ° | Grados |
| # | Número |
| ± | Rango entre valores positivos y negativos |
| * | Notas al pie de página |
| @ | A cada |
| Ω | Ohms |
| e_p | Caída de Tensión |
| \bar{A} | Area en milímetros, de un conductor |
| \bar{I} | Corriente en conductores distribuidos |
| \bar{L} | Longitud de un conductor |

GLOSARIO

| | |
|------------------|---|
| AC | Alternating current, Corriente alterna. |
| ADD | Address, dirección. |
| Amperio | Unidad de medida de la corriente eléctrica. |
| Ampacidad | En instalaciones eléctricas, se dice método de ampacidad al utilizado para calcular calibres de conductores mediante el consumo de corriente de los equipos. |
| ANSI | American National Standard Institute. Federación de organizaciones encargadas de preparar recomendaciones y normas que cubren un gran aspecto de campos tecnológicos en los Estados Unidos. |

| | |
|-----------------------|---|
| Atenuador | Dispositivo utilizado para reducir la intensidad de las señales radioeléctricas y la amplitud de las ondas captadas por una antena y procedentes de una emisora demasiado cercana o potente; también, puede servir para reducir el factor de amplificación de un circuito amplificador. |
| Automatización | Operación que, en un proceso de fabricación o en la maniobra de algún aparato, tiende a reemplazar al hombre por mecanismos más rápidos y precisos. |
| AWG | American Wire Gauge, Organización que regula las medidas de los conductores, la abreviación indica el calibre de un conductor. |
| Bit | Contracción de binary digit, dígito binario, unidad de información que puede adoptar dos valores o estados distintos. |
| BNC | Conector para cable coaxial. |

| | |
|-------------------|---|
| Bridge | Puente, dispositivo para enlazar dos puntos distantes de conexión. Utilizado, principalmente, para aumentar el tamaño de una línea de transmisión o transportar información en un medio distinto, como el caso de un puente inalámbrico para eliminar cableados. |
| Bus | Conjunto de líneas conductoras de hardware utilizadas para la transmisión de datos entre los componentes de un sistema informático. |
| Byte | Octeto, término que representa una porción medible de dígitos binarios consecutivos. |
| Calefactor | Aparato de calefacción. |
| Coaxial | Cable coaxial, tipo de cable formado por dos conductores cilíndricos de cobre o aluminio. El interior es macizo y está rodeado por otro cilindro que es hueco; entre ambos hay un material aislante, de forma continua en espiral, o discontinua, formando anillos. El conjunto tiene una estructura concéntrica y está blindado con un cable trenzado, para minimizar las interferencias eléctricas y de radiofrecuencias. |

| | |
|---------------------|---|
| Conmutadores | Dispositivo de contactos múltiples con el cual se puede sustituir una porción de circuito por otra o bien modificar, sucesivamente, las conexiones de varios circuitos. |
| Consola | En la parte de automatización, se refiere al instrumento computarizado que utiliza un operador para acceder a los equipos. |
| CT | Transformador de Corriente. |
| dB | Unidad de medición empleada para expresar la relación entre dos magnitudes. En telecomunicaciones, el número de decibeles es 10 veces un logaritmo de la razón de una señal respecto a una señal de referencia. |
| DCS | Distributed Control System. Sistema de Control Distribuido. |
| Desarenador | Cuenca para eliminar la arena presente en el caudal de agua, previa a ingresar al embalse de una hidroeléctrica. |

| | |
|--------------------|--|
| DIN | Deutsche Industrie Norm, Organización Nacional de Normalización Alemana. |
| DP | Diametral pace, paso diametral. Resultado de multiplicar el número de dientes de una rueda dentada por el tamaño de los dientes. |
| Enrutadores | Dispositivos que trabajan y transmiten información basándose en direcciones en una red. |
| Ethernet | Es la especificación de red de área local (LAN). Se trata de una red la cual utiliza un medio de difusión de bus y se basa en un método de acceso para regular el tráfico en la línea de comunicación principal (ver anexo). |
| Fieldbus | Bus de Campo, Sistema de comunicación entre dispositivos, basado en buses. |

**Foundation
Fieldbus**

Fundación Buses de Campo, Asociación de más de doscientos miembros que agrupan mas del 90% de la provisión mundial de instrumentos y sistemas de control, esta entidad reúne a fabricantes como a usuarios finales, universidades y entes de regulación.

IEEE

Institute of Electric and Electronics Engineers, Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos. Se trata de una asociación sin ánimo de lucro radicada en Estados Unidos, aunque de ámbito internacional. A través de sus múltiples comités de trabajo se encarga de definir estándares para las comunicaciones, la industria eléctrica, las aplicaciones biomédicas o la electrónica profesional y de consumo.

Gateway

Puerta de Acceso, conjunto de hardware y software que conecta redes que utilizan protocolos de comunicación diferentes, o que transmite datos por una red entre dos aplicaciones no compatibles. El gateway cambia el formato de los datos de manera que los pueda entender la aplicación que los recibe.

| | |
|--------------------|---|
| Inductancia | Conjunto de los efectos de inducción, transmisión de energía a distancia por medio de campos eléctricos o magnéticos. |
| Interfaces | Son los puntos en los que se establece una conexión entre dos o varios elementos, los cuales les permite trabajar juntos. La interfaz es el medio que permite la interacción entre esos elementos. Dichos puntos permiten que las personas puedan comunicarse con los programas, hasta las imprescindibles interfaces hardware que conectan entre sí los dispositivos y componentes dentro de los ordenadores o computadoras. |
| IP | Internet Protocol, protocolo usado para el control de la transmisión en Internet, el cual permite que diferentes tipos de ordenadores o computadoras se comuniquen a través de redes, definiendo el modo en que los datos se dividen en bloques, denominados paquetes y establece el camino que recorre cada paquete hasta su destino. |

| | |
|------------------|---|
| ISA | The Instrumentation, Systems, and Automation Society, Sociedad de Sistemas de Automatización e Instrumentación. Organización fundada en 1945 no lucrativa que desarrolla normas relacionadas a la automatización, certificando a profesionales y entidades. |
| Joule | El julio o joule (J) es la unidad del Sistema Internacional para energía y trabajo |
| Kbps | Kilo bits por segundo, miles de bits por segundo. |
| Mbps | Mega bits por segundo, millones de bits por segundo. |
| Megger | Instrumento para medir la resistencia al paso de la corriente en la tierra. |
| Microonda | Onda electromagnética de longitud comprendida entre 1mm y 1m, a cuyos límites corresponden las frecuencias de 300000 y 300 MHz, respectivamente. |

| | |
|-------------|--|
| MTBF | Mean Time Between Failures, Tiempo de vida medio de un equipo antes de una falla. |
| NEMA | Nacional Electrical Manufacturers Association, Asociación Nacional de Manufacturas Eléctricas, los miembros de NEMA desarrollan y fabrican productos de calidad mundial, confiables y que proporcionan el mejor valor a sus clientes La misión de NEMA es promover la competitividad de sus compañías socias proporcionando servicios de calidad que impactarán positivamente en las normas, regulaciones gubernamentales, y economía de mercado. En los instrumentos o equipos las siglas NEMA y un numero indican una norma en particular. |
| Ohms | Es la resistencia eléctrica entre dos puntos de un conductor cuando una diferencia de potencial constante de 1 voltio, aplicada entre estos dos puntos, produce en el conductor una corriente de 1 amperio. |

| | |
|----------------------|--|
| OSI | Open System Interconnection. El modelo de referencia de Interconexión de Sistemas Abiertos. Fue lanzado en 1984 es un modelo de red descriptivo. Proporciona a los fabricantes un conjunto de estándares que aseguran una mayor compatibilidad entre los distintos tipos de tecnología de red producidos por las distintas empresas. |
| PID | Proporcional Integral Derivativo, Es el tipo de control que ofrecen algunos dispositivos electrónicos cuya tecnología intenta mantener su salida en un nivel predeterminado. |
| Prensaestopas | Conectores para cables, con final de rosca. |
| Protocolo | Se les llama protocolo de red o protocolo de comunicación al conjunto de reglas que controlan la secuencia de mensajes que ocurren durante una comunicación entre entidades que forman una red. |
| PSI | Se denomina PSI del inglés Pounds per Square Inch, a una unidad de presión cuyo valor equivale a 1 libra por pulgada cuadrada. |

| | |
|--------------------|---|
| PT | Transformador de potencial. |
| Rele | Conmutador eléctrico especializado que permite controlar un dispositivo de gran potencia mediante un dispositivo de potencia mucho menor. |
| RF | Frecuencias de radio. |
| Reluctancia | Resistencia magnética que, en un circuito magnético atravesando por un flujo de inducción, es igual al cociente que resulta de dividir la fuerza magnetomotriz por el referido flujo. |
| Ripple | Rizo, de una forma de onda. |
| RTD | Sensor de temperatura resistivo. |
| SCADA | Supervisory Control And Data Acquisition, Sistema para la Adquisición de Datos y el Control Supervisorio. |

| | |
|-------------------------|--|
| Sensor Magnético | Recibe una magnitud física y la transforma en señal eléctrica, sensible a las variaciones de las líneas de fuerza del campo magnético causadas por la masa magnética de un cuerpo externo. |
| Subestación | Conjunto de equipos eléctricos reunidos en un área física para transformar y transportar la energía eléctrica en tensiones elevadas. |
| TCP | Protocolo usado para el control de la transmisión en Internet; permite que diferentes tipos de ordenadores o computadoras se comuniquen a través de redes, definiendo distintos parámetros de transmisión de datos que aseguran que todos los bytes enviados se reciben correctamente en su destino. |
| Transductor | Dispositivo que convierte la potencia de una corriente eléctrica en potencia mecánica o acústica, o la presión de las vibraciones acústicas en señales eléctricas, también, la aplicación inversa. |

| | |
|-----------------------------------|--|
| Transmisor Ultrasónico | Instrumento que emite una onda de ultrasonido y determina el tiempo de propagación de la señal que recibe, la señal transmitida es reflejada por una superficie de la cual se desea conocer su posición o nivel. En función de este tiempo, el instrumento calcula la distancia entre el extremo inferior del transmisor y la superficie que refleja la señal. |
| UHF | Ultra High Frequency, Frecuencia Ultra Alta, utilizada comúnmente para radios de onda corta |
| UTP | Unshielded Twisted Pair Cabling, Pares de cables sin blindaje. |
| VAC | Voltaje en corriente alterna. |
| VCC | Voltaje en corriente continua |
| VDC | Votaje en corriente directa. |
| VHF | Very High Frequency, .Frecuencia muy alta |

Voltio Es la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos de un alambre conductor por el que circula una corriente constante de 1 amperio, cuando la potencia disipada entre sus puntos es de 1 watt.

Watt Es la potencia que da lugar a la producción de energía a razón de 1 joule por segundo.

Web Red.

RESUMEN

Previo a describir la situación actual del estado en que se encuentra la instrumentación de la Planta Hidroeléctrica Santa María en el capítulo uno se definen los conceptos más importantes que servirán para comprender de mejor manera el trabajo.

En el capítulo dos se presenta toda la información de la situación actual del proyecto, en el se encuentra la forma en que esta constituida la planta hidroeléctrica, los componentes principales de las maquinas utilizadas para la generación de energía eléctrica. Las entrevistas y visitas realizadas hacen posibles en este capitulo describir la supervisión y el control actual de la planta, listar los elementos a formar la instrumentación. En este capítulo se podrá observar que no todas las unidades de generación poseen implementadas el mismo numero de mediciones necesarias para el control y supervisión. Se concluye con la presentación de la arquitectura gráfica actual de operación e instrumentación la que muestra un proceso ineficiente.

El tema de redes industriales, se trata en el capítulo tres, las configuraciones disponibles para implementar buses de campo en instrumentos, los distintos tipos de redes ethernet para el control y supervisión de la planta a un nivel superior del bus de instrumentación.

Las diversas topologías nos ayudaran a seleccionar el sistema físico a ser utilizado, entre el operario de la planta y los instrumentos. Los buses de campo a implementar se encuentran estandarizados por Foundation fieldbus que es una asociación de mas de doscientos miembros que agrupan mas del 90% de la provisión mundial de instrumentos y sistemas de control, esta entidad reúne a fabricantes como a usuarios finales, universidades y entes de regulación. La red ethernet a utilizar se encuentra normada por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos. Todas las ventajas ofrecidas por estos tipos de redes son evaluadas en este capítulo.

En el capítulo cuatro se desarrolla la propuesta para el mejoramiento de la instrumentación de la hidroeléctrica, en el describiremos los nuevos módulos que nos servirán para implementar un bus de campo con los estándares de Foundation fieldbus y redes con estándar 802.3 de IEEE. De acuerdo a las entrevistas realizadas se implementaran más mediciones para cada unidad de generación, los instrumentos existentes se integrarán a través de módulos de entradas o salidas y los nuevos instrumentos serán independientes, basados en tecnología fieldbus. Todo el diseño, cálculos y descripción de la nueva arquitectura esta incluida en este capítulo, en sectores como: casa de maquinas, embalse, redes y la parte final de interfase (IHM). Para finalizar el capítulo cuatro se presenta una guía, la cual describe los alcances que puede tener el operario en las distintas consolas de control. El capítulo cinco, culmina el proyecto con una descripción del programa y medios utilizados para difundir el proyecto.

OBJETIVOS

- **General**

Plantear una propuesta para el mejoramiento de la instrumentación de la Planta Hidroeléctrica Santa María, aprovechando las ventajas proporcionadas por los nuevos sistemas de control computarizados, utilizando redes ethernet y buses de campo como medio físico para la conexión de instrumentos, como una forma de minimizar costos y aumentar la operatividad del sistema de control y supervisión utilizado en el proceso de generación de energía eléctrica.

- **Específicos**

1. Describir el proceso de supervisión y control actual local utilizado actualmente para el funcionamiento de la Hidroeléctrica.
2. Dar a conocer el equipo existente para la implementación de mediciones de variables físicas y elementos actuadores para supervisar y controlar.

3. Seleccionar el sistema de control apropiado para la integración de instrumentos.
4. Implementar el control y supervisión mediante un diseño y programación de una Interfase entre el sistema de instrumentación y el operador.
5. Describir los protocolos de comunicación a utilizar para la comunicación entre la red de instrumentos.
6. Investigar la forma de integrar el nuevo sistema de control al sistema actual.
7. Diseñar la arquitectura optima del sistema.
8. Instalar e implementar las pantallas de IHM para la presentación de la propuesta.
9. Planificación de métodos de capacitación al personal técnico y de ingeniería de la empresa para la difusión del proyecto.

INTRODUCCIÓN

El uso de nuevos sistemas computarizados ha aumentado en las áreas técnicas. Actualmente, son muchas las industrias que utilizan sistemas de control y supervisión sobre un medio de red físico como ethernet, para dirigir una variedad de operaciones y de procesos. Este tipo de medio físico para la comunicación entre dispositivos, ha generado tantos beneficios que su área de aplicación cada día va en aumento. En el área de utilidades eléctricas, el uso de redes ha llegado a los siguientes campos: en los sistemas generadores de potencia y en las aplicaciones de transmisión y distribución.

Para suministrar energía eléctrica es de vital importancia controlar y supervisar la operación de las maquinas que generan electricidad, todas estas maquinas y los elementos que hacen posible su funcionamiento, deben tener un niveles de temperatura, presión y otras variables, adecuadas para su buen funcionamiento. Los elementos que tienen la capacidad de adquirir estas variables del proceso forman parte de la instrumentación de la planta de generación.

Con este trabajo, se estudiará la aplicación de redes ethernet y buses de campo en la instrumentación de la Central Hidroeléctrica de Santa María, se expondrán los principios básicos de ambos sistemas y enfatizaremos la trascendencia de los instrumentos utilizados para formar el sistema de buses de campo.

Conforme a la metodología aconsejable, se analiza la estructura, funcionamiento y operatividad de redes ethernet y buses de campo, así como su interacción entre ambas redes.

Luego, se estudiará las interfases de acoplo entre el sistema ethernet y el operario de la planta hidroeléctrica; dada su importancia en la relación con la implementación de la instrumentación a proponer; y, se concluirá ejemplificando la implementación de los instrumentos en una nueva arquitectura para la supervisión y el control de la Central Hidroeléctrica Santa María.

Se afianza el criterio de que la propuesta para el mejoramiento de la instrumentación requiere para su operación, redes ethernet para la gestión de la planta, buses de campo para la instrumentación a implementar y todos los interfaces necesarios para la completa operación y, luego, se describen los elementos conformadores de estos sistemas, su disposición y operatividad, con el propósito de conocer su interacción con todo el mecanismo y conexionado. Se esquematizan las formas de conexión típicas de estos dispositivos y se presenta la nomenclatura diagramática esencial en el montaje de la instrumentación.

Para complementar el desarrollo de este trabajo se parte de lo general a lo particular; se sistematizan los elementos fundamentales para integrar un cuerpo armónico formado del tema expuesto. Se recurre a la investigación bibliográfica, a la recopilación temática en manuales, a especificaciones y aportaciones de proveedores de instrumentos; se desglosan artículos de guías técnicas informativas; y se evalúan entrevistas y opiniones de ingenieros que poseen a su cargo gestiones de operatividad de plantas hidroeléctricas.

Se considera que este trabajo responde a las expectativas previstas; sin embargo, se sabe que en materia científica, los temas son inagotables; de manera que es confiable, que el esfuerzo ayude a incrementar el desarrollo del país.

1 DEFINICIONES

Para una mejor comprensión del proyecto se expondrán con claridad los conceptos mas utilizados en el presente trabajo.

1.1 Transmisor de presión relativa

El elemento mecánico consiste en un diafragma que a través de un sistema de palancas convierte la presión en una fuerza o en un desplazamiento mecánico. El transductor se encarga de convertir a una señal proporcional de 4 a 20mA.

1.2 Detector de temperatura RTD

Detector que aprovecha el efecto que tiene la temperatura en la conducción de los electrones para que, ante un aumento de temperatura, haya un aumento de la resistencia eléctrica que presentan. Un tipo de RTD son las Pt100. Estos sensores deben su nombre al hecho de estar fabricados de platino (Pt) y presentar una resistencia de 100ohms a 0°C.

1.3 Transmisor ultrasónico de flujo

El detector ultrasónico de flujo se basa en la determinación del tiempo de transito de la señal entre transmisor y detector. El tipo de señal emitida permite que el transmisor y el detector sean montados sobre la tubería, en su exterior.

1.4 Transmisor de nivel

Instrumento que emite una onda de ultrasonido y determina el tiempo de propagación de la señal que recibe, la señal transmitida es reflejada por una superficie la cual se desea conocer el nivel. En función de este tiempo, el instrumento calcula la distancia entre el extremo inferior del transmisor y la superficie que refleja la señal.

1.5 Sensor magnético de velocidad

Este sensor funciona en conjunto con una rueda dentada, el número de dientes de cada rueda es proporcional a la velocidad nominal rotación del generador. Recibe una magnitud física y la transforma en señal eléctrica, sensible a las variaciones de las líneas de fuerza del campo magnético causadas por la masa magnética de un cuerpo externo. El cuerpo externo en este caso es la rueda dentada.

1.6 Indicador digital

El indicador digital como el controlador programable los elementos que los cuales reciben una señal variable de corriente en una de sus entradas, esta es transformada por un convertidor análogo a digital incorporado dentro del indicador, la señal digital es trasladada a un microprocesador que permite la programación de los valores límites a mostrarse en los display de ocho o más segmentos, estos formarán números decimales o letras con valores proporcionales a la entrada de corriente.

1.7 Indicador analógico

Instrumento que se basa en la circulación de corriente por una bobina de alambre enrollado en un núcleo fijo, una segunda bobina móvil fijada a una aguja crea una deflexión o movimiento angular debido al campo magnético creado por la circulación de corriente en cada bobina, ambos campos generan un torque que resulta en el movimiento de la aguja. Este movimiento es siempre proporcional a la entrada de corriente.

1.8 Buses de Campo

O Fieldbus, es un sistema de comunicación digital bidireccional que permite la interconexión en red de múltiples instrumentos directamente en el campo, realizando funciones de control y monitoreo de procesos y en estaciones de control a través de software para supervisar. La principal ventaja y característica es que las redes Fieldbus o Buses de Campo interconecta equipos de I/O mas inteligentes y puede cubrir distancias hasta 1,900 metros con un cable blindado de dos conductores.

1.9 Red Ethernet

Ethernet es el nombre de una tecnología de redes de computadoras de área local LAN's basada en paquetes de datos. Ethernet define las características de cableado y señalización de nivel físico y los formatos de paquetes del nivel de enlace de datos del modelo OSI. OSI significa Interconexión de Sistemas Abiertos. Su uso extenso ha generado la necesidad de una red normada bajo estándares, el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos la clasifica como IEEE 802.3.

1.10 Red LAN

Proveniente de la palabra en ingles (Local Area Network) es una red que conecta directamente entre sí equipos situados en un ámbito geográfico local. Suele administrarse localmente por la misma empresa o planta que dispone de la red, es decir, es una red privada. Ofrece velocidades de transmisión altas desde decenas hasta cientos de Mbps.

1.11 Interfase Hombre Máquina

Con abreviación IHM, es el conjunto de equipos que proporcionan el medio de comunicación entre el operador de la planta y todos los instrumentos del sistema, consiste en una computadora compuesta con hardware y software adecuados a la aplicación.

2 SITUACIÓN ACTUAL DEL PROYECTO

2.1 Datos generales de Planta Hidroeléctrica Santa María

2.1.1 Composición de Planta Hidroeléctrica

Fue instalada el 25 de Junio de 1966, posee 3 turbinas Francis de 2 MW cada una con una capacidad instalada de 6 MW y una capacidad confiable de 6 MW. La presa se comunica con la casa de válvulas por una tubería de baja presión de 266 mts de largo y se bifurca en 3 tuberías de presión de 227 mts, 210 y 198 mts, cada una; la presa tiene un embalse de regulación diaria con capacidad de 224,600 m³. Para su funcionamiento utiliza el caudal del Río Samalá. La energía promedio anual generada es de 32.7 GWh/año.

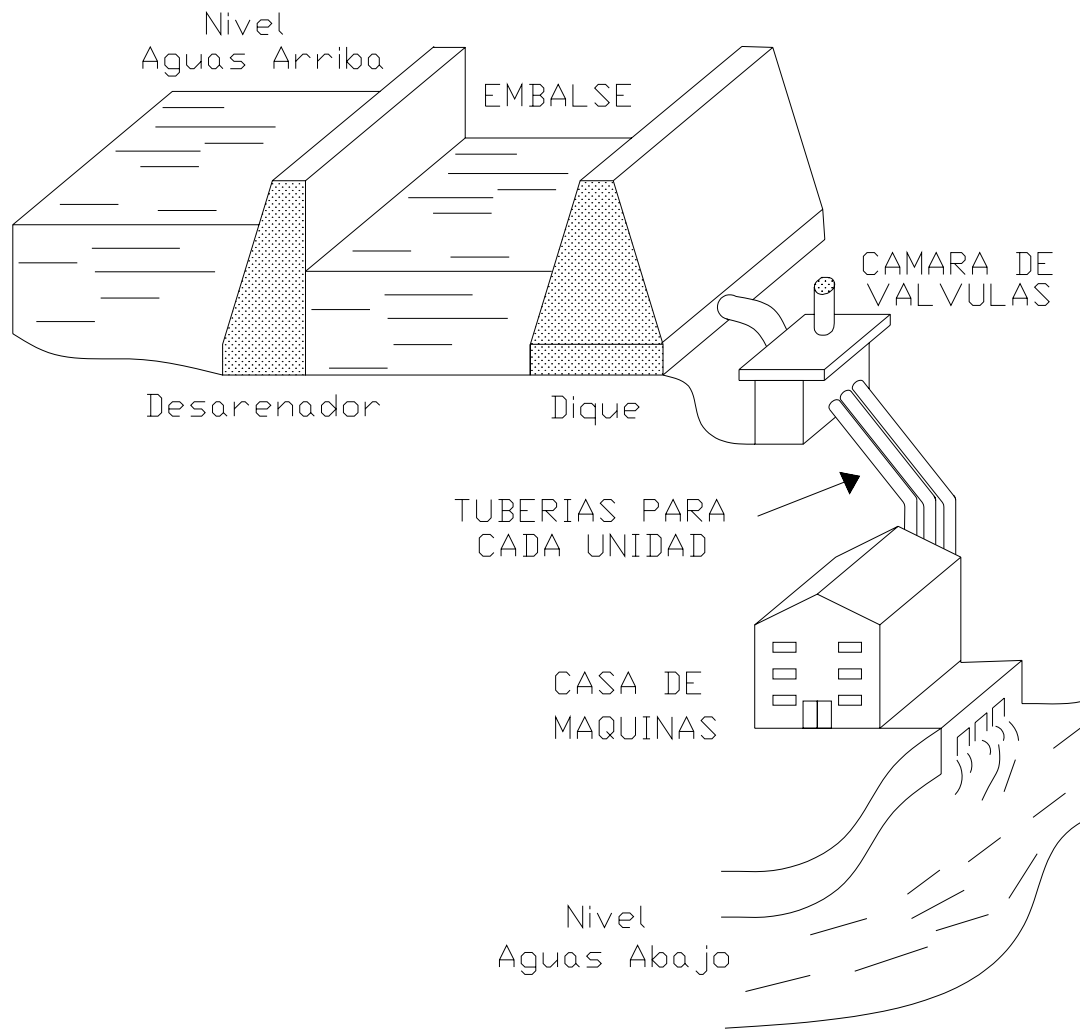
2.1.2 Ubicación geográfica

Se encuentra ubicada en la aldea Santa María de Jesús, municipio de Zunil del Departamento de Quetzaltenango. El ingreso está en el kilómetro 200 carretera costa sur entre Guatemala y Quetzaltenango. La altura sobre el nivel del mar de la Planta es de 1430 metros y la temperatura promedio del área es de 30 grados Celsius aproximadamente.

2.1.3 Diagrama

En la figura 1 se presenta un esquema de los elementos básicos que conforman la Hidroeléctrica de Santa María y la forma en que se distribuyen.

Figura 1. Composición de Planta Hidroeléctrica Santa María



2.2 Diagnostico del equipo para la supervisión y el control de La Planta

A continuación se presentan los elementos que actualmente están instalados, estos se utilizan para la supervisión y el control de la planta hidroeléctrica, divididos en tres grupos que son: elementos sensores y transductores, elementos de control y mando, elementos de visualización e indicación.

2.2.1 Elementos sensores y transductores

Estos son utilizados para adquirir señales proporcionales a la Presión, Temperatura, Caudal y Nivel de Agua necesarias para el control y monitoreo de la Planta.

2.2.1.1 Tipo y características técnicas de sensores y transductores

a) Transmisor de presión relativa para una rango 0-20 bar. Posee una precisión 0.5%, salida 4-20 mA, cero y span ajustables $\pm 20\%$. Diafragma de acero inoxidable y cuerpo de acero inoxidable. Alimentación 9 a 40 VDC. Temperatura de operación -30°C a $+85^{\circ}\text{C}$. Humedad relativa 100%. Protección IP 65. Conexión eléctrica, para terminales de 0.5 a 2.5 mm² vía entrada de cables por prensaestopas PG 13.5. Conexión a proceso 1/4" NPT(M). Con válvula de conexión.

b) Detector de temperatura tipo RTD Pt-100. Sonda Pt-100 a 3 hilos. Rango de sonda 0-400°C. Precisión $\pm 0.3\%$ (Clase B). Con bulbo de acero inoxidable de 1/4" diámetro y longitud a determinar. Conexión a proceso mediante racord 1/2" NPT(M). Caja conexión eléctrica en fundición, con salida de cables a través de 1/2" NPT(F). Con bloque terminal para 3 hilos calibre 16 AWG.

c) Transmisor ultrasónico de flujo para tubería de carga y Transductor . El transmisor es tipo inteligente, basado en microprocesador con despliegue de valores localmente, salidas 4-20 mA y RS 232, programables en flujo, en volumen o en velocidad. Con 2 reles calibrados para 200 VAC max @ 0.5 A resistivos. Construcción en acero inoxidable. Acondicionador electrónico para montaje en pared, protección IP 65 mínima. Precisión 0.5%, Salidas galvánicamente aisladas. Alimentación 24 VDC.

d) Transmisor de nivel. Sensor ultrasónico para un rango de trabajo de 0.6 a 25.0 m, precisión $\pm 0.25\%$ o mejor sobre el rango de trabajo. Angulo máximo 5°. Construcción en acero inoxidable. Protección IP68 (NEMA 6X). Con Indicador local incorporado y salida 4-20 mA ajustable en todo el rango de medida. Caja de aluminio, con transductor en PP (polipropileno). Conexión 2" NPT. Alimentación 9 a 30 VDC. Temperatura de operación de -30°C a +90°C. Con soporte de acero inoxidable.

c) Sensor magnético MP1A, paso óptimo 20DP, rango de paso 24DP o más ordinario, voltaje de salida 190VAC pico para una salida de 1000 pulgadas por segundo, resistencia en DC 1200 ohms máximos, inductancia de 450mH máxima. Rango de operación de -73 a +107 grados Celsius.

2.2.1.2 Descripción del funcionamiento

a) Transmisor de presión relativa. Los elementos electromecánicos de presión utilizan un elemento mecánico elástico combinado con un transductor eléctrico que genera la señal eléctrica correspondiente. El elemento mecánico consiste en un diafragma que a través de un sistema de palancas convierte la presión en una fuerza o en un desplazamiento mecánico. El transductor se encarga de convertir a una señal proporcional de 4 a 20mA.

b) Detector de temperatura tipo RTD Pt-100. Los RTD son sensores de temperatura resistivos. En ellos se aprovecha el efecto que tiene la temperatura en la conducción de los electrones para que, ante un aumento de temperatura, haya un aumento de la resistencia eléctrica que presentan. Un tipo de RTD son las Pt100. Estos sensores deben su nombre al hecho de estar fabricados de platino (Pt) y presentar una resistencia de 100ohms a 0°C. Son dispositivos muy lineales en un gran rango de temperaturas.

c) Transmisor ultrasónico de flujo para tubería de carga y Transductor

El detector ultrasónico de flujo se basa en la determinación del tiempo de tránsito de la señal entre transmisor y detector. El tipo de señal emitida permite que el transmisor y el detector sean montados sobre la tubería, en su exterior, sujeto con cinchos, sin necesidad de hacer perforación alguna a la tubería.

d) El transmisor de nivel se basa en el reflejo de una señal oscilante, esto para una longitud máxima de de 25 metros, la señal recuperada por la reflexión de la señal transmitida, es amplificada y convertida por un microprocesador integrado la cual resulta en una señal de corriente continua proporcional a la distancia entre el transmisor y el nivel de reflejo.

e) Sensor magnético para velocidad. Este sensor funciona en conjunto con una rueda dentada, el número de dientes de cada rueda es proporcional a la velocidad nominal rotación del generador estas están construidas de Acero, con un espesor en la base de 10 mm, el diámetro interior de cada rueda es igual al diámetro del eje de cada unidad de generación, el diámetro exterior es de 30.9 cm. Cada rueda dentada esta fijada al eje de tal forma que tiene la misma velocidad de rotación del generador al cual esta fijada. Aproximadamente a 1 mm de separación de los dientes de la rueda esta instalado un sensor magnético. El sensor generará en su salida una señal cuya frecuencia dependerá del número de dientes de la rueda. Esta señal será producida como consecuencia de los cambios de reluctancia debidos al movimiento de los dientes respecto al sensor magnético. Esta señal llevará hasta el indicador digital quien dará como lectura la velocidad de rotación del generador.

2.2.1.3 Lugar de activación

a) Transmisores de Presión de 0-20 bar:

Se encuentran sumergidos en agua e instalados en los siguientes lugares:

- Tubería de Entrada a Turbina Unidad 1
- Tubería de Entrada a Turbina Unidad 2
- Tubería de Entrada a Turbina Unidad 3
- Tubería de Descarga de Turbina Unidad 1
- Tubería de Descarga de Turbina Unidad 2
- Tubería de Descarga de Turbina Unidad 3

Se encuentran sumergidos en aceite e instalados en los siguientes lugares:

- Chumacera de Turbina Unidad 1
- Chumacera de Turbina Unidad 2
- Chumacera de Generador Unidad 1
- Chumacera Lado de Volante Unidad 2

b) Transmisor de Temperatura RTD tipo PT-100:

Se encuentran sumergidos en aceite e instalados en los siguientes lugares:

- Chumacera de Generador Lado Excitatriz Unidad 1
- Chumacera de Generador Lado de Turbina Unidad 1
- Chumacera de Turbina Unidad 1
- Chumacera de Generador Lado Excitatriz Unidad 2
- Chumacera de Generador Lado de Turbina Unidad 2
- Chumacera Lado de Volante Unidad 2
- Chumacera de Turbina Unidad 2
- Chumacera de Generador Lado Excitatriz Unidad 3
- Chumacera de Generador Lado de Turbina Unidad 3
- Chumacera de Turbina Unidad 3

c) Transmisor Ultrasónico de Flujo para la medición de Caudal.

Se encuentran fijados con cinchos y sobrepuestos en:

- Tubería de Entrada a Turbina Unidad 1
- Tubería de Entrada a Turbina Unidad 2
- Tubería de Entrada a Turbina Unidad 3

d) Transmisor de Nivel.

Se encuentran con montaje tipo pedestal en:

- Costado del Embalse
- Costado del Desarenador

e) Sensor magnético.

Este tiene un montaje especial el cual lo posiciona la parte frontal del sensor a pocos milímetros de una rueda dentada, existe una rueda dentada en cada eje de los tres generadores, esta fijada a cada eje de manera que giran a la misma velocidad del eje de cada unidad.

2.2.1.4 Capacidades disponibles de comunicación

a) Transmisor de presión relativa para una rango 0-20 bar.

Variación de corriente, mediante una Salida 4-20 mA.

b) Detector de temperatura tipo RTD Pt-100

Variación de resistencia.

c) Transmisor ultrasónico de flujo para tubería de carga y Transductor
Variación de corriente, mediante una salida 4-20 mA. Puerto de comunicación RS 232, programables para flujo, en volumen o en velocidad.
Variación de estado digital, mediante 2 reles para 200 VAC máximos y 0.5 Amperios.

d) Transmisor de nivel
Variación de corriente, mediante una salida 4-20 mA.
Variación de estado digital, mediante 2 reles para 200 VAC máximos y 0.5 Amperios.

e) Sensor Magnético
Variación de corriente, mediante una salida 4-20 mA.

2.2.2 Elementos de control y mandos

Estos son los elementos mediante los cuales comandamos o manipulamos los equipos, para el caso actual de control de la planta los controladores de la planta son manijas manuales de posición, con las cuales el operador varía el estado de los elementos finales de control electromecánicos. Para el caso de las válvulas todas son accionadas localmente y manualmente.

2.2.2.1 Tipos de elementos finales de control

a) Manual Mecánico: Los elementos finales de control son de tipo mecánico para aquellos que solo pueden activarse manualmente y de forma local con la intervención física necesaria de un operador de la planta. Los elementos que trabajan de esta forma actualmente son:

- Válvula de agua de enfriamiento
- Válvula de by-pass
- Válvula de Compuerta
- Regulador de velocidad modifica la inclinación de los alabes del caracol.

b) Electromecánico: Estos se pueden activar desde un panel remoto mediante manijas y en ciertos casos también localmente de forma manual. También llamado actuador electromecánico no cambia su estado únicamente por fuerza física de un individuo, también cambia su estado por la variación de señales eléctricas. Los elementos que trabajan de esta forma actualmente son:

- Calefactores
- Bomba de aceite de regulación
- Interruptor de Campo
- Control de Potencia Generada por unidad
- Sincronizador
- Interruptor principal

Los elementos no mencionados forman parte de pequeños sistemas automáticos, estos controles no están disponibles en los paneles ni tampoco pueden ser accionados localmente. Entre ellos están el sistema de excitación y el de control de voltaje.

2.2.2.2 Descripción del funcionamiento

a) Para los elementos mecánicos, estos pueden variar su estado solo localmente y mediante la fuerza física, en el caso de las válvulas el operador abrirá y cerrará las mismas según lo requerido.

b) Para los elementos electromecánicos, son activados mediante manijas, las manijas son los elementos controladores que mediante la interrupción del paso de corriente controlan la alimentación del elemento final de control. Ya sea un contactor que brinda la alimentación del equipo o variando una señal que controla directamente el equipo sin ningún intermediario.

2.2.2.3 Lugar de actuación

La tabla I presenta la ubicación de las válvulas que son accionadas de forma manual.

Tabla I. Elementos manuales de control

| PARA CADA UNIDAD | |
|---------------------------------|----------------------------|
| Descripción | Ubicación |
| Válvula de agua de enfriamiento | Sótano de Casa de Maquinas |
| Válvula de by-pass | Costado del Generador |
| Válvula de compuerta | Costado del Generador |
| Regulador de Velocidad-Carga | Costado del Generador |

La ubicación de los elementos electromecánicas se presenta a continuación en la tabla II.

Tabla II. Elementos electromecánicos de control

| MANIJAS O PULSADORES PARA CONTROL PARA CADA UNIDAD | |
|--|------------------|
| Descripción | Ubicación |
| Calefactores | Panel de Control |
| Bomba de aceite de regulación | Panel de Control |
| Interruptor de Campo | Panel de Control |
| Control de Potencia Generada | Panel de Control |
| Sincronizador | Panel de Control |
| Interruptor Principal | Panel de Control |

2.2.2.4 Capacidades disponibles de comunicación

a) Todas las válvulas instaladas no poseen contactos eléctricos que permitan conocer su estado de forma remota, solo localmente se puede observar su estado.

b) Todos los elementos electromecánicos citados poseen contactos eléctricos que permiten conocer su estado, estos se podrían cablear hasta elementos de despliegue en el cuarto de control para conocer su estado de forma remota.

2.2.3 Elementos de visualización e indicación

Estos se utilizan para monitorear visualmente el estado de las variables físicas a supervisar, estos reciben la señal de estado directamente de los elementos sensores y transductores, actualmente es el único tipo de interfase entre el hombre y el estado de las variables del proceso. Estas presentan los valores en tiempo real de presión, temperatura, caudal y nivel de agua. Estas son de tipo digital o analógica. Las características, funcionamiento, ubicación de estos elementos se presentan a continuación.

2.2.3.1 Tipos y características técnicas de los indicadores

a) Indicador digital de 4 1/2 dígitos, precisión 0.05% del rango, Salida 4-20 mA sobre 0-600 Ohm, 2 reles de salida de 8 A 250 VAC, 8 A 24 VDC. Alimentación 11-30 VDC. Dígitos de 14.2 mm de altura, visibles desde 6 metros o mas. Para montaje en panel. Protección IP54. Dimensiones 48 mm alto x 96 mm ancho x 125 mm fondo.

b) Indicador digital para frecuencia, montaje para panel, despliegue de frecuencia mediante pulsos, colector abierto, cierre de contactos, entradas de ondas cuadradas, escala completa de seis dígitos, once puntos de calibración, cubierta NEMA 4X, entrada de 12 o 24 Voltios, dos salidas a rele y dos salidas de 4 a 20mA.

c) Controlador programable con indicación digital para nivel de agua, entrada de señal 4-20 mA de lazo de intensidad del detector de nivel de lago. Indicación digital mediante 2 líneas de 4 dígitos salida 4-20 mA y dos reles para 250 VAC / 5A. Montaje en panel. Alimentación 12 a 35 VDC. Protección IP65. Dimensiones frontales 96 x 48mm.

d) Indicador analógico, en su mayoría con dimensiones de 4 ½ X 4 ½ pulgadas de frente, indicación mediante desplazamiento de aguja, despliegue de 90 grados y 180 para los medidores diferenciales. Entrada de corriente de 4 a 20mA para los provenientes de transmisores y 5 amperios o 120V para los provenientes de CTs ó PTs.

2.2.3.2 Descripción del funcionamiento

El indicador digital como el controlador programable los elementos que los cuales reciben una señal variable de corriente en una de sus entradas, esta es transformada por un convertidor análogo a digital incorporado dentro del indicador, la señal digital es trasladada a un microprocesador que permite la programación de los valores limites a mostrarse en los display de ocho o mas segmentos, estos formaran números decimales o letras con valores proporcionales a la entrada de corriente, los valores limites pueden ser programados mediante un pequeño teclado frontal.

El indicador analógico, se basa en la circulación de corriente por una bobina de alambre enrollado en un núcleo fijo, una segunda bobina móvil fijada a una aguja crea una deflexión o movimiento angular debido al campo magnético creado por la circulación de corriente en cada bobina, ambos campos generan un torque que resulta en el movimiento de la aguja. Este movimiento siempre proporcional a la entrada de corriente.

2.2.3.3 Lugar de verificación

Los indicadores digitales se encuentran en la casa de maquinas, ubicadas frente a cada unidad en un gabinete fijado a la pared para cada unidad. Esto se muestra en las figuras 2, 3 y 4. Actualmente están instalados 26 indicadores digitales distribuidos en los tres gabinetes, cada gabinete contiene las mediciones de cada unidad de generación las cuales se muestran en las tablas III, IV, y V.

Figura 2. Diagrama unifilar de ubicación de dispositivos (parte 1)

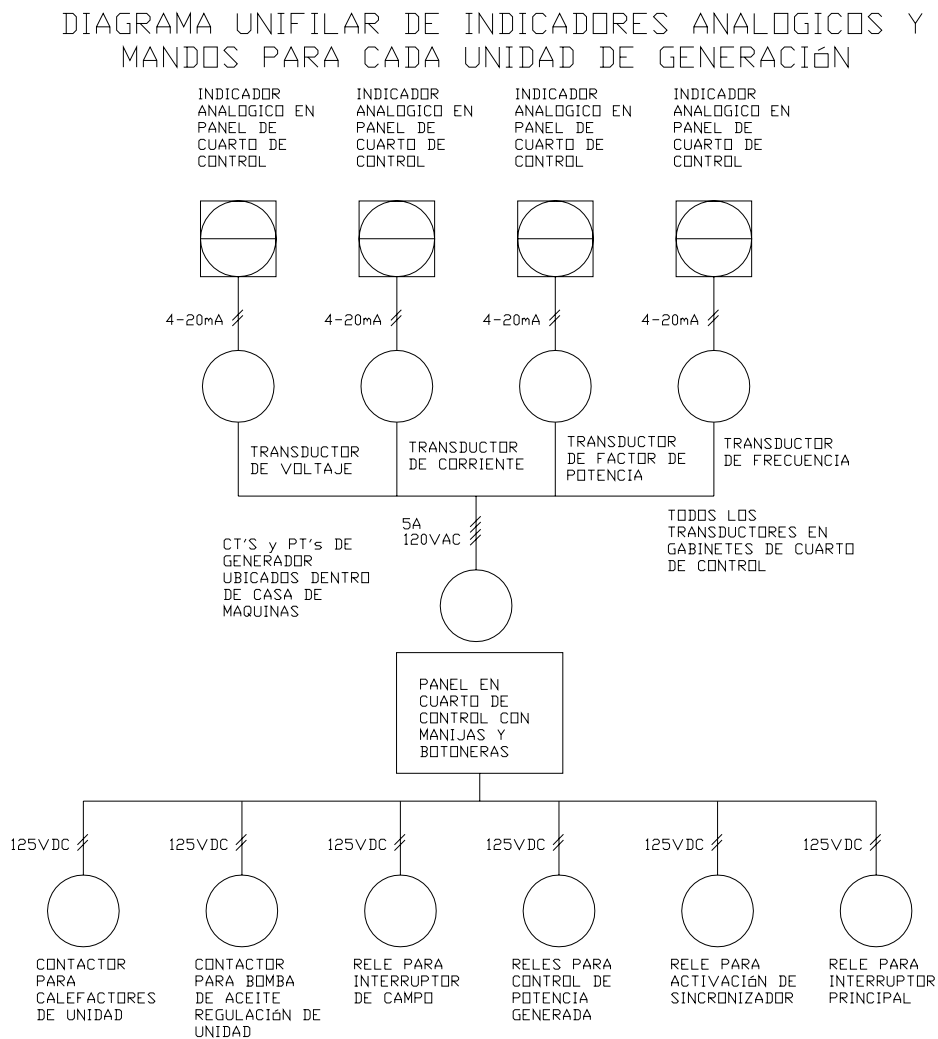


Figura 3. Diagrama unifilar de ubicación de dispositivos (parte 2)

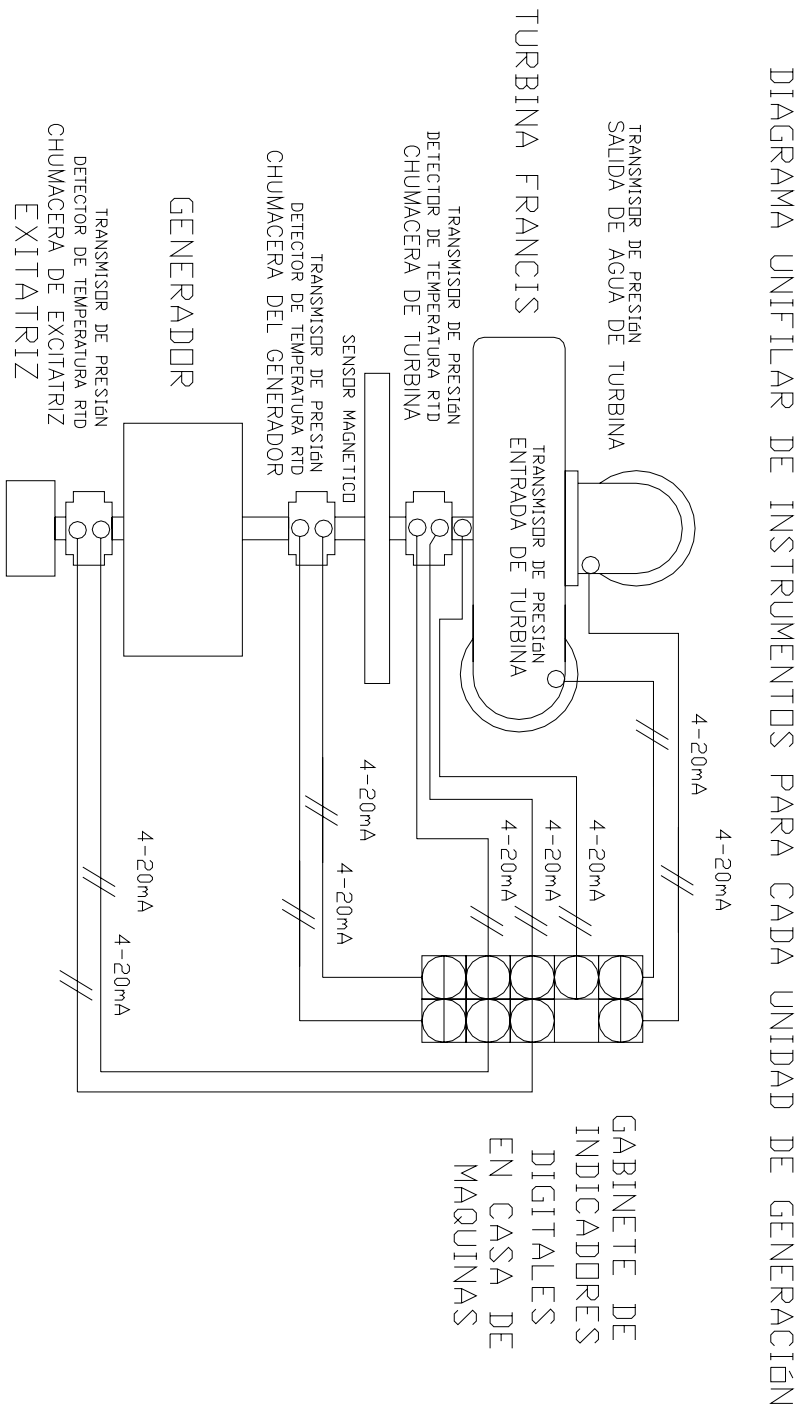


DIAGRAMA UNIFILAR DE INSTRUMENTOS PARA CADA UNIDAD

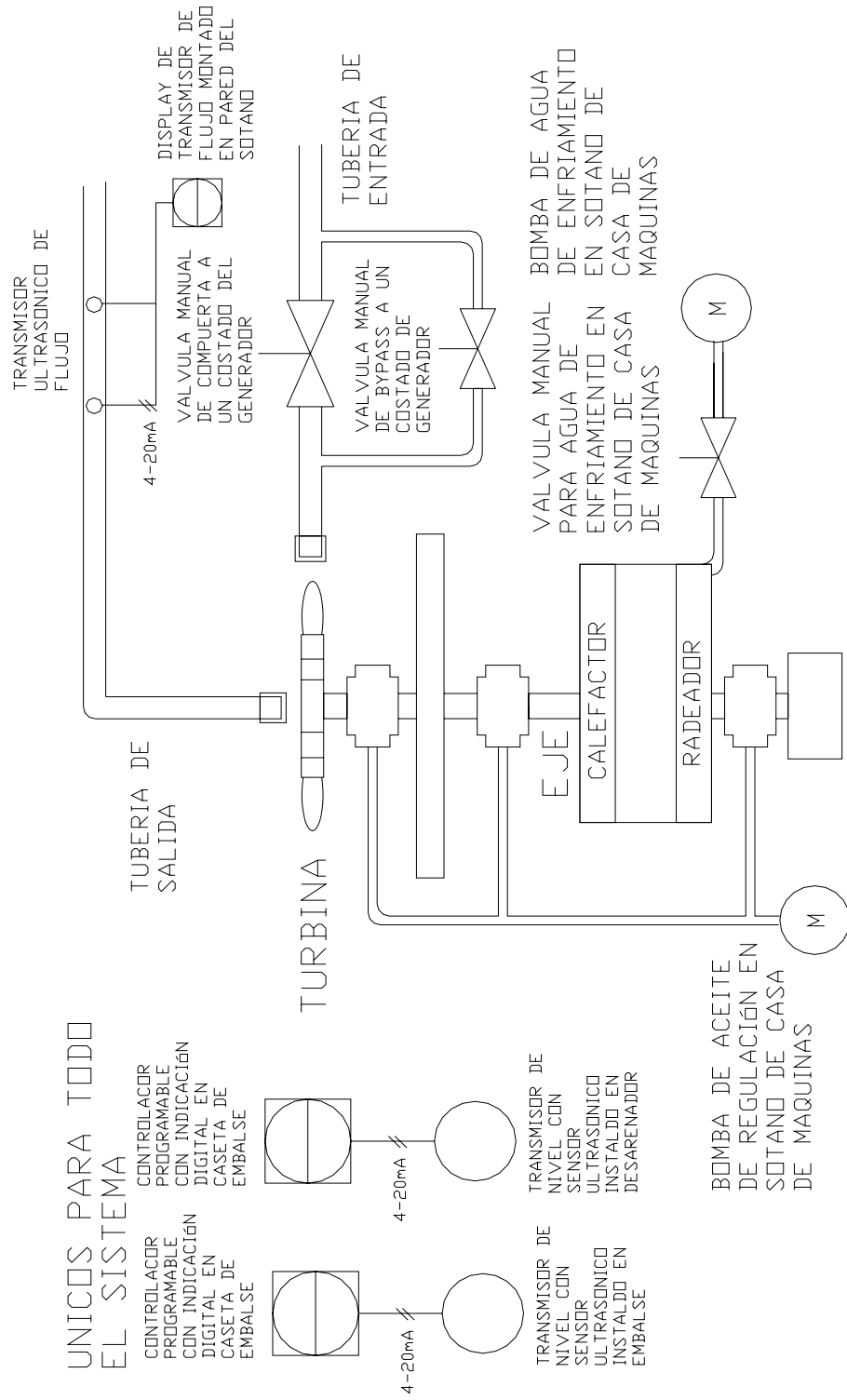


Figura 4. Diagrama unifilar de ubicación de dispositivos (parte 3)

Tabla III. Indicadores digitales para la unidad 1 de generación

| GABINETE DE MEDICIONES UNIDAD 1 | |
|---------------------------------|-------------------------------------|
| Parámetro a Medir | Ubicación de Sensor |
| Presión de Agua | Entrada a Turbina |
| Presión de Agua | Descarga de Turbina |
| Temperatura de Aceite | Chumacera Generador Lado Excitatriz |
| Temperatura de Aceite | Chumacera Generador Lado Turbina |
| Presión de Aceite | Chumacera Unidad Turbina |
| Temperatura de Aceite | Chumacera Unidad Turbina |
| Presión de Aceite | Chumacera Generador |
| Caudal de Agua | Tubería a Turbina |
| Velocidad de Rotación | Eje |

Tabla IV. Indicadores digitales para la unidad 2 de generación

| GABINETE DE MEDICIONES UNIDAD 2 | |
|---------------------------------|-------------------------------------|
| Parámetro a Medir | Ubicación de Sensor |
| Presión de Agua | Entrada a Turbina |
| Presión de Agua | Descarga de Turbina |
| Temperatura de Aceite | Chumacera Generador Lado Turbina |
| Temperatura de Aceite | Chumacera Generador Lado Excitatriz |
| Presión de Aceite | Chumacera Unidad Turbina |
| Temperatura de Aceite | Chumacera Unidad Lado Volante |
| Presión de Aceite | Chumacera Unidad Lado Volante |
| Temperatura de Aceite | Chumacera Unidad Turbina |
| Caudal de Agua | Tubería a Turbina |
| Velocidad de Rotación | Eje |

Tabla V. Indicadores digitales para la unidad 3 de generación

| GABINETE DE MEDICIONES UNIDAD 3 | |
|---------------------------------|-------------------------------------|
| Parámetro a Medir | Ubicación de Sensor |
| Presión de Agua | Entrada a Turbina |
| Presión de Agua | Descarga de Turbina |
| Temperatura de Aceite | Chumacera Generador Lado Excitatriz |
| Temperatura de Aceite | Chumacera Generador Lado Turbina |
| Temperatura de Aceite | Chumacera Unidad Turbina |
| Caudal de Agua | Tubería a Turbina |
| Velocidad de Rotación | Eje |

Los controladores programables con indicación digital se encuentran instalados actualmente en la caseta del embalse. Un gabinete metálico contiene los dos controladores los cuales muestran los siguientes parámetros de la tabla VI.

Tabla VI. Controladores digitales para nivel

| GABINETE DE MEDICIONES CASETA DE EMBALSE | |
|--|-------------------------|
| Parámetro a Medir | Ubicación de transmisor |
| Nivel de Agua | Embalse |
| Nivel de Agua | Desarenador |

Los indicadores analógicos de medición se encuentran instalados en paneles dentro del cuarto de control, los parámetros mostrados son los indicados en la tabla VII.

Tabla VII. Indicadores analógicos para cada unidad de generación

| MEDICIONES PARA CADA UNIDAD | |
|-----------------------------|---------------------------|
| Parámetro a Medir | Ubicación |
| Voltaje de Unidad | Panel de Control Unidad 1 |
| Corriente de Unidad | Panel de Control Unidad 1 |
| Factor de Potencia | Panel de Control Unidad 1 |
| Frecuencia | Panel de Control Unidad 1 |
| Voltaje de Unidad | Panel de Control Unidad 2 |
| Corriente de Unidad | Panel de Control Unidad 2 |
| Factor de Potencia | Panel de Control Unidad 2 |
| Frecuencia | Panel de Control Unidad 2 |
| Voltaje de Unidad | Panel de Control Unidad 3 |
| Corriente de Unidad | Panel de Control Unidad 3 |
| Factor de Potencia | Panel de Control Unidad 3 |
| Frecuencia | Panel de Control Unidad 3 |

2.2.3.4 Capacidades disponibles de comunicación

a) Indicadores Digitales:

Variación de estado digital, mediante dos reles para 8 amperios A 250 VAC.

Variación de corriente, mediante una salida 4-20 mA

b) Controladores Digitales:

Variación de estado digital, mediante dos reles para 5 amperios A 250 VAC.

Variación de corriente, mediante una salida 4-20 mA.

c) Indicadores Analógicos:

No poseen ningún tipo disponible de comunicación o salida adicional que pueda utilizarse. Solo en si la señal de 4 a 20mA de entrada, estas son provenientes de transductores de voltaje, corriente, factor de potencia y frecuencia a los que no se tuvieron acceso físico.

2.3 Diagnóstico de operaciones

Conociendo toda la instrumentación que actualmente esta instalada en este apartado se mostrara de forma gráfica la integración de todos estos elementos, en una gráfica que muestra la arquitectura del sistema actual de instrumentación, también se describirán los métodos utilizados por los operadores para manejar la instrumentación, esto incluye una breve descripción del la puesta en servicio de una unidad de generación y los riesgos y posibles fallas debido al estado actual de la instrumentación.

2.3.1 Arquitectura actual de la instrumentación

El sistema actual de instrumentación se basa en un sistema de control distribuido (DCS), este es un sistema donde la comunicación a instrumentos es unidireccional. Los sensores y dispositivos transmisores se encuentran en el lugar adecuado, tomado los valores en tiempo real. En el caso de los elementos de control, estos deben controlarse no solo de manera local, también deben poder controlarse desde el cuarto de control. Las mediciones mostradas en los gabinetes instalados frente a cada unidad también deben de mostrarse en el cuarto de control. Una mejor forma de apreciar la situación actual del sistema se muestra en la figura 5 que presenta la distribución de los instrumentos en la casa de maquinas de la hidroeléctrica y la figura 6 muestra el detalle de la instrumentación de una unidad de generación.

Figura 5. Distribución de equipos en Casa de Maquinas

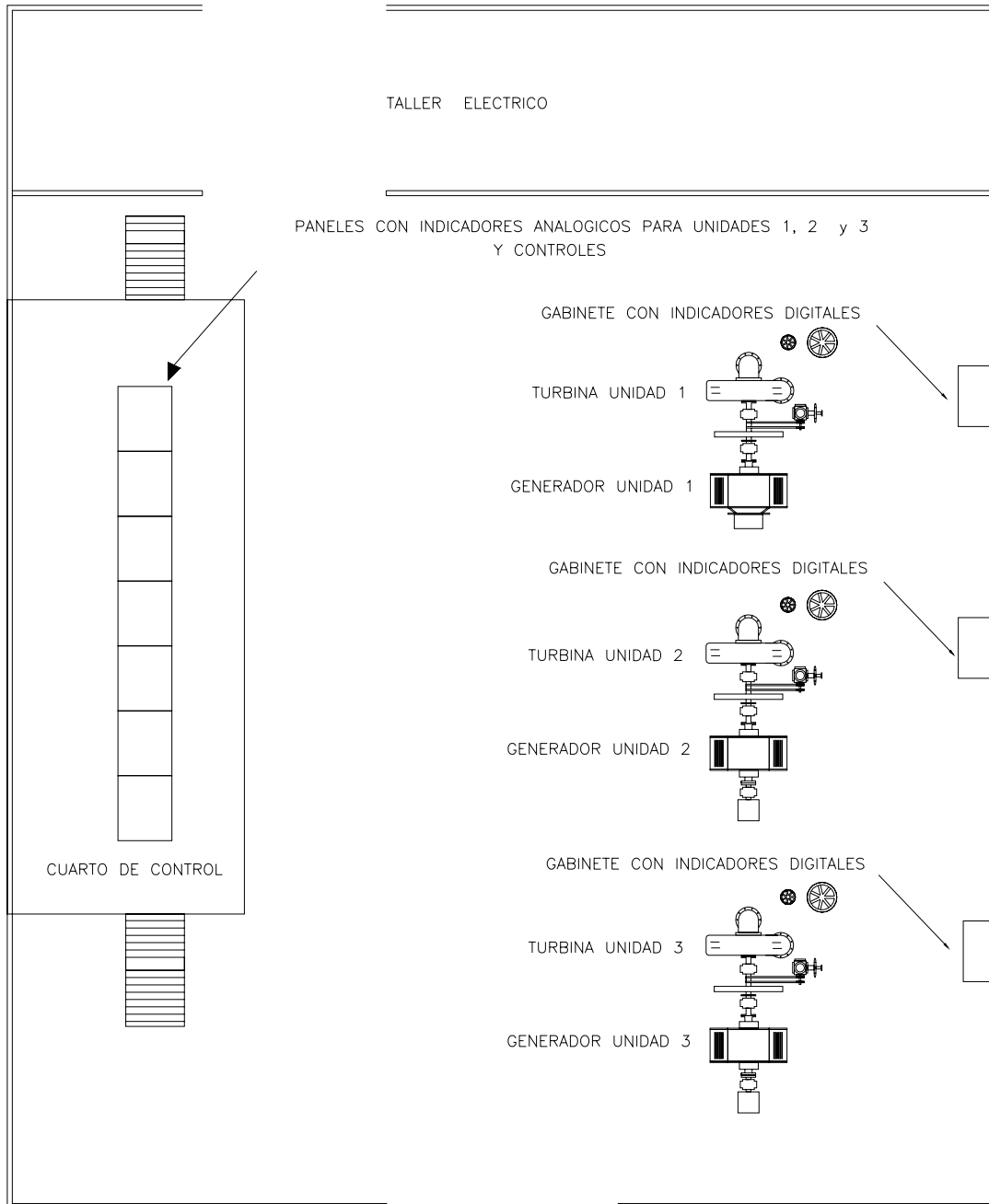
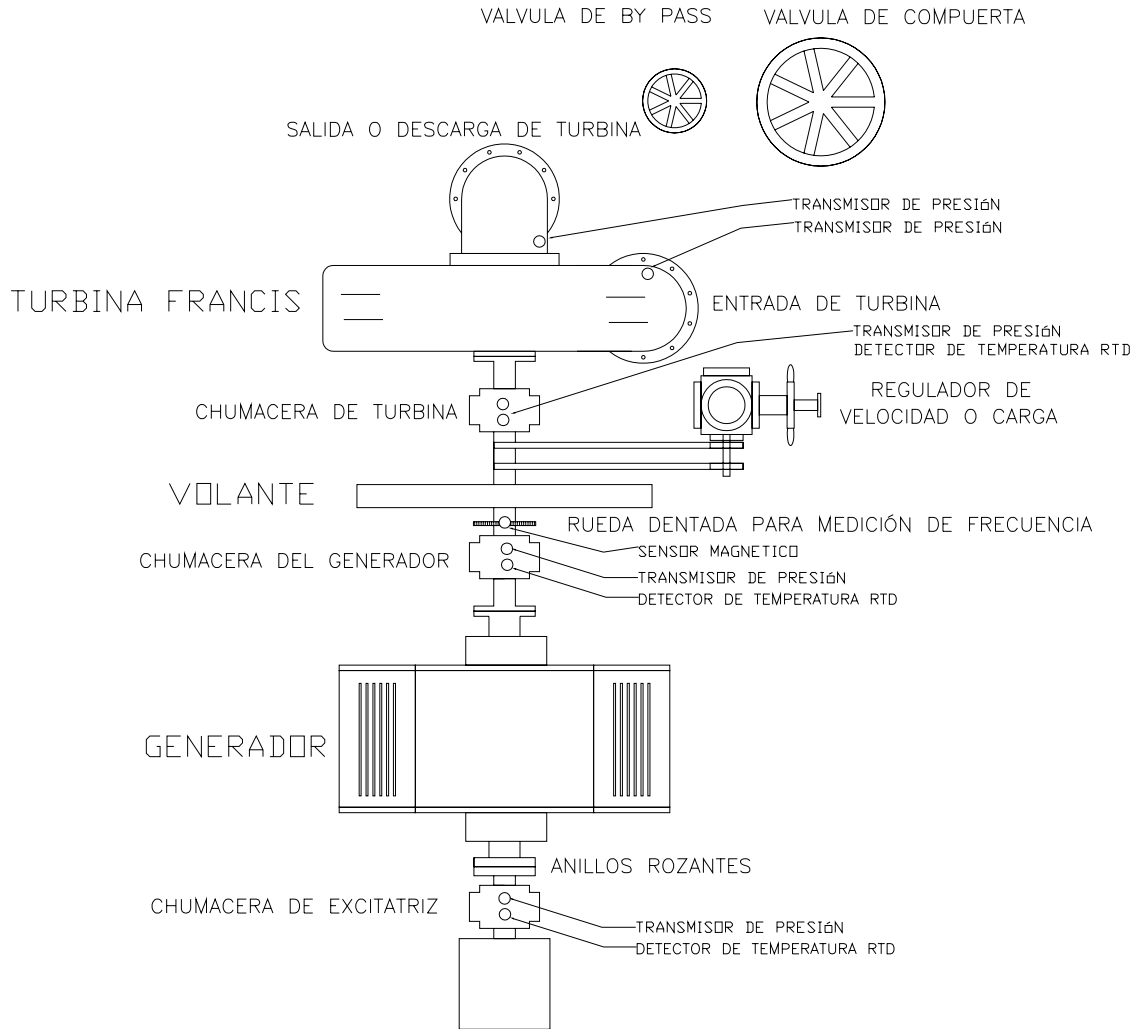


Figura 6. Instrumentación en Unidad de Generación



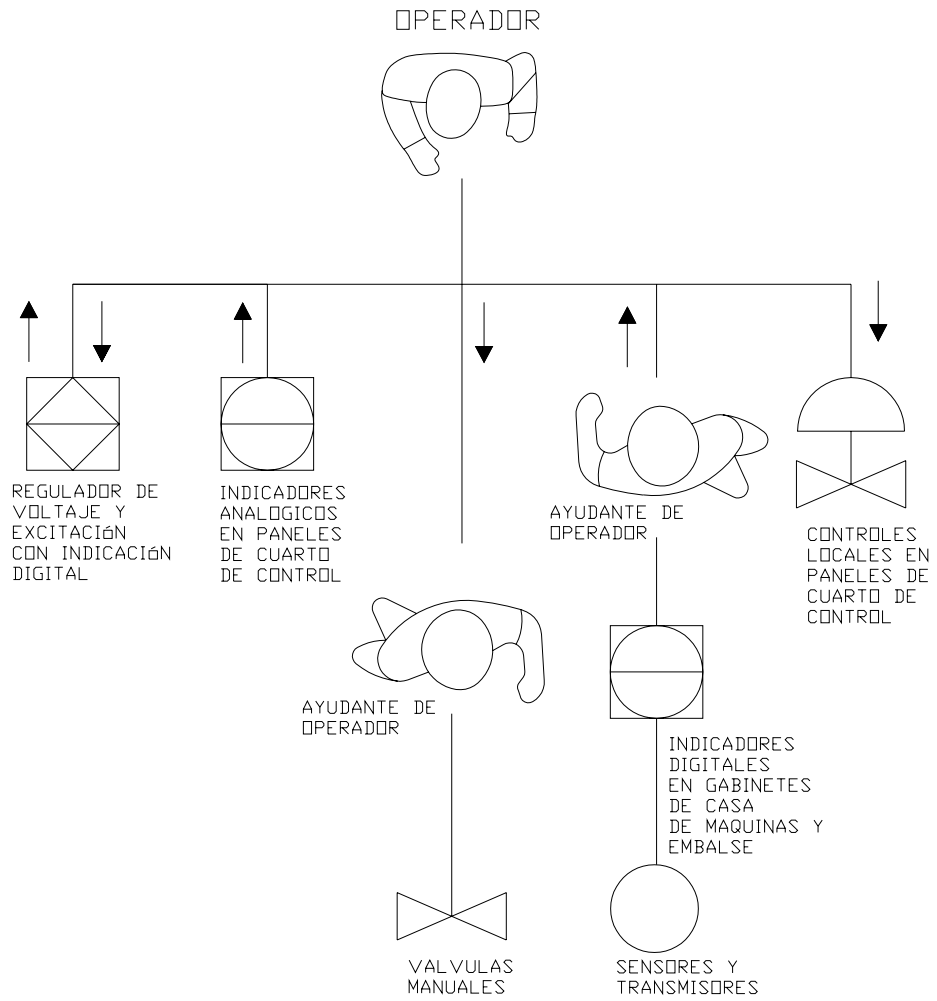
2.3.2 Métodos y procedimiento actual de manejo

La mayoría de los instrumentos instalados en la planta son los mismos que se instalaron hace décadas cuando la hidroeléctrica inicio su operación. Los instrumentos que permiten las mediciones listadas en las tablas IX, X, y XI fueron instalados hace tres años y se encuentran en buen estado, pero no son suficientes para un control eficiente. Por la distancia a la que se encuentran estos dispositivos indicadores se requiere de una persona adicional para el reporte de los datos mostrados en los gabinetes cercanos a las unidades al operador en el cuarto de control, de la misma forma el accionamiento de las válvulas requiere de un tiempo y la disponibilidad de una persona para la apertura o cierre de las mismas.

El sistema de control de excitación y voltaje de las unidades de generación es automático, estos se activan mediante una pantalla de cristal liquido propia del equipo, por ejecución del operador quien indica cuando debe de iniciar la operación del sistema automático, luego de constar que todos los criterios y permisivos previos a la operación se hallan cumplido. Los medidores analógicos y los controles ubicados en el cuarto de control son accionados por el operador el cual espera los avisos de su ayudante, quien confirma los estados y mediciones de los equipos.

El medio de comunicación entre el operador y su ayudante es mediante radios portátiles para los lugares remotos y personalmente para la operación de los equipos dentro del cuarto de control. La figura 7 muestra la arquitectura y el procedimiento de manejo.

Figura 7. Sistema actual de control



2.3.3 Riesgos y fallas del actual sistema

La instrumentación nos permite conocer el estado de las variables del proceso de generación de energía eléctrica, cada elemento posee una función indispensable para la operación de una unidad de generación, tanto para el arranque y paro como para el tiempo en que este se encuentra generando energía para el sistema.

El principal riesgo que se tiene con el actual sistema es el de una falla grave en los equipos debido al largo tiempo de respuesta que existe entre la detección de la falla y la actuación de los elementos para retirar la unidad. Tiempo que puede reducirse al implementar un sistema que permita mayor rapidez y conocimiento de las variables del proceso en tiempo real.

Los indicadores digitales para mostrar la frecuencia, presión, temperatura y caudal de la máquina, estos poseen contactos de alarmas que no se encuentran cableados a un sistema o tren de disparo. Actualmente estos están limitados a mostrar los valores en el gabinete donde se encuentran. Sobrepasar los límites de temperatura, presión, caudal o el peor de los casos, frecuencia y velocidad de la unidad de generación causaría daños acumulables y hasta irreparables para los elementos del sistema de generación.

Un tiempo lento de respuesta también puede generar un retraso en el ingreso de las unidades de generación al sistema nacional interconectado, una operación fuera de tiempo puede crear repercusiones que dañen o inestabilicen el sistema, con lo que además se pueden obtener penalizaciones por parte del ente regulador del mercado.

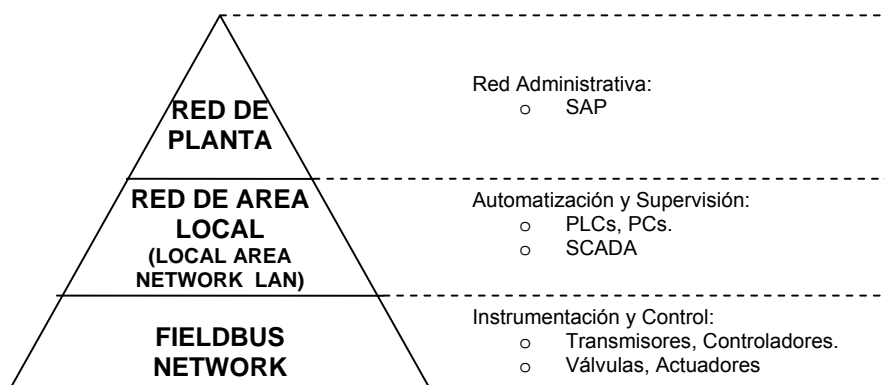
3 SISTEMAS DE CONTROL A UTILIZAR

A continuación se describen los dos tipos de redes en las cuales se basará la propuesta para mejorar la instrumentación, es necesario hacer estas dos divisiones ya que según los tipos de elementos a integrar la red, así se proveerán los requerimientos y características necesarias para el óptimo funcionamiento del sistema. Los Buses de Campo los utilizaremos para crear una red para todos los elementos en general que se encuentren directamente recibiendo o transmitiendo información de las variables físicas de la planta, la segunda red la utilizaremos para controlar y supervisar la planta en un nivel superior. A continuación se evaluarán las características y el funcionamiento de las redes a implementar.

3.1 Tipos de redes industriales

Las redes industriales son soportadas sobre 3 niveles jerárquicos, siendo cada uno responsable de la conexión de diferentes tipos de equipos, con sus propias características de información tal como lo muestra la figura 8.

Figura 8. Niveles en redes industriales



Fuente: Departamento de entrenamiento Smar. Implementación de Foundation Fieldbus. Pág.6.

El nivel mas alto de información de la red, está destinado a un ordenador central llamado comúnmente servidor que procesa todo el comportamiento de la producción de la planta y permite operaciones de monitoreo estadístico de la planta, siendo implementado generalmente por software de gerencia. Un sistema Ethernet operando con un protocolo TCP/IP es lo mas común utilizado a este nivel. Las plantas de la empresa estatal a la cual pertenece la Central Hidroeléctrica poseen el sistema de administración SAP, con el sistema a proponer puede existir un punto de comunicación disponible en caso de que se desee enlazar ambas redes.

El nivel intermedio es nivel de control de la red, que contempla la red central en la planta, los PLC's, DCS's y las PC's diseminadas por el proceso. En este nivel la información debe transitar en tiempo real para garantizar la actualización de los datos enviados al software que realiza la supervisión.

El nivel mas bajo es el de control discreto, este se refiere generalmente a las interconexiones físicas de la red a un nivel de I/O. Este nivel conecta los equipos de bajo nivel entre las partes físicas y de control. En este nivel encontramos a los sensores discretos, contadores, bloques de I/O, controles más complejos y transductores.

3.2 Topologías de Buses de Campo

Los Buses de Campo nacen como una solución a la problemática del costo, instalación y mantenimiento de los sistemas de control tradicional. A continuación se mostrará como un sistema basado en Buses reduce el cableado, la complejidad, aumentando la eficiencia y capacidad de crecimiento del sistema.

Los buses de campo a utilizar para el mejoramiento de la instrumentación de la central hidroeléctrica Santa María se desarrollara con la utilización de Foundation Fieldbus la cual es una arquitectura basada en sistemas abiertos. Foundation Fieldbus es una asociación de más de doscientos miembros que agrupan más del 90% de la provisión mundial de instrumentos y sistemas de control, esta entidad reúne a fabricantes como a usuarios finales, universidades y entes de regulación.

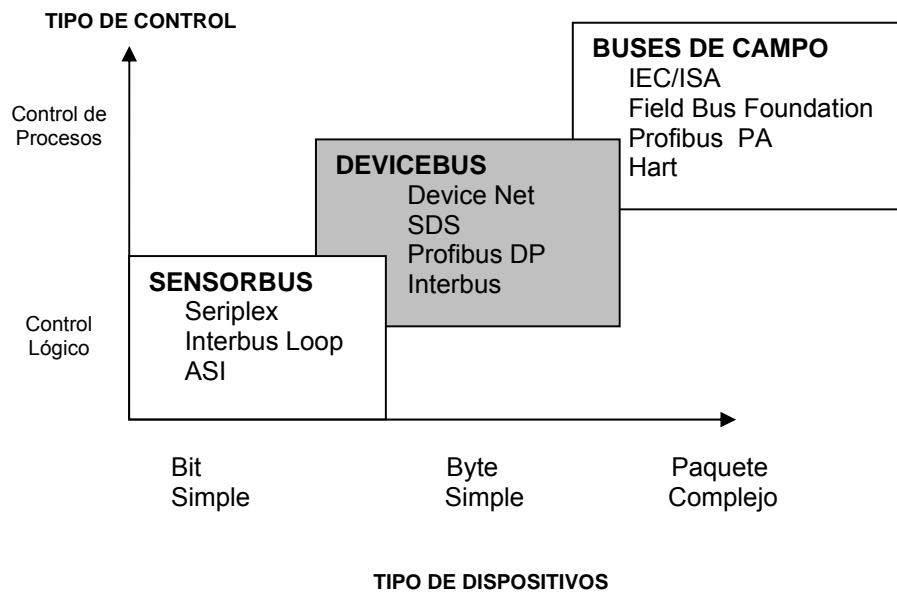
Los sistemas abiertos, al contrario de las arquitecturas propietarias, donde un solo fabricante lanza productos compatibles con su propia arquitectura de red, un usuario puede encontrar en más de un fabricante la solución a sus problemas. Además de eso, muchas redes abiertas poseen organizaciones de usuarios que facilitan información e intercambio de experiencia respecto a los más diversos problemas relativos al funcionamiento de la red.

Las redes de equipos son clasificadas por el tipo de equipamiento conectado a ellas y el tipo de datos que por ella trafica. Los datos pueden ser bits, bytes o bloques. Las redes con datos en forma de bits transmiten señales discretas contando simples estados como encendido ó apagado.

Las redes con datos en formato de byte pueden contener paquetes de informaciones discretas y/o analógicas y las redes con datos en formato de bloques son capaces de transmitir paquetes de información de variados tamaños. Según esto las redes se clasifican en los siguientes puntos que se muestran en la figura 9.

- red sensorbus - datos en formato de bits
- red devicebus - datos en formato de bytes
- red fieldbus (Buses de Campo) - datos en formato de paquetes de mensajes

Figura 9. Clasificación de redes



Fuente: Departamento de entrenamiento Smar. Implementación de Foundation Fieldbus. Pág.7.

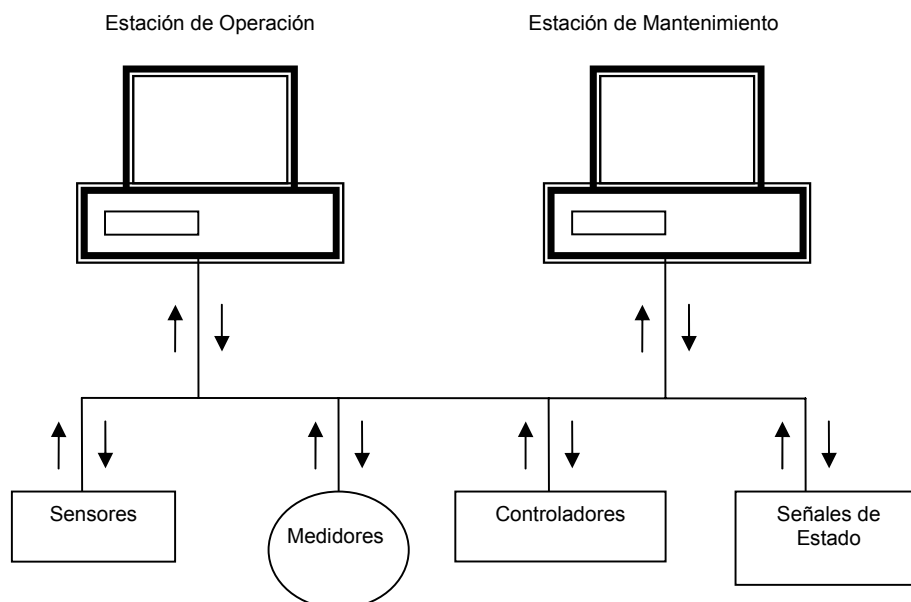
La Red Sensorbus conecta equipos simples y pequeños directamente a la red. Esta red no pretende cubrir grandes distancias y su principal función es mantener tan bajo los costos como sea posible.

La Red Devicebus puede cubrir distancias hasta 500 metros. Los equipos conectados a esta red tendrán más puntos discretos, analógicos o una mezcla de ambos.

Las Redes Fieldbus o Buses de Campo interconectan equipos de I/O más inteligentes y pueden cubrir distancias hasta 1,900 metros. Los equipos en la red poseen inteligencia para poder desempeñar funciones específicas de control. Los tiempos de transferencias pueden ser largos y la red es capaz de comunicarse por varios tipos de datos como discreto, analógico y programas.

Fieldbus es un sistema de comunicación digital bidireccional que permite la interconexión en red de múltiples instrumentos directamente en el campo, realizando funciones de control y monitoreo de procesos, y en estaciones de control (IHM) a través de software para supervisar. Esto es mostrado en la figura 10.

Figura 10. Comunicación bidireccional digital



Fuente: Departamento de entrenamiento Smar. Implementación de Foundation Fieldbus. Pág.9.

3.2.1 Nivel físico y de software

El protocolo fieldbus se divide en una capa física (Physical Layer) que define las técnicas de interconexión de los instrumentos, y una capa de software (Communication) que trata la comunicación digital entre los equipos.

3.2.1.1 Nivel de software o capa de enlace

La capa de enlace garantiza la integridad de los mensajes a través de unos bytes calculados por un polinomio aplicado a todos los bytes del mensaje. Este nivel controla también el acceso a los medios de transmisión determinando quien puede transmitir y cuando. La capa de enlace garantiza que todos los datos lleguen al equipo correcto.

3.2.1.2 Nivel físico

Para el estudio del nivel físico analizaremos los tipos de conexiones posibles (cables, coaxial, óptico y RF), y terminadores con sus características eléctricas.

La norma ANSI/ISA-S50.02-1992, aprobada el 17 de Mayo 1994 "Fieldbus Standard for Use in Industrial Control Systems Part 2: Physical Layer Specification and Service Definition" trata los medios físicos para realizar las interconexiones. Los principales ítems son:

- transmisión de datos solamente digital.
- comunicación bi-direccional.
- modulación del voltaje (acoplamiento paralelo).
- velocidades de transmisión de 31.25 kbps, 1.0 Mbps y 2.5 Mbps.

El nivel de instrumentos conectados al Bus de Campo será a velocidad normalizada de 31.25 kbps, las otras velocidades deberán ser utilizadas para la realización de Bridge's y Gateway's para interconectar estos dispositivos en altas velocidades. Un equipo Fieldbus que opere en los 31.25 kbps obedecerá los requisitos de la norma ISA-S50.02, cuando este energizado por una fuente con tensión de salida para redes, no deberá sobrepasarse los 32 VDC.

De acuerdo con los requisitos de la norma ISA-S50.02, el cable a utilizar para conectar instrumentos Fieldbus en la velocidad de 31.25 Kbps puede ser un simple par trenzado blindado y que contenga los siguientes requisitos mínimos (a 25 °C):

- Impedancia (para una frecuencia de 31.25 KHz) = $100\Omega \pm 20\%$;
- Atenuación máxima (para 39 KHz) = 3.0 dB/Km
- Resistencia DC máxima (por conductor) = $22 \Omega /\text{Km}$
- Área del conductor = nominal 0.8 mm^2 (#18 AWG)
- Cobertura mínima del blindaje mayor o igual a 90%

Un cable tipo A se ajusta a estas especificaciones para nuevas instalaciones Fieldbus. Las mayorías de los cables utilizados en los sistemas 4-20 mA pueden ser clasificados como del tipo B, C y D. Estos tipos (B, C, D) no son considerados ideales para la comunicación Fieldbus. Las distancias para estos tipos de cables han sido especificadas con muchas limitaciones. La tabla VIII muestra los tipos de cables y sus longitudes máximas.

Tabla VIII. Tipos de cables y sus distancias máximas

| Tipo | Descripción | Sección | Long. Máx. |
|------|------------------------------------|---------|------------|
| A | par trenzado con blindaje | #18 AWG | 1900m |
| B | multi-par trenzado con blindaje | #22 AWG | 1200m |
| C | multi-pares trenzado sin blindaje | #26 AWG | 400m |
| D | múltiples conductores sin blindaje | #16 AWG | 200m |

3.3 Redes Ethernet aplicados a la instrumentación.

Tal como se describió anteriormente el Ethernet forma parte intermedia dentro de una red industrial. Ethernet se está afianzando en el sector industrial. Ordenadores personales, impresoras y demás equipos periféricos con tarjetas de interfaz de red Ethernet se están utilizando cada vez más en el ambiente industrial y la aceptación de Ethernet va en aumento, en la misma medida del uso creciente de enrutadores y conmutadores inteligentes.

Aún existen algunas barreras a la aceptación de Ethernet en el ambiente industrial, pero eso se debe a la falta de un nivel aceptable de software en las plantas y la falta de conocimiento acerca de la conectividad ofrecida por Ethernet en la automatización industrial. A continuación definimos de forma breve una descripción de Ethernet iniciando desde lo que es una red LAN.

3.3.1 Red LAN

El componente básico de una LAN es la tarjeta de red NIC (Network Interface Cards) y sus controladores, las NIC's implementan el hardware de la red (Nivel Físico y enlace) de la LAN mientras que los ordenadores de datos implementan el software de protocolo a nivel de enlace.

El medio guiado para implementar una LAN puede ser coaxial, par trenzado o fibra óptica. Los cables se instalan siguiendo los estándares de cableado estructurado (norma EIA 568). Los conectores son los elementos que permiten conectar la tarjeta de red al cable, para el caso de equipos de automatización como PLC's estos tienen un módulo de comunicación incorporado que posee el puerto para red.

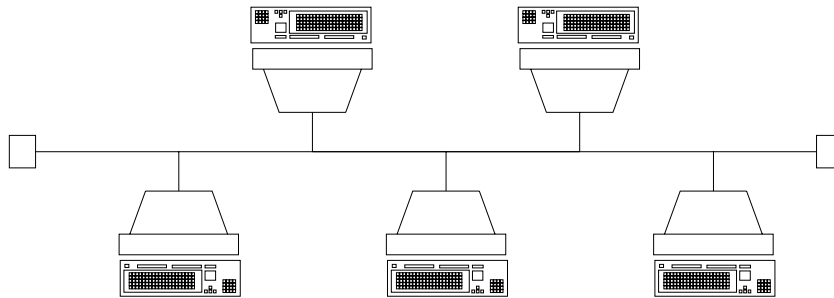
3.3.1.1 Topologías

La topología a seleccionar va a comprender la estructura que forma el medio de transmisión y las estaciones conectadas al medio. Las tres básicas se presentan a continuación.

a) Topología de Bus. En esta cada dispositivo esta conectado a un cable común. Los dispositivos clave son aquellos que permiten que el dispositivo se una o se conecte al único medio compartido. La ventaja es que todos los dispositivos están conectados entre sí y de ese modo, se pueden comunicar directamente. La desventaja es que la ruptura del cable hace que los dispositivos queden desconectados.

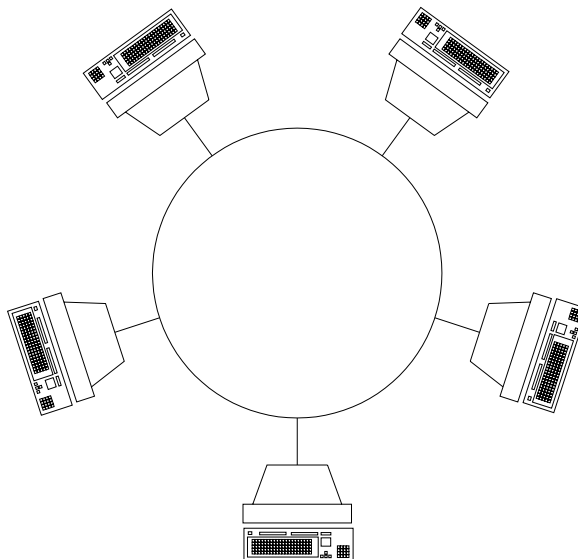
Desde un punto de vista lógico la topología permite que todos los dispositivos de red puedan ver todas las señales de todos los demás dispositivos, lo que puede ser ventajoso si se desea que todos los dispositivos obtengan esta información. Ver figura 11.

Figura 11. Topología de bus para red LAN



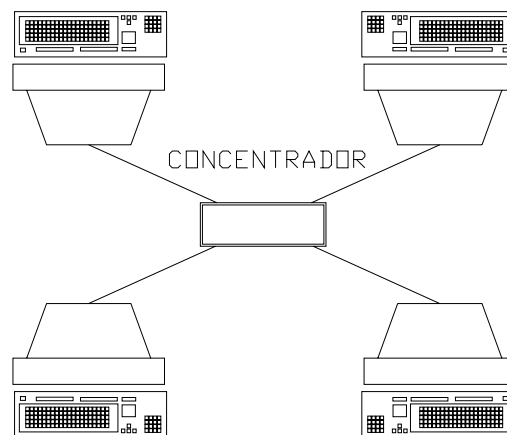
b) Topología en anillo. Físicamente todos los dispositivos que están conectados directamente entre sí por medio de cables, se le denomina cadena margarita. Desde un punto de vista lógico para que la información pueda circular, cada estación debe transferir la información a la estación adyacente. Ver figura 12.

Figura 12. Topología en anillo para red LAN



c) Topología en estrella. Físicamente tiene un nodo central desde el que se irradian todos los enlaces. La ventaja principal es que permite que todos los demás nodos se comuniquen entre sí de manera conveniente. La desventaja principal es que si el nodo central falla, toda la red se desconecta. Ver figura 13.

Figura 13. Topología en estrella para red LAN



Desde un punto lógico el flujo de toda la información pasaría entonces a través de un solo dispositivo. Esto puede ser aceptable por razones de seguridad o de acceso restringido, pero toda la red estaría expuesta a tener problemas si falla el nodo central de estrella. La topología en estrella extendida tiene una topología en estrella central, con cada uno de los nodos finales de la topología central actuando como el centro de su propia topología en estrella. La ventaja de esto es que el cableado es más corto y limita la cantidad de dispositivos que deben interconectar con cualquier nodo central.

3.3.1.2 Niveles de LAN

La arquitectura de niveles en una LAN consta de los siguientes niveles, de finidos por el modelo OSI:

a) Nivel físico. Tiene como principales funciones la codificación de la información, la definición de la topología de la LAN (estrella, bus o anillo), la estructura de los cables (UTP, STP, coaxial, fibra) y los conectores.

b) Nivel de enlace. Se divide en dos sub niveles: El sub nivel MAC (Médium Access Control) que tiene las funciones de envío y recepción, asignación de una dirección a una estación, detección de errores e implementación del protocolo a nivel medio. El sub nivel LLC (Logical Link Control) tiene las funciones de control de error, control de flujo, multiplexar jerarquías de protocolos a nivel superior. Los siguientes niveles son de red, de transporte y de aplicación, los cuales los define el equipo a instalar.

3.3.2 Protocolos de acceso al medio

Son protocolos cuyas funcionalidades corresponden al nivel de acceso al medio (MAC). En la actualidad hay tres tipos.

a) Paso de testigo. Los protocolos de este tipo consisten en que una estación no transmite hasta que está en posesión de un token y que además esté vacío.

b) Aleatorios. Los protocolos de este tipo consisten en que cuando una estación quiere transmitir, transmite sin verificar si el medio esta ocupado.

c) Reserva. Los protocolos de este tipo se caracterizan porque la estación transmisora verifica si el medio está ocupado antes de transmitir, es decir, que mientras una estación está transmitiendo, tiene el medio reservado hasta que finaliza su transmisión. Es el caso de los protocolos CSMA/CD que emplea Ethernet.

El Token Ring es un protocolo en desuso aun cuando existen instalaciones con este protocolo, tecnológicamente es mejor que el Ethernet, porque permite un mayor aprovechamiento del ancho de banda (hasta un 90%, contra un 30% del Ethernet). Sin embargo el precio de los dispositivos y el no haber superado los 16Mbps, hace que no haya redes con este protocolo. El algoritmo consiste en que sólo puede transmitir la estación que posee una trama especial llamada testigo (token).

3.3.3 Ethernet

Ethernet o IEEE 802.3 es la capa física de red más utilizada actualmente en el mundo de las redes informáticas por razones de economía. Ethernet es el nombre de una tecnología de redes de computadoras de área local LAN's basada en paquetes de datos. Ethernet define las características de cableado y señalización de nivel físico y los formatos de paquetes del nivel de enlace de datos del modelo OSI.

El modelo de referencia de Interconexión de Sistemas Abiertos con siglas OSI lanzado en 1984, fue el modelo de red descriptivo creado por ISO. Proporcionó a los fabricantes un conjunto de estándares que aseguraron una mayor compatibilidad e interoperabilidad entre los distintos tipos de tecnología de red producidos por las empresas a nivel mundial. Para un mejor desarrollo de Ethernet la norma IEEE 802.3 que explica detalladamente el tema se encuentra en los anexos.

Inventado por la empresa Xerox en los años 70 y llevado al mercado con el nombre de Ethernet V.1, el protocolo fue desarrollado por un foro donde se encontraban las empresas DEC, Intel y Xerox. Este foro sacó en los años 80 una nueva versión de Ethernet llamada Ethernet (DIX) V2. También hicieron pública su arquitectura y así de la mano de Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), ha llegado a ser un estándar internacional de facto. El IEEE ratificó el estándar Ethernet DIX V2 con ligeras modificaciones y lo denominó IEEE 802.3

Ethernet o IEEE 802.3 ha sido también aprobado por otras organizaciones tales como el American National Standards Institute (ANSI) y el International Organization for Standardization (ISO 8802-3). De tal forma que hay cuatro versiones de esta capa física de red que son las siguientes:

- Ethernet, esta versión corresponde a la versión original DIX y su posterior versión II.
- 802.3, Corresponde al protocolo 802.3 sin empleo del protocolo 802.2.
- 802.3 – 802.2 LLC, es el protocolo 802.3 pero necesita del protocolo 802.2 para su funcionamiento.
- 802.2 - LLC – SNAP, ethernet SNAP extiende el encabezado IEEE 802.2 agregando un encabezado de protocolo de acceso de subred (SNAP) que proporciona un código de tipo encapsulamiento similar al definido en la especificación de Ethernet Versión II y utilizado con TCP/IP.

3.3.3.1 Ventajas del la red Ethernet

Las principales ventajas de Ethernet / 802.3 son:

- Amplia elección de equipos.
- Bajo precio de los mismos.
- Alta velocidad de transmisión.
- En cuanto a topología físicamente es una estrella (hub o concentrador) y lógicamente es una estrella.

El acceso al medio es utilizando el método CSMA/CD (Carrier Sense Multiple Access with Collision Detección). Este método se basa en detectar el medio para comprobar si está ocupado por alguna trama de alguna estación antes de transmitir tramas. A pesar de que se comprueba el medio las tramas pueden colisionar en un medio, con lo que es necesario retransmitirlas.

3.3.3.2 Nivel físico

Ethernet forma una familia de LANs que abarca Ethernet (10 Mbps), Fast Ethernet (100Mbps) y Gigabit Ethernet (1 Gbps, 10 Gbps) sobre cables de cobre STP y UTP, y fibra óptica multimodo y monomodo.

El método de codificación es Manchester, es decir, el tiempo de bit se divide en dos mitades, siendo su transición en función del contenido del bit. Así el 1 corresponde a una transición baja-alta y el 0 a una transición alta-baja.

Ethernet con velocidad de 10Mbps, define 4 configuraciones básicas: 10Base2, 10 Base5, 10 Base T y 10 Base F. El significado del número a la izquierda es su velocidad, en cuanto el código a su derecha, corresponde a la máxima distancia en cientos de metros o a la clase de medio de transmisión empleado.

a) 10Base2, en este caso se trata de redes Ethernet que emplean cable coaxial de tipo thin, de aquí que también se las conozca como Tinte o Cheapnet. El tipo de conector es BNC-T, este conector conecta la tarjeta de red (NIC) de la estación al cable coaxial. La distancia máxima recomendada es de 200m.

b) 10Base5, en este caso se trata de redes Ethernet que emplean cable coaxial de tipo thick, por lo que también se las conozca como Thicnet. La distancia máxima recomendada es de 500m.

c) 10BaseT es la configuración que emplea cable de cobre con par trenzado UTP 3 y UTP-5. Las estaciones se conectan generalmente con cable UTP y conector RJ45 entre las tarjetas de red de la estación y el puerto del concentrador; dicho concentrador implementa internamente un bus.

d) 10BaseF es a configuración que emplea fibra óptica con conectores del tipo SC o ST. Esta configuración define tres variantes. 10BaseFP para un máximo de 33 nodos y 1Km por segmento. 10BaseFL interconecta nodos o repetidores con un limite de 2Km. 10BaseFB interconecta repetidores hasta 2Km entre ellos con transmisión síncrona. Con lo cual puede conectarse múltiples concentradores en cascada.

4 PROPUESTA PARA EL MEJORAMIENTO DE LA INSTRUMENTACIÓN DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA SANTA MARÍA

En este capítulo se encuentran todos los elementos necesarios para la implementación del nuevo sistema mediante buses de campo para la conexión de instrumentos de la planta y Ethernet para la red de control y supervisión de la planta, además se adicionarán los instrumentos que se consideren faltantes para conocer más variables físicas de la planta. Por último se reunirá toda la información en una consola local a ubicarse en el cuarto de control, la consola consiste en una computadora donde mediante el software adecuado se supervisarán las variables físicas de la planta en tiempo real.

4.1 Análisis de equipo necesario a reemplazar, modificar o implementar para la integración del sistema

A continuación se describirán los cambios o adaptaciones de los equipos existentes para integrarse a una red de buses de campo. También se adicionarán nuevos instrumentos que permitirán la supervisión de variables que aún no han sido implementadas dentro de la planta.

4.1.1 Elementos sensores y transductores

Como se hace constar en el capítulo 2, todos los sensores y transmisores instalados tienen disponible una salida de 4 a 20mA. Este ha sido un estándar utilizado en la industria para la transmisión de valores de proceso de los sensores y transmisores hacia el sistema de control y de posicionadores a actuadores, cuando se inició significó una revolución en la automatización, ahorrando tiempo y dinero a los usuarios finales. Sin embargo la señal de 4 a 20 mA ha alcanzado sus límites de capacidad de transmisión y en la actualidad este método es obsoleto, por lo que se presentan las siguientes posibles soluciones.

a) Primera solución. La señal de proceso es convertida por los sensores en digital para ser procesada por el microprocesador y luego es reconvertida a analógica para su transmisión. Este es un proceso ineficiente que cuesta dinero y exactitud de la señal, en contraste con una señal puramente digital. Esta sería la primera solución en el caso de que se deseen transmitir todas las señales de los sensores hasta el cuarto de control, y luego reconvirtiendo las señales analógicas en caso que se deseen mostrar en indicadores analógicos en el cuarto de control.

b) Segunda solución. La segunda solución podría ser cablear todas las señales de los sensores hasta el cuarto de control, pero por la cantidad de señales y la distancia esto sería costoso e ineficiente también.

c) Tercera solución y propuesta. La digitalización de las señales y ahorro de cables utilizando Buses de Campo o Fieldbus en ingles, aprovechando todas las ventajas descritas en el capítulo tres.

Debido a que la mayoría de sensores tiene aún varios años de vida útil no se puede cambiar radicalmente toda la instrumentación por dispositivos fieldbus, aún cuando los instrumentos que manejen fieldbus nos ofrezcan beneficios como conocer Identificación del instrumento, ubicación, estado, condiciones ambientales, diagnósticos, configuración, características del instrumento, información de calibración, etc.

Lo que se propondrá es instalar los dispositivos que integren al actual instrumentación a una red de buses de campo (fieldbus), de manera que cuando termine la vida útil de los instrumentos actualmente instalados, se pueda integrar de una manera sencilla un instrumento fieldbus.

De acuerdo a la información recopilada en la planta Santa María no todas las unidades de generación poseen todas las mediciones necesarias, a continuación también se presentarán los tipos de instrumentos Foundation fieldbus a instalar para implementar las mediciones faltantes.

4.1.1.1 Tipo de equipo

Para integrar las señales de 4 a 20mA transmitidas por los sensores actuales y para las mediciones faltantes se implementara lo siguiente:

a) Módulo transmisor fieldbus de entradas analógicas. Con capacidad para montaje en riel DIN, aplicación de alimentación sin polaridad, ocho canales de entrada para RTD's de 2 o 3 terminales, termocoplas, entradas de señal de voltaje, entradas de señal de corriente, conexión para impedancias, corriente máxima de 22mA. Alimentado a través del fieldbus Foundation con accesorios estándar para fuentes de alimentación fieldbus.

b) Transmisor de Temperatura Foundation Fieldbus. Con o sin pantalla LCD, 2 entradas analógicas, aplicación disponible para PID, configuración de alarmas disponibles, conversión de 18 bits de análogo a digital, alimentación de 9 a 32V. Exactitud de 0.15°C para un RTD, entradas para RTD{s o termocoplas de 2 hasta 4 hilos.

c) Transmisor de Presión Foundation fieldbus. Transmisor para presiones críticas y no críticas, actuación total de $\pm 0.15\%$ de span, exactitud de $\pm 0.065\%$ de span, salida Foundation fieldbus a 31.23Kbps, limite de presión de 750 y 2000psi para distintos modelos. Peso 6 lbs, dimensiones 163x81x198 mm.

d) Medidor de flujo Foundation Fieldbus. Exactitud de $\pm 0.90\%$ la velocidad del liquido o $\pm 1.4\%$ la velocidad del gas, salidas de 4 a 20 mA y Foundation fieldbus, línea de tamaños, 2 a 8 pulgadas para sensor tipo1, 6 a 36 pulgadas para sensor tipo 2 y 12 a 72 pulgadas para sensor tipo 3.

e) Transmisor de nivel Foundation fieldbus, frecuencia de 6 y 26 GHz, salida en Foundation fieldbus y 4 a 20mA, rango de medida ajustable según modelo para 10, 15, 20 y 25 metros, para medición de líquidos y superficies regulares.

4.1.1.2 Configuración del equipo para el funcionamiento

La configuración consiste básicamente, en asignar etiquetas (tags) al dispositivo y bloques de función, construir una estrategia de control con los bloques definidos enlazándolos entre si y ajustar sus parámetros contenidos, de forma que se obtenga la operación deseada, como tipo de entrada se señal (4 – 20mA) para los módulos analógicos, estados a reportar (activo, inactivo), alarmas a reportar (fuera de rango).

Para este trabajo se utiliza cualquier computadora que mediante un buscador web proporcionara una interfase de comunicación para equipos fieldbus, este configurador usara la terminología de Foundation fieldbus y pertenece a la red de supervisión en Ethernet.

Todas las señales se tendrán una dirección con la cual reportan su estado, la tabla IX, X, XI y XII muestran que cada sensor existente posee una etiqueta o dirección (ADD).

Tabla IX. Sensores y módulos fieldbus para unidad 1

| ADD | Parámetro a Medir | Tipo de Sensor | Módulo Fieldbus a Transmitir |
|-----|---|-----------------------------|------------------------------|
| 0 | Presión de Agua en entrada a Turbina | Transmisor de Presión | Analógico 1 |
| 1 | Presión de Agua en descarga de Turbina | Transmisor de Presión | Analógico 1 |
| 2 | Temperatura de Aceite Chumacera de Turbina | RTD tipo PT100 | Analógico 1 |
| 3 | Temperatura de Aceite Chumacera de Generador | RTD tipo PT100 | Analógico 1 |
| 4 | Temperatura de Aceite Chumacera de Excitatriz | RTD tipo PT100 | Analógico 1 |
| 5 | Presión de Aceite Chumacera de Turbina | Transmisor de Presión | Analógico 1 |
| 6 | Presión de Aceite Chumacera de Generador | Transmisor de Presión | Analógico 1 |
| 7 | *Presión de Aceite Chumacera de Excitatriz | Transmisor de Presión 1 | Transmisor de Presión 1 |
| 8 | **Caudal de Agua en Unidad | Medidor de Flujo 1 | Medidor de Flujo 1 |
| 9 | Velocidad de Rotación del Eje | Magnético | Analógico 1 |
| 10 | *Posición del Servomotor Principal | Salida de Servomotor | Analógico 2 |
| 11 | *Posición del Variador de carga | Potenciómetro | Analógico 2 |
| 12 | *Temperatura de Calefactores | Transmisor de Temperatura 1 | Transmisor de Temperatura 1 |
| 13 | *Temperatura de Agua de enfriamiento | Transmisor de Temperatura 2 | Transmisor de Temperatura 2 |
| 14 | *Temperatura devanado 1 de Generador | Transmisor de Temperatura 3 | Transmisor de Temperatura 3 |
| 15 | *Temperatura devanado 2 de Generador | Transmisor de Temperatura 4 | Transmisor de Temperatura 4 |
| 16 | *Temperatura devanado 3 de Generador | Transmisor de Temperatura 5 | Transmisor de Temperatura 5 |

* Nuevas mediciones a implementar

** Medidor remplazado por averías

Tabla X. Sensores y módulos fieldbus para unidad 2

| ADD | Parámetro a Medir | Tipo de Sensor | Módulo Fieldbus a Transmitir |
|-----|---|------------------------------|------------------------------|
| 17 | Presión de Agua en entrada a Turbina | Transmisor de Presión | Analógico 3 |
| 18 | Presión de Agua en descarga de Turbina | Transmisor de Presión | Analógico 3 |
| 19 | Temperatura de Aceite Chumacera 1 de Turbina | RTD tipo PT100 | Analógico 3 |
| 20 | Temperatura de Aceite Chumacera 2 de Turbina | RTD tipo PT100 | Analógico 3 |
| 21 | Temperatura de Aceite Chumacera de Generador | RTD tipo PT100 | Analógico 3 |
| 22 | Temperatura de Aceite Chumacera de Excitatriz | RTD tipo PT100 | Analógico 3 |
| 23 | Presión de Aceite Chumacera de Turbina | Transmisor de Presión | Analógico 3 |
| 24 | Presión de Aceite Chumacera de Generador | Transmisor de Presión | Analógico 3 |
| 25 | *Presión de Aceite Chumacera de Excitatriz | Transmisor de Presión 2 | Transmisor de Presión 2 |
| 26 | **Caudal de Agua en Unidad | Medidor de Flujo 2 | Medidor de Flujo 2 |
| 27 | Velocidad de Rotación del Eje | Magnético | Analógico 4 |
| 28 | *Posición del Servomotor Principal | Salida de Servomotor | Analógico 4 |
| 29 | *Posición del Variador de carga | Potenciómetro | Analógico 4 |
| 30 | *Temperatura de Calefactores | Transmisor de Temperatura 6 | Transmisor de Temperatura 6 |
| 31 | *Temperatura de Agua de enfriamiento | Transmisor de Temperatura 7 | Transmisor de Temperatura 7 |
| 32 | *Temperatura devanado 1 de Generador | Transmisor de Temperatura 8 | Transmisor de Temperatura 8 |
| 33 | *Temperatura devanado 2 de Generador | Transmisor de Temperatura 9 | Transmisor de Temperatura 9 |
| 34 | *Temperatura devanado 3 de Generador | Transmisor de Temperatura 10 | Transmisor de Temperatura 10 |

* Nuevas mediciones a implementar

** Medidor remplazado por averías

Tabla XI. Sensores y módulos fieldbus para unidad 3

| ADD | Parámetro a Medir | Tipo de Sensor | Módulo Fieldbus a Transmitir |
|-----|---|------------------------------|------------------------------|
| 35 | Presión de Agua en entrada a Turbina | Transmisor de Presión | Analógico 5 |
| 36 | Presión de Agua en descarga de Turbina | Transmisor de Presión | Analógico 5 |
| 37 | Temperatura de Aceite Chumacera 1 de Turbina | RTD tipo PT100 | Analógico 5 |
| 38 | Temperatura de Aceite Chumacera de Generador | RTD tipo PT100 | Analógico 5 |
| 39 | Temperatura de Aceite Chumacera de Excitatriz | RTD tipo PT100 | Analógico 5 |
| 40 | *Presión de Aceite Chumacera de Turbina | Transmisor de Presión 3 | Transmisor de Presión 3 |
| 41 | *Presión de Aceite Chumacera de Generador | Transmisor de Presión 4 | Transmisor de Presión 4 |
| 42 | *Presión de Aceite Chumacera de Excitatriz | Transmisor de Presión 5 | Transmisor de Presión 5 |
| 43 | **Caudal de Agua en Unidad | Medidor de Flujo 3 | Medidor de Flujo 3 |
| 44 | Velocidad de Rotación del Eje | Magnético | Analógico 5 |
| 45 | *Posición del Servomotor Principal | Salida de Servomotor | Analógico 5 |
| 46 | *Posición del Variador de carga | Potenciómetro | Analógico 5 |
| 47 | *Temperatura de Calefactores | Transmisor de Temperatura 11 | Transmisor de Temperatura 11 |
| 48 | *Temperatura de Agua de enfriamiento | Transmisor de Temperatura 12 | Transmisor de Temperatura 12 |
| 49 | *Temperatura devanado 1 de Generador | Transmisor de Temperatura 13 | Transmisor de Temperatura 13 |
| 50 | *Temperatura devanado 2 de Generador | Transmisor de Temperatura 14 | Transmisor de Temperatura 14 |
| 51 | *Temperatura devanado 3 de Generador | Transmisor de Temperatura 15 | Transmisor de Temperatura 15 |

Tabla XII. Sensores y módulos fieldbus para Embalse

| ADD | Parámetro a Medir | Tipo de Sensor | Módulo Fieldbus a Transmitir |
|-----|--|---------------------|------------------------------|
| 64 | Nivel 1 de Agua en Embalse | Medidor 4-20 mA | Analógico 6 |
| 65 | *Nivel 2 de Agua en Embalse | Transmisor de Nivel | Transmisor de Nivel |
| 66 | Nivel 1 de Agua en Desarenador | Medidor 4-20 mA | Analógico 6 |
| 67 | *Nivel de Agua en Desarenador en la entrada de la Tubería de Presión | Transmisor de Nivel | Transmisor de Nivel |

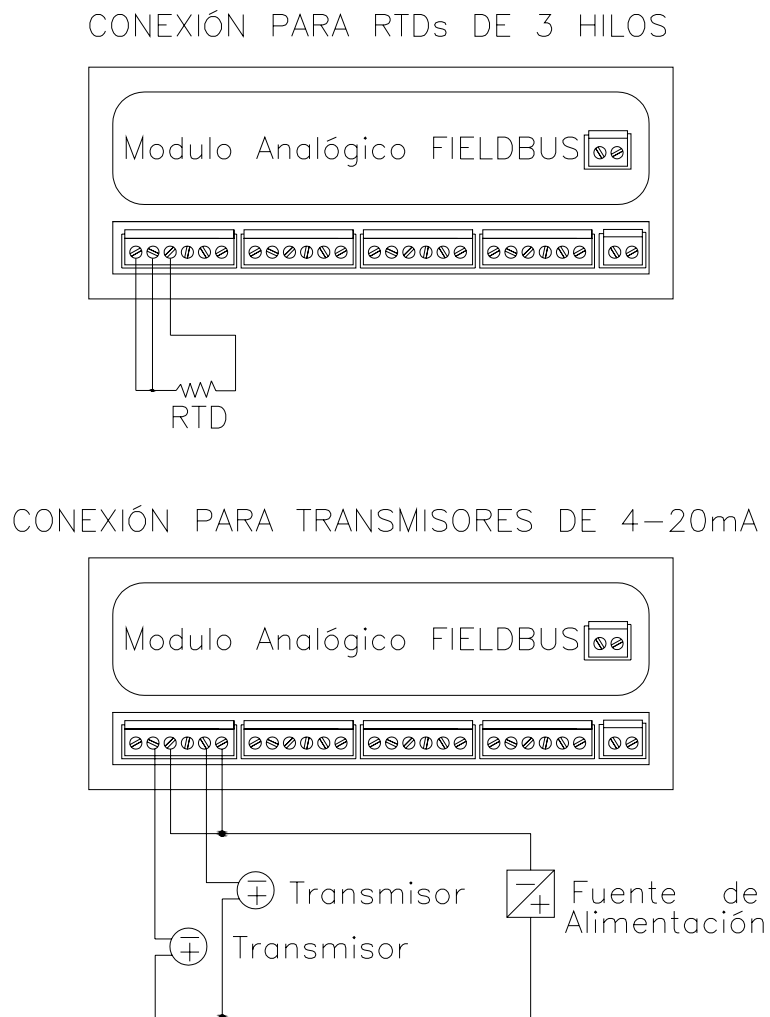
* Nuevas mediciones a implementar

** Medidor remplazado por averías

4.1.1.3 Conexión e instalación del equipo

Los módulos fieldbus para las nuevas mediciones se instalarán directamente en cada unidad de generación. Para disminuir el cableado los módulos analógicos fieldbus se instalarán dentro de un nuevo gabinete contiguo al gabinete de indicadores digitales de cada unidad, la conexión para los instrumentos se detalla en la figura 14.

Figura 14. Conexión para RTDs y transmisores de 4 a 20mA



Los módulos fieldbus a implementar nuevas mediciones serán conectados directamente a la red fieldbus con el cable blindado número 18, tal como las normas de Foundation fieldbus lo sugieren.

4.1.2 Elementos de control y mando

Como se describió en el capítulo de situación actual de proyecto, todas las válvulas principales son de tipo manual en la actualidad, tomando en cuenta que el tiempo de vida útil de las válvulas está llegando a su límite los administradores de la planta han decidido cambiarlas por válvulas electromecánicas en un futuro, se esta forma se implementarán los módulos para mando y control de las válvulas asumiendo que estas ya son de tipo electromecánico, también se agregarán módulos de mando y control para trabajar simultáneamente con las manijas de control instaladas en los paneles del cuarto de control.

4.1.2.1 Tipo de equipo

Para integrar las señales mando ejecutadas por las manijas actuales y por las válvulas electromecánicas se implementara lo siguiente:

Módulo transmisor lógico Foundation fieldbus. Con capacidad para montaje en riel DIN, aplicación de alimentación sin polaridad, integra contactos discretos de salida, provee 6 salidas digitales de 1 amperio máximo por salida y seis entradas digitales, capaz de trabajar con funciones lógicas para condicionantes de activación.

4.1.2.2 Configuración del equipo para el funcionamiento

De la misma forma que para los módulos de entrada analógica, estos se configurarán desde la red ethernet mediante el interfase que unirá las redes. Todas las señales se tendrán una dirección con la cual reportan su estado, la tabla XIII, XIV, XV, XVI, XVII y XVIII muestran que cada mando e indicación de estado existente posee una etiqueta o dirección (ADD).

Tabla XIII. Mandos y módulos fieldbus para unidad 1

| ADD | Elemento a Controlar | Tipo de Señal | Módulo Fieldbus a Transmitir |
|-----|---------------------------------|-----------------|------------------------------|
| 0 | Válvula de agua de enfriamiento | Cierre/Apertura | Digital 1 |
| 1 | Válvula de by pass | Cierre/Apertura | Digital 1 |
| 2 | Válvula de Compuerta | Cierre/Apertura | Digital 1 |
| 3 | Subir Velocidad-Carga | Valido Cierre | Digital 1 |
| 4 | Bajar Velocidad-Carga | Valido Cierre | Digital 1 |
| 5 | Calefactores | Cierre/Apertura | Digital 1 |
| 6 | Bomba de Regulación | Cierre/Apertura | Digital 2 |
| 7 | Interruptor de Campo | Cierre/Apertura | Digital 2 |
| 8 | Conectar Sincronizador | Cierre/Apertura | Digital 2 |
| 9 | Interruptor Principal | Cierre/Apertura | Digital 2 |

Tabla XIV. Estados digitales y módulos fieldbus para unidad 1

| ADD | Elemento a Controlar | Tipo de Señal | Módulo Fieldbus a Transmitir |
|-----|---|-----------------|------------------------------|
| 0 | Válvula de agua de enfriamiento | Cierre/Apertura | Digital 1 |
| 1 | Válvula de By pass | Cierre/Apertura | Digital 1 |
| 2 | Válvula de Compuerta | Cierre/Apertura | Digital 1 |
| 3 | Subir velocidad | Valido Cierre | Digital 1 |
| 4 | Bajar velocidad | Valido Cierre | Digital 1 |
| 5 | Calefactores | Cierre/Apertura | Digital 1 |
| 6 | Bomba de Regulación | Cierre/Apertura | Digital 2 |
| 7 | Interruptor de Campo | Cierre/Apertura | Digital 2 |
| 8 | Control de Potencia Generada | Cierre/Apertura | Digital 2 |
| 9 | Bomba de Regulación | Cierre/Apertura | Digital 2 |
| 10 | Conectar Sincronizador | Cierre/Apertura | Digital 2 |
| 11 | Alarma Baja Frecuencia | Cierre/Apertura | Digital 2 |
| 12 | Alarma Alta Frecuencia | Cierre/Apertura | Digital 3 |
| 13 | Alarma Sobre Voltaje | Cierre/Apertura | Digital 3 |
| 14 | Alarma Bajo Voltaje | Cierre/Apertura | Digital 3 |
| 15 | Disparo por temperatura excesiva en cojinetes | Cierre/Apertura | Digital 3 |
| 16 | Dispara por presión excesiva en cojinetes | Cierre/Apertura | Digital 3 |
| 17 | Alarma sobre excitación | Cierre/Apertura | Digital 3 |

Tabla XV. Mandos y módulos fieldbus para unidad 2

| ADD | Elemento a Controlar | Tipo de Señal | Módulo Fieldbus a Transmitir |
|-----|---------------------------------|-----------------|------------------------------|
| 10 | Válvula de agua de enfriamiento | Cierre/Apertura | Digital 4 |
| 11 | Válvula de by pass | Cierre/Apertura | Digital 4 |
| 12 | Válvula de Compuerta | Cierre/Apertura | Digital 4 |
| 13 | Subir Velocidad-Carga | Valido Cierre | Digital 4 |
| 14 | Bajar Velocidad-Carga | Valido Cierre | Digital 4 |
| 15 | Calefactores | Cierre/Apertura | Digital 4 |
| 16 | Bomba de Regulación | Cierre/Apertura | Digital 5 |
| 17 | Interruptor de Campo | Cierre/Apertura | Digital 5 |
| 18 | Conectar Sincronizador | Cierre/Apertura | Digital 5 |
| 19 | Interruptor Principal | Cierre/Apertura | Digital 5 |

Tabla XVI. Estados digitales y módulos fieldbus para unidad 2

| ADD | Elemento a Controlar | Tipo de Señal | Módulo Fieldbus a Transmitir |
|-----|---|-----------------|------------------------------|
| 18 | Válvula de agua de enfriamiento | Cierre/Apertura | Digital 4 |
| 19 | Válvula de By pass | Cierre/Apertura | Digital 4 |
| 20 | Válvula de Compuerta | Cierre/Apertura | Digital 4 |
| 21 | Subir velocidad | Valido Cierre | Digital 4 |
| 22 | Bajar velocidad | Valido Cierre | Digital 4 |
| 23 | Calefactores | Cierre/Apertura | Digital 4 |
| 24 | Bomba de Regulación | Cierre/Apertura | Digital 5 |
| 25 | Interruptor de Campo | Cierre/Apertura | Digital 5 |
| 26 | Control de Potencia Generada | Cierre/Apertura | Digital 5 |
| 27 | Bomba de Regulación | Cierre/Apertura | Digital 5 |
| 28 | Conectar Sincronizador | Cierre/Apertura | Digital 5 |
| 29 | Alarma Baja Frecuencia | Cierre/Apertura | Digital 5 |
| 30 | Alarma Alta Frecuencia | Cierre/Apertura | Digital 6 |
| 31 | Alarma Sobre Voltaje | Cierre/Apertura | Digital 6 |
| 32 | Alarma Bajo Voltaje | Cierre/Apertura | Digital 6 |
| 33 | Disparo por temperatura excesiva en cojinetes | Cierre/Apertura | Digital 6 |
| 34 | Dispara por presión excesiva en cojinetes | Cierre/Apertura | Digital 6 |
| 35 | Alarma sobre excitación | Cierre/Apertura | Digital 6 |

Tabla XVII. Mandos y módulos fieldbus para unidad 3

| ADD | Elemento a Controlar | Tipo de Señal | Módulo Fieldbus a Transmitir |
|-----|---------------------------------|-----------------|------------------------------|
| 20 | Válvula de agua de enfriamiento | Cierre/Apertura | Digital 7 |
| 21 | Válvula de by pass | Cierre/Apertura | Digital 7 |
| 22 | Válvula de Compuerta | Cierre/Apertura | Digital 7 |
| 23 | Subir Velocidad-Carga | Valido Cierre | Digital 7 |
| 24 | Bajar Velocidad-Carga | Valido Cierre | Digital 7 |
| 25 | Calefactores | Cierre/Apertura | Digital 7 |
| 26 | Bomba de Regulación | Cierre/Apertura | Digital 8 |
| 27 | Interruptor de Campo | Cierre/Apertura | Digital 8 |
| 28 | Conectar Sincronizador | Cierre/Apertura | Digital 8 |
| 29 | Interruptor Principal | Cierre/Apertura | Digital 8 |

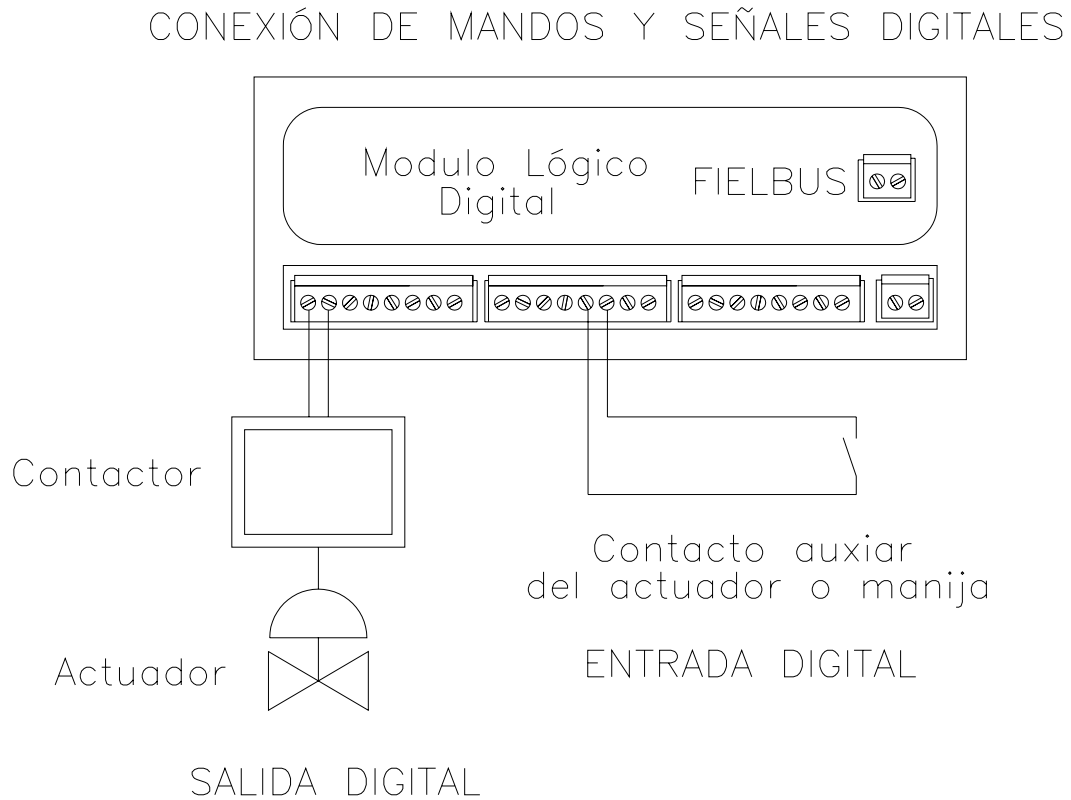
Tabla XVIII. Estados digitales y módulos fieldbus para unidad 3

| ADD | Elemento a Controlar | Tipo de Señal | Módulo Fieldbus a Transmitir |
|-----|---|-----------------|------------------------------|
| 36 | Válvula de agua de enfriamiento | Cierre/Apertura | Digital 7 |
| 37 | Válvula de By pass | Cierre/Apertura | Digital 7 |
| 38 | Válvula de Compuerta | Cierre/Apertura | Digital 7 |
| 39 | Subir velocidad | Valido Cierre | Digital 7 |
| 40 | Bajar velocidad | Valido Cierre | Digital 7 |
| 41 | Calefactores | Cierre/Apertura | Digital 7 |
| 42 | Bomba de Regulación | Cierre/Apertura | Digital 8 |
| 43 | Interruptor de Campo | Cierre/Apertura | Digital 8 |
| 44 | Control de Potencia Generada | Cierre/Apertura | Digital 8 |
| 45 | Bomba de Regulación | Cierre/Apertura | Digital 8 |
| 46 | Conectar Sincronizador | Cierre/Apertura | Digital 8 |
| 47 | Alarma Baja Frecuencia | Cierre/Apertura | Digital 8 |
| 48 | Alarma Alta Frecuencia | Cierre/Apertura | Digital 9 |
| 49 | Alarma Sobre Voltaje | Cierre/Apertura | Digital 9 |
| 50 | Alarma Bajo Voltaje | Cierre/Apertura | Digital 9 |
| 51 | Disparo por temperatura excesiva en cojinetes | Cierre/Apertura | Digital 9 |
| 52 | Dispara por presión excesiva en cojinetes | Cierre/Apertura | Digital 9 |
| 53 | Alarma sobre excitación | Cierre/Apertura | Digital 9 |

4.1.2.3 Conexión e instalación del equipo

Los módulos fieldbus para los mandos y entradas de estado del equipo se instalarán en un gabinete cercano al equipo a controlar., la conexión para los instrumentos se detalla en la figura 15.

Figura 15. Conexión para válvulas y manijas



4.1.3 Elementos de medición y despliegue

Para los indicadores digitales que se encuentran actualmente no habrá variación alguna ya que su ubicación, en los gabinetes que se encuentran frente a cada unidad es necesaria, los módulos analógicos fieldbus realizaran el trabajo de tener estas mismas mediciones desplegadas posteriormente en la consola de Interfase Hombre Maquina (IHM), a ubicarse en el cuarto de control.

Para el caso de los indicadores analógicos ubicados en los paneles del cuarto de control, se conectarán en serie, las entradas de corriente de los indicadores a las entradas de un módulo analógico fieldbus, con esto se podrán tener las mediciones de forma digital en la consola local, además se podrán definir límites en los cuales se programarán alarmas para cada medición.

4.1.3.1 Tipo de equipo

Para integrar las señales de 4 a 20mA utilizadas por los indicadores digitales se implementara.

Módulo transmisor fieldbus de entradas analógicas. Con capacidad para montaje en riel DIN, aplicación de alimentación sin polaridad, ocho canales de entrada para RTDs de 2 o 3 terminales, termocoplas, mV, mA u ohms, corriente máxima de 22mA, Alimentado a través del fieldbus Foundation con accesorios estándar para fuentes de alimentación fieldbus, Utilizar cable de cobre ordinario del calibre necesario para asegurarse de que el voltaje que pasa por los terminales de alimentación del transmisor no descienda por debajo de 9 VCC.

4.1.3.2 Configuración del equipo para el funcionamiento

De la misma forma que se utilizo para trasladar las señales de los sensores, la configuración consiste básicamente, en asignar etiquetas (tags) al dispositivo y bloques de función, construir una estrategia de control con los bloques definidos enlazándolos entre si y ajustar sus parámetros contenidos, de forma que se obtenga la operación deseada, como tipo de entrada se señal (4 – 20mA), estados a reportar (activo, inactivo), alarmas a reportar (fuera de rango).

También para este trabajo se utiliza cualquier configurador web para equipos fieldbus, con los mismos pasos y requerimientos utilizados para integrar las todas las señales y parámetros de los sensores. Todas las señales se tendrán una dirección con la cual reportan su estado, la tabla XIX muestra que cada señal tomada de un indicador análogo existente posee una dirección (ADD).

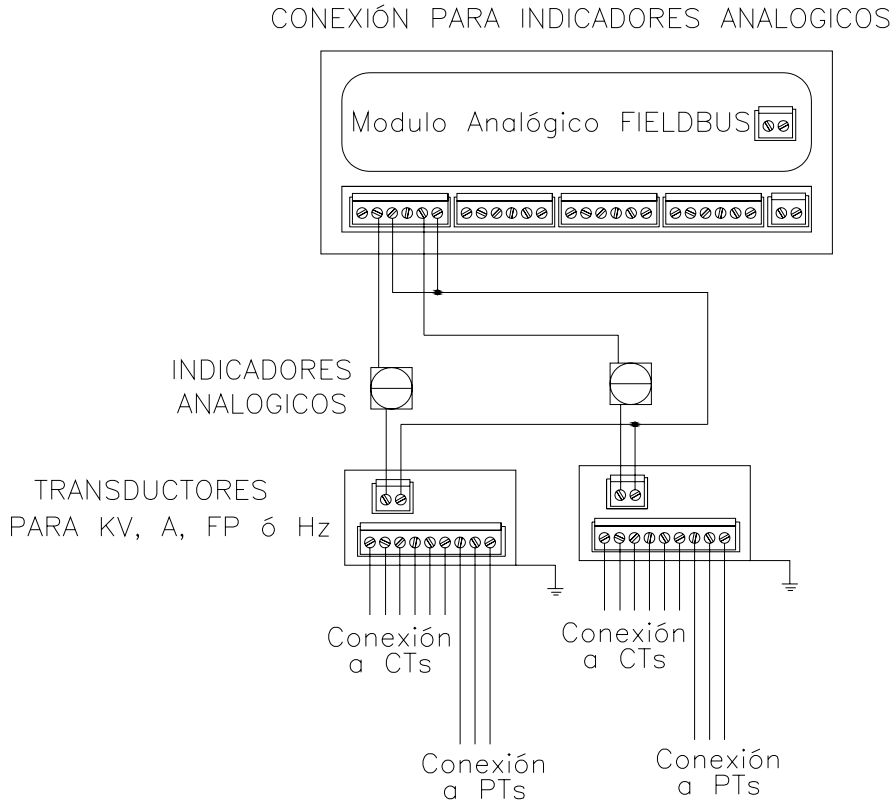
Tabla XIX. Indicadores analógicos para cada unidad de generación

| ADD | Parámetro a Medir | Señal proveniente de | Módulo Fieldbus |
|-----|-----------------------------|----------------------|-----------------|
| 52 | Voltaje de Unidad 1 | Transductor de KV | Analógico 7 |
| 53 | Corriente de Unidad 1 | Transductor de A | Analógico 7 |
| 54 | Factor de Potencia Unidad 1 | Transductor de FP | Analógico 7 |
| 55 | Frecuencia Unidad 1 | Transductor de f | Analógico 7 |
| 56 | Voltaje de Unidad 2 | Transductor de KV | Analógico 7 |
| 57 | Corriente de Unidad 2 | Transductor de A | Analógico 7 |
| 58 | Factor de Potencia Unidad 2 | Transductor de FP | Analógico 7 |
| 59 | Frecuencia Unidad 2 | Transductor de f | Analógico 7 |
| 60 | Voltaje de Unidad 3 | Transductor de KV | Analógico 8 |
| 61 | Corriente de Unidad 3 | Transductor de A | Analógico 8 |
| 62 | Factor de Potencia Unidad 3 | Transductor de FP | Analógico 8 |
| 63 | Frecuencia Unidad 3 | Transductor de f | Analógico 8 |

4.1.3.3 Conexión e instalación del equipo

Estos módulos se instalarán en los paneles existentes en el cuarto de control, en estos paneles se encuentran instalados los indicadores analógicos los cuales se conectarán en serie con las entradas de los módulos fieldbus, como se explico anteriormente las señales de los indicadores provienen de transductores conectados a transformadores de medida para cada unidad, la conexión para los instrumentos se detalla en la figura 16.

Figura 16. Conexión para indicadores analógicos



4.1.4 Accesorios de comunicación

Hasta ahora se conocen todos los módulos que se utilizarán para implementar la red de buses de campo para la instrumentación en la hidroeléctrica, a continuación se presenta el elemento de comunicación que realizará el interfase entre la red de campo (fieldbus) y la red ethernet con la cual se supervisará a un nivel superior. También se adicionara un enlace inalámbrico vía radio para la comunicación entre la caseta del embalse y la casa de maquinas.

4.1.4.1 Tipo de equipo

a) Módulo interfase con capacidad de hasta cuatro segmentos de Foundation fieldbus, suministrando conexión hasta para 64 módulos fieldbus. También provee alimentación de 24VDC para los módulos, capacidad para que los módulos interfase puedan ser leídos por un sistema host, puerto serial RS485 con protocolo modbus RTU con velocidades desde hasta 57600bps, modbus TCP/IP y FTP para transferencia sobre ethernet, resguardado con protección IP65, temperatura de operación interna -40 a 60°C, comunicación en ethernet 10baseT/ 100Mbps, modbus TCP/IP y FTP.

b) Módulo transmisor receptor ethernet inalámbrico, configuración para estación base, de repetición o terminal, puerto RJ45 ethernet 10baseT/ 100Mbps, frecuencias de transmisión 380-512 MHz para UHF y 132-174 para VHF, Ancho de banda de canal 12.5 KHz, voltaje de alimentación 10-16 VCC, potencia de 5 vatios, conector N para salida en radio frecuencia.

c) Antena Yagi para radio frecuencias, ganancia de 10 decibeles, rango de frecuencia 450 a 470 MHz, conector tipo N, 5 elementos. También se utilizarán cables para radio frecuencia y conectores tipo N.

4.1.4.2 Descripción del funcionamiento

Módulo de interfase entre instrumentos Foundation fieldbus y sistemas sin usos de bus usando protocolos estándares, el interfase ethernet permite que cualquier dispositivo de campo pueda ser leído o comandado desde un estándar buscador web, accediendo al módulo mediante una dirección IP previamente configurada desde el puerto serial.

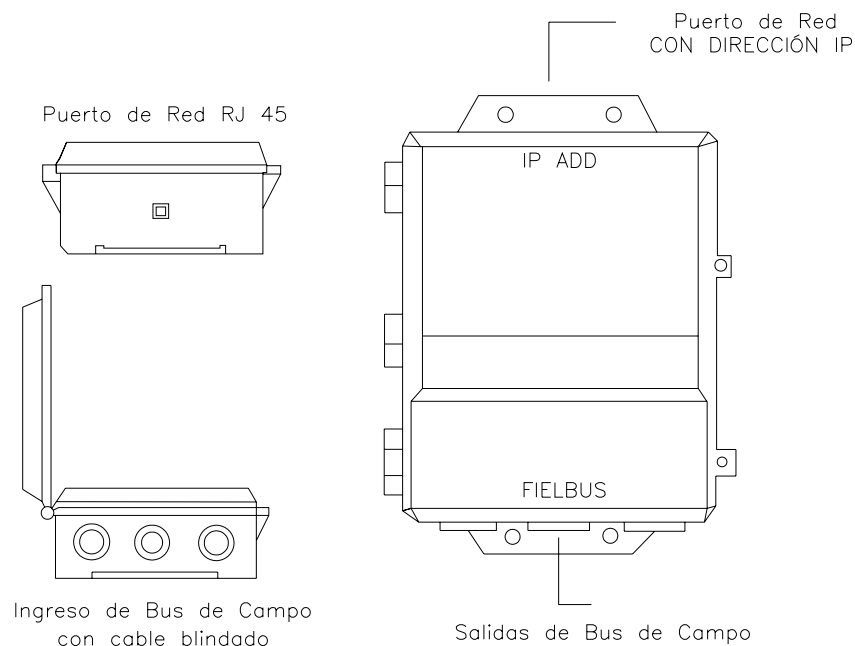
El dispositivo posee un servidor dentro donde se almacena la información de las mediciones, mandos y estados digitales. El buscador web ingresara a toda la información mediante la etiqueta o dirección previamente asignada a cada módulo fieldbus. También se instalara uno en la caseta del embalse para adquirir las señales y posteriormente enviarlas a la casa de Máquinas por el enlace de ethernet vía radio.

4.1.4.3 Conexión e instalación del equipo

El módulo de conexión entre Buses de Campo y Ethernet se instalara en uno de los gabinetes disponibles en el cuarto de control, recibiendo un solo cable blindado proveniente de la red de Buses de Campo de la planta, suministrando de esta forma una dirección IP mediante un puerto Ethernet a toda la red de la planta. El conexionado del dispositivo se muestra en la figura 17.

Figura 17. Módulo de interfase entre Ethernet y Fieldbus

CONEXIÓN DE INTERFASE ETHERNET / FIELDBUS



4.1.5 Diseño de Interfase Hombre Máquina y elementos finales a integrar el sistema

El ultimo interfase a implementar es el llamado IHM que es la abreviación de Interfase Hombre Máquina, este el medio de comunicación entre el operador de la planta y todos los instrumentos del sistema, consiste en una computadora compuesta con hardware y software adecuados a la aplicación. El hardware de ser para uso continuo, debido que estará supervisando el estado de la planta, su funcionamiento será de veinticuatro horas al día. El software es el programa a instalarse que se encargará de traducir las señales contenidas en los protocolos de ethernet, en un ambiente de programación y supervisión.

4.1.5.1 Tipo de equipo

A continuación se detallan los elementos necesarios para implementar el Interfase Hombre Máquina (IHM).

a) Hardware, la computadora debe de poseer como mínimo los siguientes requerimientos, procesador de 2.0 GHz, 256MB de RAM, disco duro de 40Gb, tarjeta madre con nivel de uso continuo, monitor de 17 pulgadas para uso continuó, sistema operativo mediante ventanas, tarjeta de red ethernet 10/100 Mbps, hub o concentrador de 4 puertos, cables UTP para red y conectores RJ45.

b) Software, basado en un programa maestro el cual los reúne dos programas principales que son supervisión y configuración, capacidad de supervisión y configuración mediante el puerto de red a 10/100 Mbps, configuración de impresora para el reporte de alarmas mediante asignación de impresora por dirección IP, supervisión y configuración a través de ambiente en ventanas.

4.1.5.2 Descripción del funcionamiento

La programación en la IHM sirve para configurar todas las señales que deseamos supervisar, interrogándola desde el equipo que recibe la señal del estado de un instrumento hasta llegar a la computadora por medio del puerto de red, estando disponible las señales de estado y medición de los equipos el programador deberá asignarle una figura o valor en las pantallas, el cual variara de forma proporcional a la señal recibida por los sensores o transmitida por los actuadores en el campo.

La supervisión en la IHM servirá al operador de la planta para ejecutar las tareas necesarias para manipular los elementos de la planta, basándose en la programación previamente realizada en las pantallas de la computadora, supervisando que los valores desplegados en pantalla sean los requeridos para la operación de la planta.

4.2 Diseño de Red de Control Distribuido en Ethernet y Buses de Campo aplicado a la instrumentación

Conociendo todos los elementos a formar toda la instrumentación adicionando la supervisión y el control para la misma, a continuación se describirá la forma de integrar todos los instrumentos para que trabajen en un solo sistema.

4.2.1 Arquitectura del sistema

A continuación se describirán los pasos que formaran la arquitectura del sistema, el cual se propone para el mejoramiento de la instrumentación de la Central Hidroeléctrica Santa Maria.

4.2.1.1 Casa de Máquinas

Primer paso, elementos sensores, para la adquisición de las señal de los sensores actualmente instalados, se instalarán dos módulos de entradas analógicas para cada unidad de generación, estos proveerán una etiqueta o dirección para cada señal de 4 a 20mA, estos módulos se ubicarán físicamente dentro de los gabinetes existentes frente a cada unidad de generación, debido a que no todas las unidades tienen implementadas las mediciones necesarias para el control de los equipos, se implementaran nuevos sensores con basada en estándares de Foundation fieldbus.

Segundo paso, elementos de control y mando, para realizar los mandos desde la consola de operación en el cuarto de control, se instalarán módulos lógicos basados en los estándares de Foundation fieldbus, los cuales contienen salidas digitales que mediante reles o contactores proveerán la alimentación para la actuación de los elementos finales de control.

Tomando en consideración que las válvulas mecánicas actuales serán remplazadas por válvulas electromecánicas manipuladas por servomotores, para el caso de los mandos realizados en el panel mímico los reles o contactores se instalarán de tal forma que al energizarse cierre o abra un contacto que active el circuito de control. Para el caso de las válvulas el módulo lógico se instalara en el sótano de la Casa de Máquinas y en los paneles del cuarto de control para el caso de los mandos que ya se encuentren implementados, esto con el objetivo de reducir el cableado de la red.

Tercer paso, elementos de medición, para integrar las mediciones mostradas por los indicadores analógicos se instalarán módulos Foundation fieldbus, los cuales se instalaran de manera que reciban una señal en serie de los medidores analógicos, la señal para ambos dispositivos la suministra un transductor actualmente instalado.

4.2.1.2 Embalse

Primer paso, instalación de transmisores de nivel, los actualmente instalados se integrarán a módulos de entradas analógicas, utilizando solamente las dos necesarias para el nivel de presa y de desarenador, quedando las demás disponibles para futuras ampliaciones de señales.

De acuerdo a los requerimientos de los operadores de la planta se requieren más indicaciones, por lo cual se instalarán transmisores de nivel con estándares de Foundation fieldbus, para un segundo nivel del agua en los desarenadores y para el nivel de agua en la entrada a la tubería de presión.

Segundo paso, implementación de enlace de comunicación, para llevar la información de los transmisores de nivel desde el embalse hasta la Casa de Máquinas, se instalarán dos radios para transmisores receptores con las características descritas en el sub capítulo anterior, debido a que no existe línea vista o vista directa entre el Embalse y la Casa de Máquinas los radios se selecciono este tipo de radio enlace, el puerto de entrada a los radios es Ethernet de manera que puedan existir las dos redes propuestas, la salida posee un conector tipo N que conectara al cable RF y que este a su vez transmitirá las señales la antena tipo Yagi, las antena a instalar en el embalse y en la Casa de Máquinas, deben de estar fijadas a un mástil o torre de telecomunicaciones con la altura adecuada para el enlace. La altura se determinara mediante pruebas y cálculos para radio enlaces.

4.2.1.3 Redes

Primer paso, instalación de bus de campo, ya que todos los actuales instrumentos se encuentran de alguna forma conexiados para reportar o aceptar señales de los módulos fieldbus, se instalará una red que conectará de forma paralela todos los módulos existentes, la red se instalará con cable blindado de un par calibre dieciocho de acuerdo a los estándares de Foundation fieldbus. Esto reducirá el cableado ya que al cuarto de control solo llegara este par blindado.

Segundo paso, instalación de interfase de comunicación, este nos proveerá un puerto Ethernet con una dirección IP por la cual ingresaremos a la red fieldbus mediante una computadora con puerto de red.

Tercer paso, configuración de módulos fieldbus, mediante una computadora que posea configurada una tarjeta de red 10/100Mbps, podremos ingresar a todos los dispositivos fieldbus mediante cualquier buscador web, en el buscador web ingresaremos la dirección IP asignada previamente al módulo de interfase, este nos mostrará un explorador de ventanas donde veremos todos los módulos conectados y alimentados en la red, después de constar que todos los elementos instalados se encuentre en pantalla, asignaremos todas las etiquetas o direcciones para los módulos presentadas en el sub capítulo anterior.

Cuarto paso, instalación de red Ethernet, nuestra red LAN se estructurara con cable UTP según los estándares para Ethernet de IEEE explicados en el capítulo tres, dejando puertos disponibles para futuras instalaciones de equipos para automatización (PLC) o de Dispositivos Inteligentes (IED) como medidores de energía o relevadores de protección que puedan se implementados dentro de la red.

Quinto paso, configuración elementos en red Ethernet, debido a que nuestro elemento principal en esta red es la consola de interfase entre el operador y la instrumentación, todos los pasos se describen en el siguiente tema.

4.2.1.4 IHM

A continuación se describe la forma de diseñar y programar el Interfase Hombre Máquina, para esto se implementara con el software descrito en el análisis de equipo a implementar, con el cual realizaremos la configuración de los dispositivos desde la red Ethernet realizando lo siguiente.

Primer paso, verificar que hay conexión física entre la computadora y la red Ethernet, luego asignarle a la computadora la dirección IP teniendo en cuenta los dominios de la red, realizar un pequeña interrogación (ping) hacia cualquier IP de la red desde el comando ejecutar, para comprobar que existe un enlace entre la computadora y el módulo de interfase fieldbus, ya que en este módulo se encuentra toda la información.

Segundo Paso, buscar dentro del programa la función de comunicación, dentro de la función de comunicación se tiene que especificar cual es la dirección IP de donde se recibirá la información, en esta dirección se introducirá la configurada en el módulos fieldbus perteneciente a la planta para la cual se le asignara una base de datos que definiremos como BDA (Base de Datos A) y el perteneciente a la caseta del embalse con el cual abriremos otra base de datos que definiremos como BDB (Base de Datos B) , en esta opción también se debe de asignar la dirección IP de la impresora que se utilizara para crear los reportes y alarmas.

Tercer paso, definir tipos y número de señales, buscar dentro del programa la función de ingreso de base de datos, al ingresar a esta división se debe declarar para cada base de datos cual es el número de señales.

Las señales anteriores son entradas digitales (estados), salidas digitales (mandos) y entradas analógicas (mediciones). También se debe de especificar desde que etiqueta o dirección inicia cada grupo. Las etiquetas fueron asignadas a cada módulo fieldbus conectándose desde un buscador web a la dirección del módulo de interfase fieldbus.

Para el punto de partida de las señales tomaremos el cero como inicio de manera que la base de datos a ingresar corresponde con las direcciones (ADD) especificadas en las tablas de este capítulo. De acuerdo a la propuesta de instrumentos a implementar en el proyecto nuestras bases de datos quedarían como lo muestran las tablas XX y XXI.

Tabla XX. Base de datos de La Planta (BDA)

| Tipo de Señal | Cantidad de Señales | Inicio de Señales | Señales a formar parte de |
|---------------------|---------------------|-------------------|---------------------------|
| Entradas digitales | 54 | 0 | BDA |
| Salidas digitales | 30 | 0 | BDA |
| Entradas Analógicas | 64 | 0 | BDA |
| Salidas Analógicas | 0 | 0 | BDA |

Tabla XXI. Base de datos de Embalse (BDB)

| Tipo de Señal | Cantidad de Señales | Inicio de Señales | Señales a formar parte de |
|---------------------|---------------------|-------------------|---------------------------|
| Entradas digitales | 0 | 0 | BDB |
| Salidas digitales | 0 | 0 | BDB |
| Entradas Analógicas | 4 | 64 | BDB |
| Salidas Analógicas | 0 | 0 | BDB |

Cuarto Paso, Creación de base de datos, definiendo las cantidades descritas anteriormente el software creara los espacios disponibles e comenzara a solicitar los siguientes datos los cuales deben definirse, nombre de la señal digital, nombre para la señal digital cuando el estado sea cero, nombre de la señal digital cuando el estado sea uno, tipo de señal indicación o alarma, mando relacionado con la señal, imprimir cuando exista una alarma, guardar en historial alarma o maniobra. Para las señales analógicas solicitar lo siguiente: nombre de la señal, valor máximo asignado a la señal, valor mínimo asignado a la señal, punto al que se debe encontrar la señal (set point), definición de límites para indicación de alarmas, número para escalar valores. Todas estas señales pueden ser en su mayoría llenadas automáticamente al estar realizando la configuración en red, ya que los módulos fieldbus enviaran los datos según su etiqueta para su configuración.

Quinto paso, Creación de imágenes, las imágenes a presentar en las pantallas de la IHM deben de ser creadas, seleccionadas desde una librería del software o importadas desde un archivo que permita el software, en los primeros programas que existieron para IHM todas las imágenes tenían que ser dibujadas dentro del mismo programa.

Los más recientes programas permiten la importación de imágenes con extensiones de alta resolución lo que permite tener pantallas del proceso de generación más real. De cualquier forma en el programa existirán imágenes fijas, como por ejemplo el de un generador eléctrico, e imágenes variables que se asignaran según el estado de la variable.

Sexto paso, definición de las pantallas, en este paso se definirán y el número de pantallas mediante que el operador podrá visualizar en la computadora.

Séptimo paso, creación de pantallas, teniendo todas las imágenes en librería y todas las señales en las bases de datos, se procederá de la siguiente forma. Para las señales digitales, asignar a cada valor 0 y 1 la imagen que se desee mostrar, en caso de ser alarma el texto que se desee que se muestre en pantalla. Para el caso de las mediciones de los sensores, colocar a la par de una imagen fija de un sensor un cuadro activo, este cuadro activo mostrara las proporcionalmente los valores de las señales en tiempo real, según los límites y valores establecidos en la base de datos.

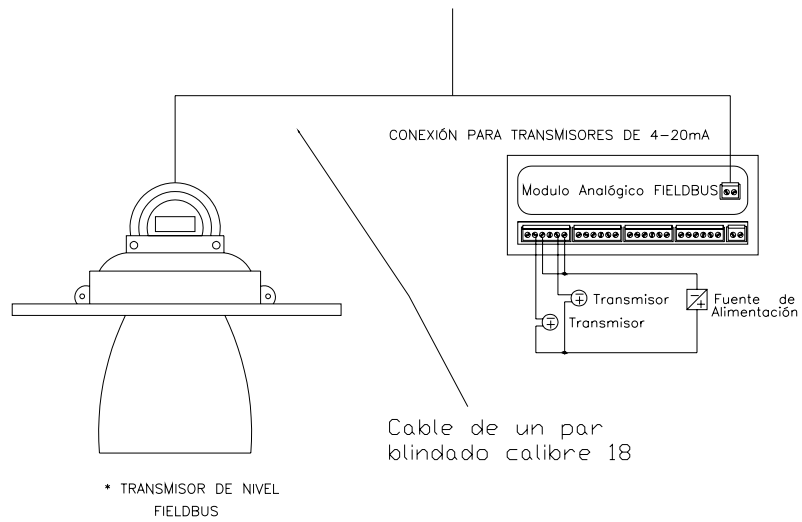
Octavo paso, creación de usuarios, creadas las pantallas el siguiente paso crear un listado de usuarios a los cuales se les seleccionara el nivel de acceso a las pantallas, en esta parte es necesario asignar una clave por usuario, los usuarios se configuraran de la siguiente forma. Supervisor, tendrá acceso a todas las pantallas pero no podrá realizar mandos. Operador, tendrá acceso a todas las pantallas pero no al nivel de configuración. Gestor, tendrá acceso a todas las pantallas y al nivel de configuración para realizar cualquier cambio.

4.2.1.5 Esquemas

Con toda la información de los puntos anteriores presentaremos la creación de la arquitectura completa se presenta de la figura 18 a la 22.

Figura 18. Propuesta de instrumentación para Embalse

ARQUITECTURA FIELBUS PARA EMBALSE



* PARA SIMPLIFICACIÓN SOLO SE INDICA UNO
LAS CANTIDADES EXACTAS SE INDICAN EN LA BASE DE DATOS

Figura 19. Propuesta de instrumentación para cada unidad

ARQUITECTURA FIELDBUS PARA
UNIDAD 1 2 y 3

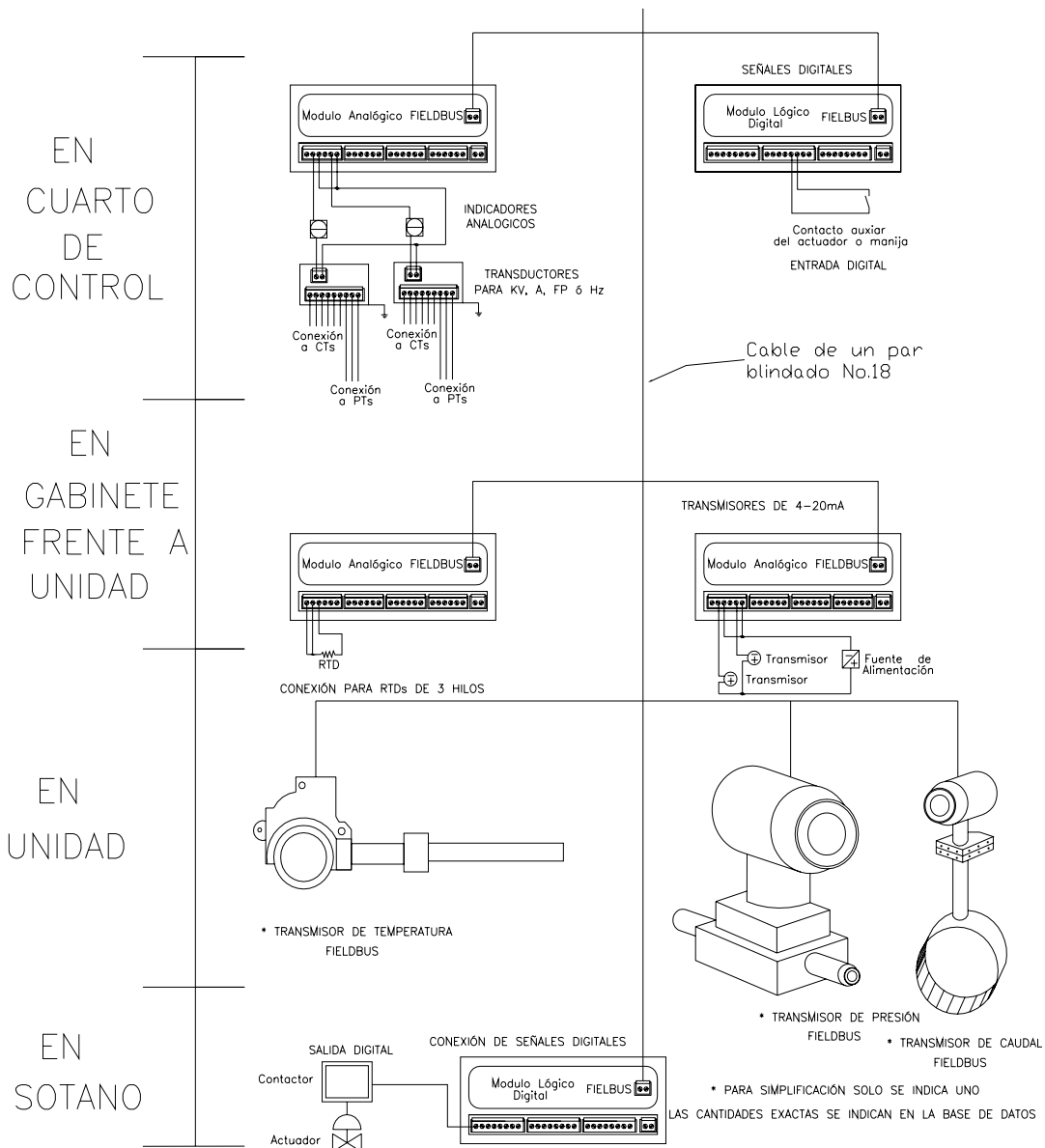


Figura 20. Sistema completo de instrumentación

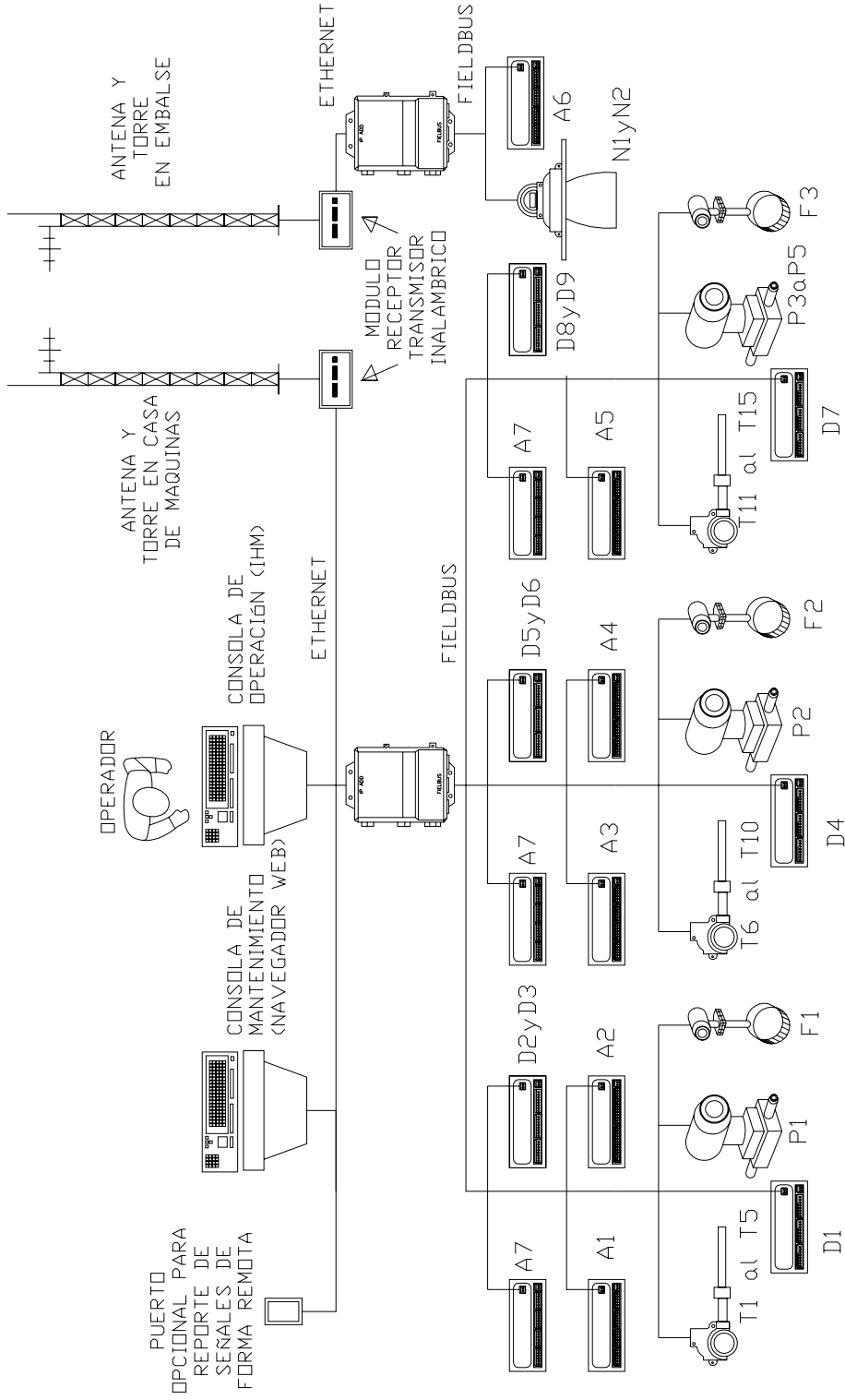


Figura 21. Ubicación de dispositivos Fieldbus

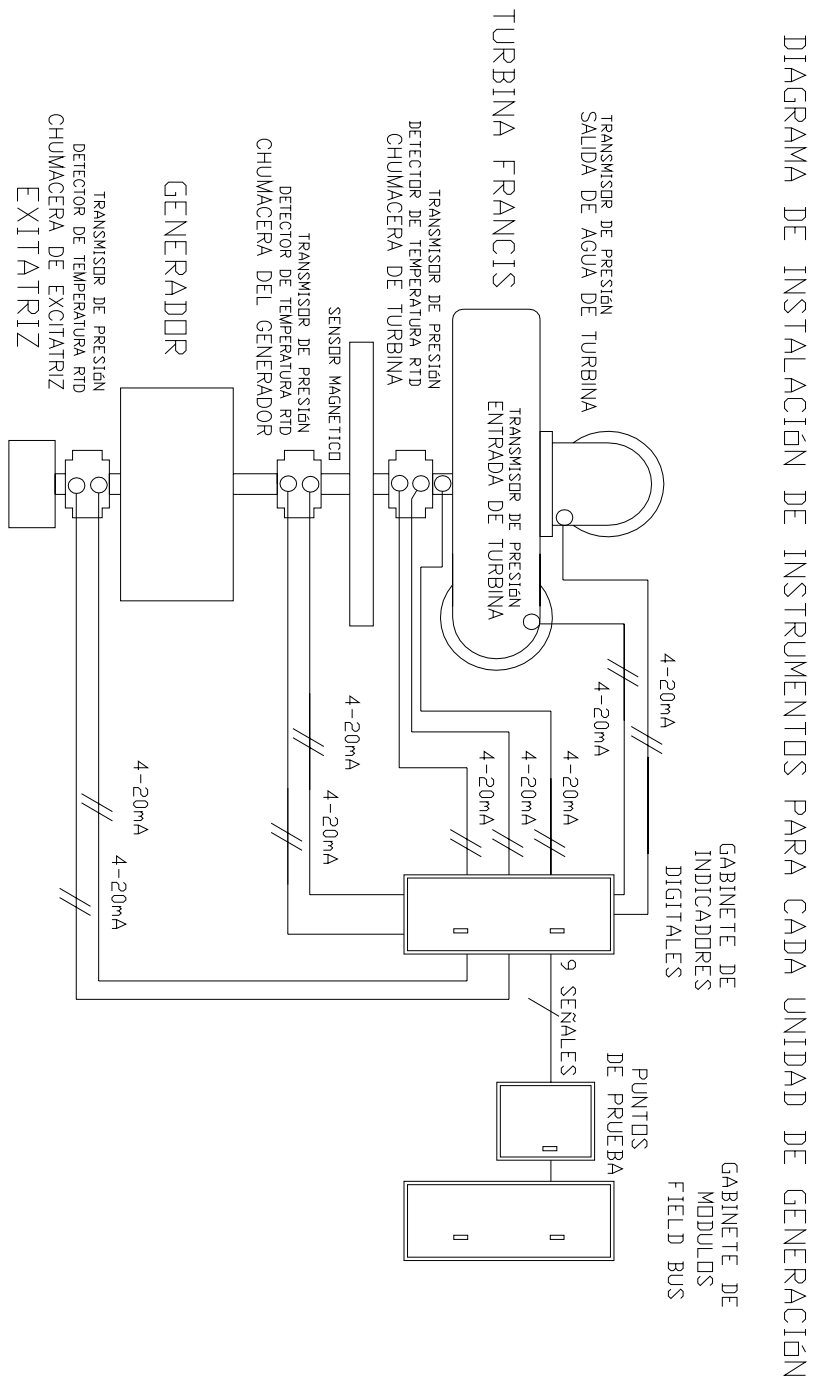
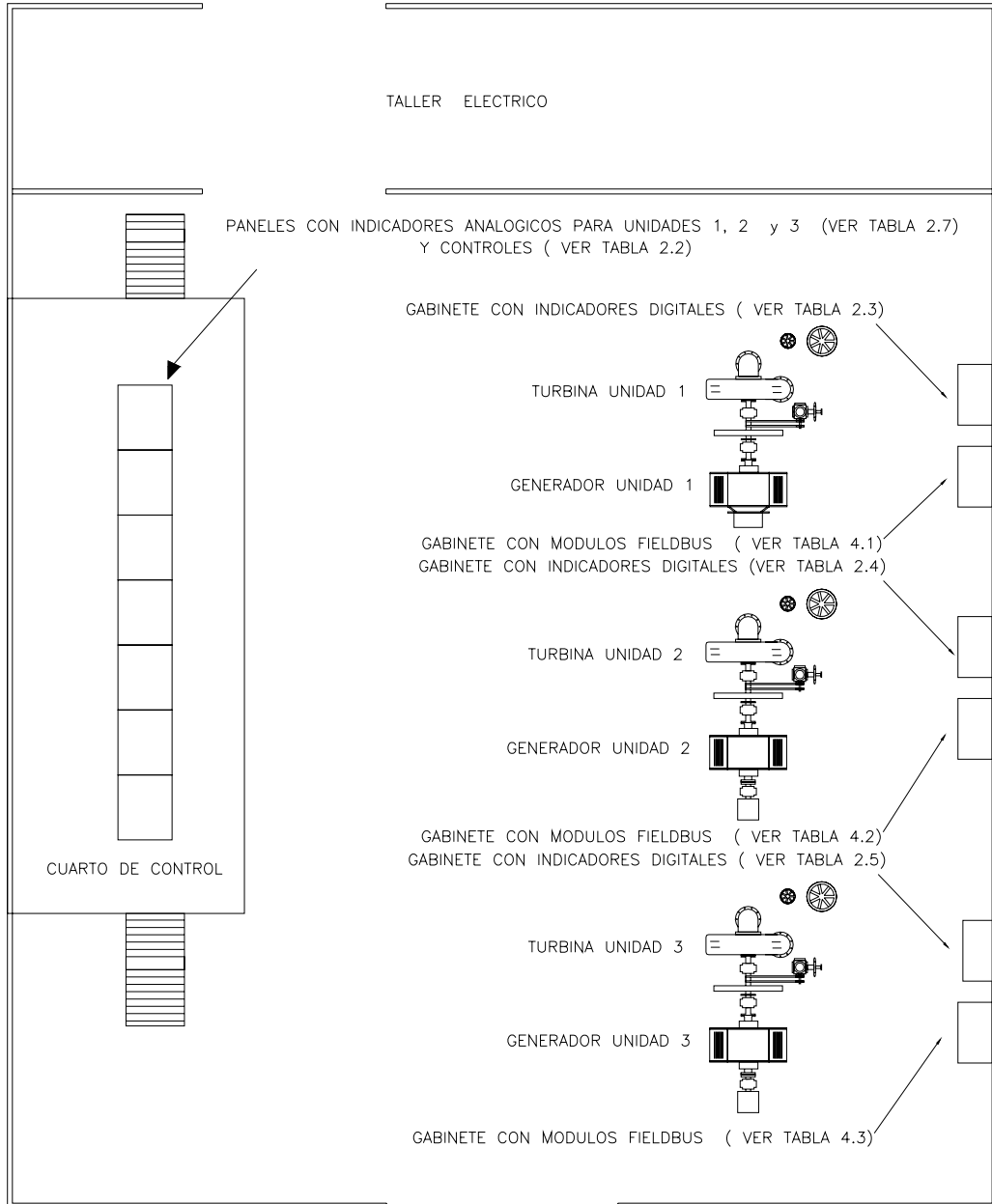


Figura 22. Ubicación de dispositivos fieldbus en Casa de Máquinas



4.2.2 Cálculos para la instalación

Los siguientes cálculos permiten conocer la cantidad y el tipo accesorios para la instalación de los módulos Fieldbus y su puesta en servicio.

Datos:

Dispositivos Fieldbus

Consumo de corriente de módulos estándar Fieldbus: 20mA en 24VDC

Módulos de Alimentación:

Voltaje de salida: 24VDC

Amperaje nominal de salida: 350mA

Tomas: 8 Salidas de 350mA cada una.

Trayectorias:

Distancia de Alimentación a Medidores Analógicos 1: 5m

Distancia de Medidores Analógicos a Unidad 1: 45m

Distancia de Unidad 1 a Tubería de Caudal 1: 15m

Distancia de Alimentación a Medidores Analógicos 2: 5m

Distancia de Medidores Analógicos 2 a Unidad 2: 30m

Distancia de Unidad 2 a Tubería de Caudal 2: 15m

Distancia de Alimentación a Medidores Analógicos 3: 5m

Distancia de Medidores Analógicos 3 a Unidad 3: 45m

Distancia de Unidad 3 a Tubería de Caudal 3: 15m

Cobre:

Conductancia: $1/57 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$

4.2.2.1 Consumo de corriente por grupo de instrumentos

Cantidad de Módulos Sensores Fieldbus para Unidad 1 (Ver tabla 4.1): 8
Unidades

Consumo por Grupo Unidad 1= $8 \times 20\text{mA} = 160\text{mA}$

Cantidad de Módulos Sensores Fieldbus para Unidad 2 (Ver tabla 4.2): 8
Unidades

Consumo por Grupo Unidad 2= $8 \times 20\text{mA} = 160\text{mA}$

Cantidad de Módulos Sensores Fieldbus para Unidad 3 (Ver tabla 4.3): 9
Unidades

Consumo por Grupo Unidad 3= $9 \times 20\text{mA} = 180\text{mA}$

Nota: El consumo del transmisor de cauda se toma independiente del grupo de unidad ya que esta a 15 metros de donde se encuentra el grupo de sensores de su unidad.

Cantidad de Módulos Sensores Fieldbus para Embalse (Ver tabla 4.4): 3
Unidades

Consumo por Grupo Embalse = $3 \times 20\text{mA} = 60\text{mA}$

Cantidad de Módulos de Mando Fieldbus Unidad 1 (Ver tabla 4.5): 2
Unidades

Consumo por Grupo de Mando 1= $2 \times 20\text{mA} = 40\text{mA}$

Cantidad de Módulos Digitales Fieldbus Unidad 1 (Ver tabla 4.6): 3
Unidades

Consumo por Grupo Digital 1= $3 \times 20\text{mA} = 60\text{mA}$

Cantidad de Módulos de Mando Fieldbus Unidad 2 (Ver tabla 4.7): 2
Unidades

Consumo por Grupo de Mando 2= $2 \times 20\text{mA} = 40\text{mA}$

Cantidad de Módulos Digitales Fieldbus Unidad 2 (Ver tabla 4.8): 3
Unidades

Consumo por Grupo Digital 2= $3 \times 20\text{mA} = 60\text{mA}$

Cantidad de Módulos de Mando Fieldbus Unidad 3 (Ver tabla 4.9): 2
Unidades

Consumo por Grupo de Mando 3= $2 \times 20\text{mA} = 40\text{mA}$

Cantidad de Módulos Digitales Fieldbus Unidad 3 (Ver tabla 4.10): 3
Unidades

Consumo por Grupo Digital 3= $3 \times 20\text{mA} = 60\text{mA}$

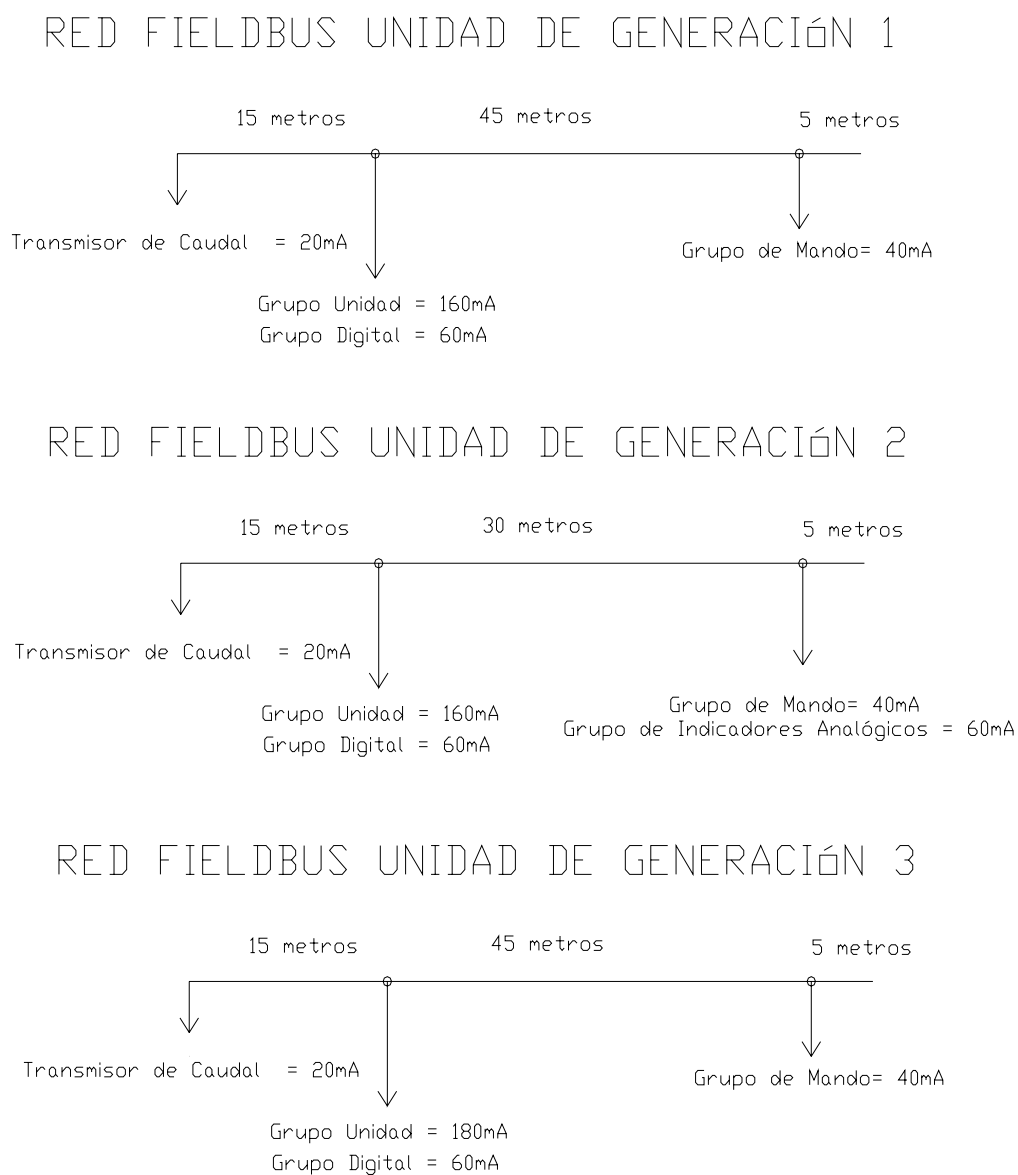
Cantidad de Módulos Analógicos Fieldbus para Indicadores Analógicos (Ver
tabla 4.11): 3 Unidades

Consumo por Grupo de Indicadores Analógicos = $3 \times 20\text{mA} = 60\text{mA}$

4.2.2.2 Red cableada para cada Unidad de Generación

La figura 23 muestra la distancia del cableado según las mediciones tomadas en la planta, también se muestra el valor de las corrientes calculadas anteriormente.

Figura 23. Distancias y corrientes para cada red



4.2.2.3 Calibre de conductor para cada red

Para una caída de tensión (e_p) del 3% del voltaje de alimentación:

$e_p = \text{Voltaje de alimentación} * \text{porcentaje de perdida}$

$$e_p = 24V * 0.03 = 0.72V$$

(Fuente: Ver Bibliografía 1)

$$\bar{A}_1 = 2[\bar{I}_1 * L_1 + (L_1 + L_2) * \bar{I}_2 + (L_1 + L_2 + L_3) * \bar{I}_3] / 57 * e_p$$

$$\bar{A}_1 = 2[(0.02A * (15 + 45 + 5)m) + ((0.160 + 0.060)A * (45 + 5)m + 0.04A * 5m)] / 57 * 0.72V$$

$$\bar{A}_1 = 2[(0.02A * 65m) + 0.220A * 50m + 0.04A * 5m] / 57 * 0.72V$$

$$\bar{A}_1 = 2[12.5Am] / 57 * 0.72V$$

$$\bar{A}_1 = 0.6091 \text{mm}^2$$

(Fuente: Ver Bibliografía 1 y 4)

Según AWG 0.653 mm^2 equivale a Calibre #19 y 0.823 mm^2 equivale a Calibre #18. Por lo que se seleccionara Calibre 18 para la red uno ya que este es más comercial.

$$\bar{A}_2 = 2[(0.02A * (15 + 30 + 5)m) + ((0.160 + 0.060)A * (30 + 5)m + (0.06 + 0.04A) * 5m)] / 57 * 0.72V$$

$$\bar{A}_2 = 2[(0.02A * 50m) + 0.220A * 35m + 0.1A * 5m] / 57 * 0.72V$$

$$\bar{A}_2 = 2[9.2Am] / 57 * 0.72V$$

$$\bar{A}_2 = 0.4483 \text{mm}^2$$

Según AWG 0.519 mm^2 equivale a Calibre #20 y 0.823 mm^2 equivale a Calibre #18. Por lo que se seleccionara Calibre 18 para la red dos ya que este es más comercial.

$$\bar{A}_3 = 2[(0.02A \cdot (15+45+5)m) + ((0.180+0.060)A \cdot (45+5)m + 0.04A \cdot 5m)] / 57 \cdot 0.72V$$

$$\bar{A}_3 = 2[(0.02A \cdot 65m) + 0.240A \cdot 50m + 0.04A \cdot 5m] / 57 \cdot 0.72V$$

$$\bar{A}_3 = 2[13.5Am] / 57 \cdot 0.72V$$

$$\bar{A}_3 = 0.6578 \text{mm}^2$$

Según AWG 0.653 mm² equivale a Calibre #19 y 0.823 mm² equivale a Calibre #18. Por lo que se seleccionara Calibre 18 para la red tres ya que este es más comercial.

4.2.2.4 Cantidad de módulos de alimentación

Por formula de ampacidad

$$\text{Consumo de Red} = (\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3) / 0.8$$

$$\text{Consumo de Red 1} = (0.02+0.22+0.04)A / 0.8 = 0.350 \text{ amperios}$$

$$\text{Consumo de Red 2} = (0.02+0.22+0.1)A / 0.8 = 0.425 \text{ amperios}$$

$$\text{Consumo de Red 3} = (0.02+0.24+0.04)A / 0.8 = 0.375 \text{ amperios}$$

(Fuente: Ver Bibliografía 1 y 4)

Cada red puede ser alimentada con una fuente de 0.500 amperios y 24 voltios de salida, estas deberán ser instaladas en los paneles del cuarto de control, ya que este es el punto más adecuado y la referencia en la que se basan los cálculos.

4.2.3 Costo de equipamiento

Se utilizarán módulos Fieldbus de entradas analógicas para implementar las señales de instrumentos ya existentes, para la implementación de señales de entrada digital y señales de salida digital (mandos) se utilizarán módulos combinados que permiten la implementación de ambas señales, los instrumentos Fieldbus restantes se instalarán para agregar al sistema mediciones que actualmente no existen o que poseen algún tipo de problema y deben de ser reemplazadas. Las cantidades y los costos de la instrumentación Fieldbus a instalar se presenta en la tabla XXII.

Tabla XXII Costo de equipamiento

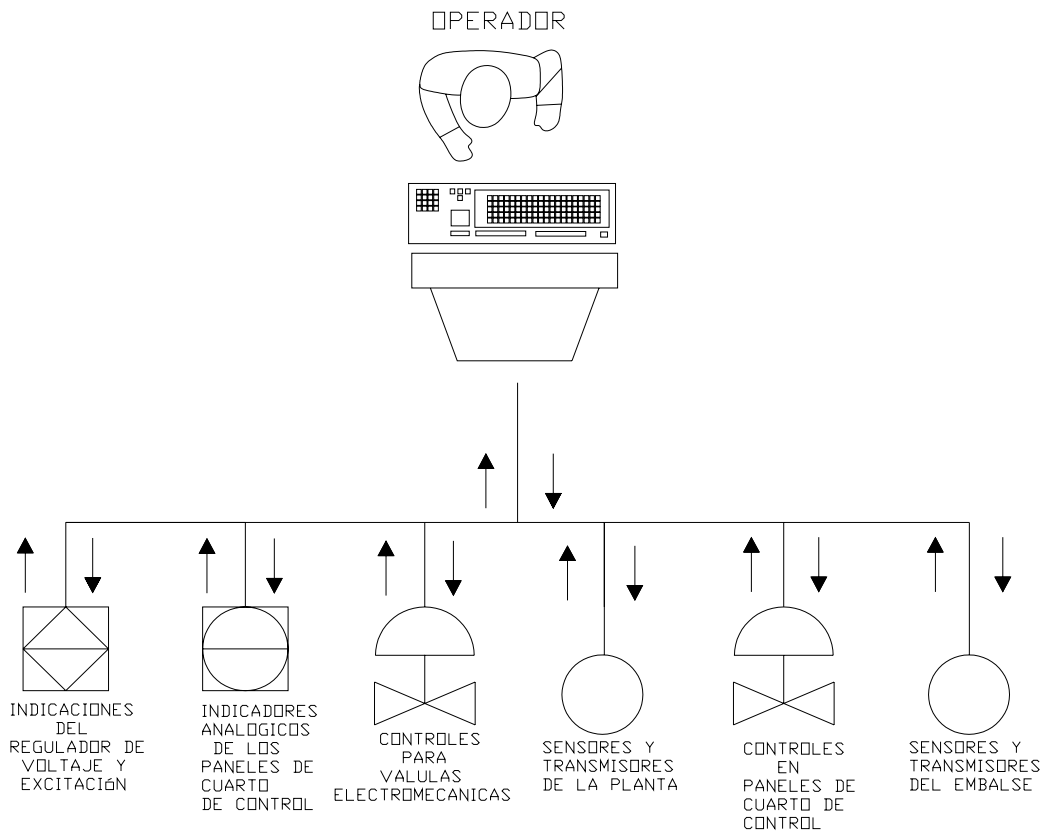
| Tipo de Instrumento | Cantidad | Precio Unitario | Precio Total |
|---|----------|-----------------|--------------|
| Módulo combinado de entrada y salida digital Fieldbus | 9 | 400.00 | 3,600.00 |
| Módulo de entradas analógicas Fieldbus | 6 | 475.00 | 2,850.00 |
| Transmisor de Presión Fieldbus | 5 | 495.00 | 2,475.00 |
| Medidor de Flujo Fieldbus | 3 | 495.00 | 1,485.00 |
| Transmisor de Temperatura Fieldbus | 15 | 495.00 | 7,425.00 |
| Transmisor de Nivel Fieldbus | 2 | 535.00 | 1,070.00 |
| Módulo de interfase entre redes Fieldbus | 2 | 1,700.00 | 3,400.00 |
| Radio para enlace y antena | 2 | 2,000.00 | 4,000.00 |
| Computadora para interfase hombre máquina y mantenimiento | 2 | 1,300.00 | 2,600.00 |
| Costo Total | | | 28,905.00 |

El costo indicado es en dólares y entregados en fabrica de Estado Unidos, los valores son de obtenidos del precio de lista valido para mayo del año 2,006. Para obtener los precios regionales tomar en cuenta el tipo de cambio del día y los impuestos de importación por el total de los instrumentos.

4.2.4 Funcionamiento del sistema

El objetivo principal del sistema es mostrar los valores en tiempo real de los valores adquiridos por los instrumentos, utilizando las interfases necesarias, logrando así ejecutar mandos desde las pantallas para una actuación rápida de los equipos y conociendo toda la información proporcionada por la instrumentación. La figura 24 muestra el cambio del sistema de control al ser implementado un Interfase Hombre Máquina.

Figura 24. Sistema de control simplificado



4.2.5 Guía para el operario

Los instrumentos basados en estándares de Foundation fieldbus nos proveerán toda la información necesaria del estado de los equipos, para el mantenimiento, pruebas y revisión para un buen funcionamiento de los equipos se utilizara un navegador web estándar, para la supervisión de las mediciones proporcionados por los instrumentos utilizaremos es software de IHM. Para crear un mejor orden se recomienda necesario tener dos computadoras para cada tarea, aún cuando ambas se puedan trabajar en la misma. La forma de utilización es la siguiente.

4.2.5.1 Pruebas y verificación de fallas en instrumentos

Para ingresar a través de la red ethernet a todos los instrumentos es necesario ingresar la dirección IP configurada en el Módulo de Interfase Fieldbus (FIM), en la barra de direcciones del navegador web, luego dar “enter”, el programa solicitara que se ingrese el nombre del usuario y la clave. Si es la primera vez que se ingresa al programa, la clave y el usuario son los definidos en el manual del módulo.

Al tener el usuario y clave correcta, se ingresara a un menú similar al de una pagina de Internet, debido a que el módulo de interfase posee un pequeño servidor todas las pruebas y verificación de los instrumentos se encuentran en paginas html o similar según la versión del módulo, estas paginas permiten que las pruebas a realizar y la detección de fallas en los instrumentos sea como navegar en Internet.

El menú principal posee los enlaces llamados comúnmente “links” que nos enviarán a las páginas siguientes

- Identificación del instrumento
- Ubicación
- Status
- Condiciones ambientales
- Diagnósticos
- Configuración
- Características de instrumento
- Calibración

Identificación del instrumento, nos permite cambiar la dirección (ADD) que el programador haya configurado, esta es la misma dirección que el software de IHM seleccionara para el despliegue de datos o el envío de una orden.

Ubicación, permite ingresar un texto de referencia para conocer la ubicación del instrumento, esto es muy útil al tener un sistema muy complejo donde existan muchos dispositivos del mismo tipo.

Status, esta es la pagina donde se mostrará el funcionamiento del dispositivo, presenta el estado del instrumento, falla de operación, alarmas de limites sobrepasados, bloqueo por falla. Estas dependerán del módulo a ser interrogado.

Condiciones ambientales, estas muestra si existe alguna riesgo de falla en el instrumento por sobrepasar temperaturas en el lugar de operación.

Diagnósticos, en esta pagina se podrán realizar pruebas de forma remota al equipo, el autodiagnóstico del equipo nos indicara si es necesario calibrar, ajustar parámetros o definitivamente remplazar el módulo.

Características del instrumento, nos indica toda la información técnica del instrumento, como tipo y número de entradas, tipo y número de salidas, rangos de medición disponibles, esto para el caso de los módulos de entrada o salida tanto digital como analógica.

Calibración, nos brinda un historial de las calibraciones realizadas al instrumento como, fecha, modo. etc.

4.2.5.2 Supervisión y control

Para el ingreso al programa de supervisión en IHM, el programa nos solicitara un nombre de usuario y clave, según el tipo de usuario que ingresemos será el nivel de acceso a ejecución de mandos y configuración que tengamos. Al ingresar al programa seleccionaremos el función o el icono de supervisión. En caso de ser operadores que es el nivel de acceso intermedio, entre supervisor y gestor, los iconos de acceso a configuración en ingreso de base de datos se mostrarán inactivos.

Al ingresar a supervisión, el menú principal tendrá las siguientes opciones.

- Mediciones
- Mandos
- Panel de Estados y Alarmas
- Salir

Mediciones, se encontraran los valores de las mediciones en tiempo real para cada unidad de generación, estas son las recibidas por los transmisores de presión, sensores de temperatura, transmisores de nivel, medidores de caudal. También se encontraran aquí las adquiridas por los transductores, que nos mostraran los amperios, voltios, potencia activa, potencia reactiva y frecuencia a la salida de cada generador.

Mandos, esta pantalla posee una doble función, indicara mediante gráficos el estado en que se encuentran los elementos finales de control, como el estado de un interruptor que mostrará un cuadro verde al estar abierto y un cuadro rojo al encontrarse cerrado, la correspondencia de imágenes se especifico en la configuración de IHM. La segunda función es cambiar el estado del elemento final de control, para realizar esta función se debe dar doble clic al grafico del elemento a controlar, un recuadro nos indicara la selección de abrir o cerrar, abajo dos botones indicaran aceptar o cancelar. Si se cancela la operación el programa regresara a la pantalla principal, si se hace un clic en aceptar ejecutara la opción seleccionada, si el nivel de usuario es inferior al de operador no se ejecutara el mando y se mostrara un recuadro indicando usuario invalido. Si el nivel de usuario es igual o superior al de operador se ejecutara el mando, siempre y cuando se hayan cumplido los permisivos lógicos o enclavamientos necesarios en caso de que existan.

Panel de estados y alarmas, en caso de existir una alarma en el sistema el menú principal presentara el acceso a estas pantallas con color rojo, lo que indicara que una alarma esta activa y necesita ser conocida por el operador. Al ingresar a esta pantalla encontraremos todas las alarmas indicadas en la base de datos diseñada. Si existe una alarma activa, el texto que la presenta estará parpadeando en color rojo, para eliminar el parpadeo o la alarma audible en caso de que se tenga implementada una, el operador deberá reconocer la misma haciendo clic en el botón correspondiente. Es necesario aclarar que el reconocimiento de la misma no eliminara el fallo del dispositivo, es responsabilidad del operario acudir al sitio indicado y verificar el motivo de la falla.

En estas pantallas se encuentran las funciones de imprimir alarma o evento, para esto debe de estar previamente configurada la impresora como se mostró en el diseño de IHM. La función historial de alarmas o eventos también esta disponible en este segmento, este acceso nos enviara a una base de datos donde se encuentra la fecha y la hora de todas las alarmas o eventos realizados. El evento se define como un cambio en los elementos finales de control.

Salir, regresara al inicio del programa.

5 PROGRAMA DE DIFUSIÓN

5.1 Capacitación

Para dar a conocer los nuevos sistemas de control, se realiza la presentación del proyecto al personal de la empresa, con especial enfoque al Departamento de Ingeniería. Los temas impartidos son:

- Arquitectura
- Funcionamiento
- Guía

Para el Diseño de Red de Control distribuido en Ethernet y Buses de Campo aplicado a la Instrumentación, siendo estos temas del capítulo Propuesta para el mejoramiento de la instrumentación de la planta hidroeléctrica Santa Maria, del presente informe.

Teniendo disponible el equipo y herramienta de la empresa donde se realizo el EPS, se pueden realizar pruebas en una Terminal de Control y Protección (TCP), estos módulos tienen la versatilidad de funcionar como Unidades Terminales Remotas (RTU) y como módulos para Interfase Hombre Máquina (IHM), el diseño del IHM propuesto en el capítulo cuatro tiene como base practica la utilización de este módulo.

Realizadas las pruebas y configuraciones necesarias se puede demostrar la aplicación y funcionalidad del proyecto utilizando este módulo como concentrador de información. Para cualquier demostración del proyecto o capacitación, se realizarán las pantallas de IHM diseñadas y configuradas para el desarrollo de la presente propuesta.

Tomando en cuenta que la empresa posee el equipo principal de interfase, entre el operario de la planta y el sistema propuesto, presentación del proyecto puede realizarse de forma interactiva mostrando todos los beneficios de los nuevos instrumentos a implementar, el único costo es el traslado de equipo y personal a los lugares que se desee presentar el proyecto. Y la disponibilidad del personal de la empresa, en caso de que se requiera.

5.2 Evaluaciones

Para la implementación del proyecto, requiere de la evaluación de la propuesta por el personal correspondiente de la Empresa de Generación de Energía Eléctrica EGEE a quien pertenece la Central Hidroeléctrica de Santa María, si la propuesta es aprobada la realización del proyecto sería publicada como licitación basándose en la ley de compras y contrataciones del Instituto Nacional de Electrificación INDE.

CONCLUSIONES

1. El proceso de supervisión y control utilizado actualmente para el funcionamiento de la Hidroeléctrica, es en su mayoría manual, esto genera muchos retrasos al operar la planta.
2. Los distintos instrumentos para el control y supervisión están distribuidos físicamente por distintas áreas de la planta, lo que genera aún mayor retraso al tomar una medida correctiva.
3. La mayoría de los equipos tienen aproximadamente cuarenta años de haber sido instalados, algunos necesitan calibración y otros requieren reemplazo.
4. Los estándares de Foundation fieldbus para instrumentos permite que la instrumentación instalada sea controlada, supervisada y ajustada de manera distante. Además, poseen la capacidad de instalar módulos que acoplan instrumentos ya existentes que no necesitan ser reemplazados y que pueden ser integrados al nuevo sistema.

5. Al implementar instrumentos basados en buses de campo, se obtiene una reducción a gran escala de cableado, para la comunicación entre equipos solo se requieren dos conductores de calibre reducido, con blindaje y no requiere conectores especiales. Lo que permite que se comuniquen equipos alrededor de toda la planta sin presentar costos elevados.

6. La implementación de la red ethernet plantea mejores beneficios al instalarse solo en el cuarto de control, su estructura permite futuras integraciones de equipos de automatización.

7. La implementación de consolas computarizadas de operación a través de la red ethernet, permiten el control y supervisión global de la planta. Las pantallas centralizan toda la información en tiempo real.

8. El interfase entre buses de campo y redes ethernet, permitió unir dos sistemas, logrando tener los beneficios de ambos en un mismo proyecto.

9. La ubicación física de los módulos de acoplo entre la instrumentación actual y el nuevo sistema, puede crear que el sistema genere un aumento de cableado, en caso de no seleccionar los lugares adecuados, la ubicación optima es donde un grupo de señales actuales ya se encuentran disponibles.

RECOMENDACIONES

10. Reemplazar, inmediatamente, los indicadores análogos en el cuarto de control, algunos de los que son utilizados para sincronización poseen su punto de operación corrido, donde sólo el operador de turno conoce donde es el punto real.

11. En caso de implementar nuevos equipos para la medición de potencia activa, potencia reactiva, frecuencia, voltaje y corriente para cada unidad o para la línea de transmisión a la subestación, solicitar que la tarjeta de comunicación de los multi medidores posea un puerto ethernet, con esto la integración sería inmediata al nuevo sistema.

12. Cambiar los actuales medidores de caudal por medidores basados en tecnología de muestreo de caudal mediante un rotor sumergido en el agua de la tubería (ver anexo). La incorrecta medición que los instrumentos, actualmente, instalados presentan, se debe a que la instalación de sensores es sobre la tubería, esta tecnología se utiliza en procesos donde el caudal transportado es agua o aceite puro, este tipo de caudal no daña las paredes de la tubería. En el caso del agua utilizada por una turbina hidroeléctrica, esta agua impura y turbia crea imperfecciones en la tubería que da como resultado que el transmisor envíe datos incorrectos al receptor del instrumento de medida.

13. Para la operación de la planta mediante consolas computarizadas, crear niveles de acceso con claves para las pantallas de IHM y para las paginas web en la consola de mantenimiento. Debe de existir una persona responsable dentro de la planta capaz de modificar y acceder a todas, para casos de emergencia.

14. Aún cuando los instrumentos basados en Foundation fieldbus se encuentran en más de doscientas marcas, antes de adquirir un producto asegurarse que figura en el listado de aprobación, esto puede revisarse, fácilmente, en la página web de esta organización.

15. El radio enlace presentado en el proyecto, posee la funcionalidad de ser un simple puente inalámbrico de red, existen otras opciones que se pueden implementar, si se desea instalar enlaces basados en micro onda, realizar los perfiles necesarios que muestren que existe línea vista entre los puntos a comunicar.

16. Implementar un medio de comunicación para que este sistema pueda ser administrado de forma distante hasta el centro de control de generación del Instituto Nacional de Electrificación, evaluando medios como fibra óptica, enlaces vía radio ó enlaces satelitales.

BIBLIOGRAFÍA

17. Camarena M, Pedro. **Instalaciones Eléctricas Industriales**. Sexta Edición México: s.a. 80 pp.
18. Cooper, William David. **Instrumentación electrónica y mediciones**. México: Prentice Hall Hispanoamericana, S.A. 1980. 250 pp.
19. Comer, Douglas E. **Interconectividad de Redes con TCP/IP**. 3era edición (Volumen II) México: Pearson Education. 2000. 63 pp .
20. Koenigsber, Rodolfo. **Instalaciones eléctricas 1**. 2da edición. Guatemala: s.e. 1989. 157 pp.
21. Koenigsber, Rodolfo. **Instrumentación eléctrica**. Guatemala: s.e. 1989. 242 pp.
22. Richard C. Dorf, **The Electrical Engineering Handbook**, 2 edition. USA: s.e. 1997. 148 pp.
23. **Funciones estándar para consolas de operación**. España: Teamarteche. 1998. 45 pp.
24. **Implementación de Foundation Fieldbus**. Brasil: Departamento de entrenamiento Smar. 2000. 9 pp.

REFERENCIAS ELECTRÓNICAS

25. <http://standards.ieee.org/sa-mem/sa-view.html>, 3-02-2006.
26. <http://www.fieldbus.org/ProductsAndServices/>, 18-02-06
27. <http://www.emcoflow.com>, 25-02-06

ANEXOS

Introducción a las normas IEEE 802.3 y 802.11

El protocolo Ethernet especificado en el estándar IEEE 802.3 es un protocolo de la subcapa de acceso al medio perteneciente al nivel de enlace de la torre de niveles de red OSI, la cual se ocupa principalmente de la transferencia de datos de la capa de red en la máquina de origen a la capa de red de la máquina destino.

Ethernet tiene su origen en 1972 y fue creado en el Palo Alto Research Center de la compañía Xerox, la cual lo desarrolló a partir de un sistema de comunicación por radio llamado ALOHA [14]. El 24 de junio de 1983 el IEEE aprobó el estándar 802.3. Es un sistema CSMA/CD, por tanto:

- Cuando la interfaz del servidor tiene un paquete para transmitir, detecta si hay mensajes que están siendo transmitidos. Si no detecta transmisión alguna, la interfaz comienza a enviar. Cada transmisión está limitada en el tiempo, pues existe un tamaño máximo de paquete.
- Cada nodo verifica que una señal externa no interfiera con la transmisión que se está realizando. Cuando se detecta una colisión, la interfaz aborta la transmisión y espera hasta que la actividad cese antes de volver a intentar la transmisión.

La información que se emite en una transmisión se denomina trama Ethernet, y tiene los siguientes campos:

- Cabecera o preámbulo (7 bytes): todas las tramas empiezan por una cabecera que contiene en todos los casos un patrón fijo de 7 bytes seguidos compuestos por los bits 10101010 con el fin de que las estaciones se sincronicen.
- Delimitador de trama (1 byte): se compone de un byte fijo con los bits 1010101011 que indica el comienzo de la información propia de la trama.
- Dirección de destino y dirección de origen (6 bytes cada una): se las denomina direcciones de acceso al medio (MAC) y cada tarjeta de comunicaciones tiene una dirección unívoca asignada por el fabricante.
- Longitud del campo de datos (2 bytes): especifica la cantidad de datos que se transfieren en la trama. Como mucho puede tener un valor de 1500.
- Datos (0-1500 bytes): es la información transmitida de interés. Cuando se retransmiten menos de 46 bytes, se debe rellenar la trama con el campo de relleno, ya que una trama Ethernet no puede tener menos de 64 bytes de longitud.
- Relleno (0-46 bytes): relleno para completar la trama cuando el campo de datos tiene menos de 46 bytes.
- Suma de verificación o "checksum" (4 bytes): información redundante que se usa para detectar si ha habido algún tipo de interferencia o pérdida de la información de la trama.

El estándar 802.3 está muy extendido, a finales de 1997 se estimó que más del 85 por ciento de las conexiones de red instaladas en el mundo eran Ethernet, lo cual representaba unos 118 millones de ordenadores. Soporta varios tipos de medios físicos, como el par trenzado (10/100BaseT) o el cable coaxial (10base5), y tiene variantes según la velocidad de transferencia (Ethernet, Fast Ethernet y Gigabit Ethernet) .

También existe una variante inalámbrica de Ethernet, que es el estándar 802.11, ahora mismo en auge. Esta tecnología es muy similar a IEEE 802.3 en muchos aspectos. El método de acceso al medio de 802.11, a diferencia con 802.3, es MACAW [15].

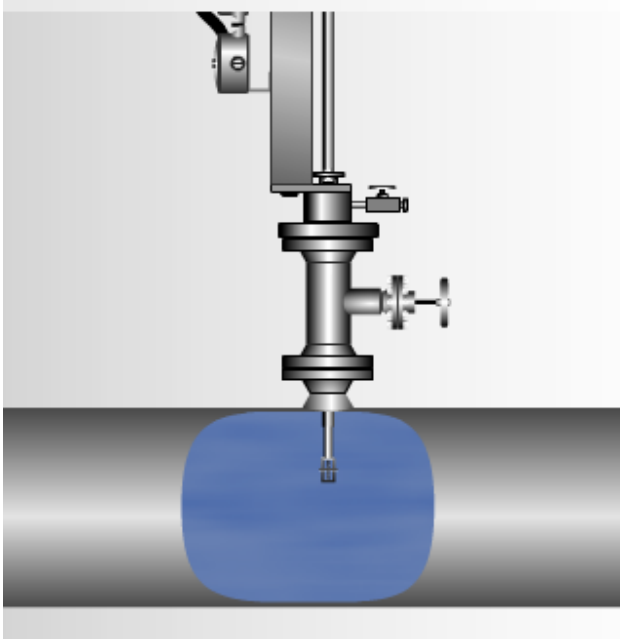
MACAW es un método de acceso al medio desarrollado a partir del método MACA [16] (Medium Access Collision Avoidance). Consiste en retransmitir tramas antes de hacer la retransmisión real, pidiendo permiso al nodo receptor para hacerla. El emisor emite un mensaje "Request To Send" , que tiene que ser contestado por el receptor con un mensaje "Clear To Send" para poder hacer la retransmisión. Cuando el emisor recibe el mensaje "Clear To Send", ya puede hacer la retransmisión real con los datos. Los vecinos que también quieran retransmitir datos, al ver los mensajes "Request To Send" y "Clear To Send" saben que el canal está ocupado. Cuando una trama de datos acaba de ser retransmitida, el receptor envía un mensaje de acuse de recibo "ACK" al emisor, de esta forma los vecinos ya saben que pueden volver a intentar su transmisión. En MACAW también se introduce CSMA/CA a la hora de mandar los mensajes "Request To Send":

- Una estación que quiera retransmitir primero escucha el canal para determinar si otra estación está retransmitiendo. Si el canal no está ocupado, la estación retransmitirá el mensaje.
- Un problema esencial es que las estaciones no son capaces de detectar la colisión entre dos retransmisiones, por eso se opta por un método de prevención de colisiones. Esta prevención se logra esperando un tiempo aleatorio antes de retransmitir el mensaje cuando se encuentra que el canal no está ocupado. Entre las transmisiones de una estación se deben dejar espacios de tiempo predeterminados. Una vez que ha pasado este espacio, se espera un tiempo aleatorio para volver a escuchar el canal esperando que se libere. Si el canal está ocupado, se vuelve a esperar un espacio de tiempo, pero más reducido al anterior, y así sucesivamente. De esta forma se garantiza una cantidad mínima de colisiones.

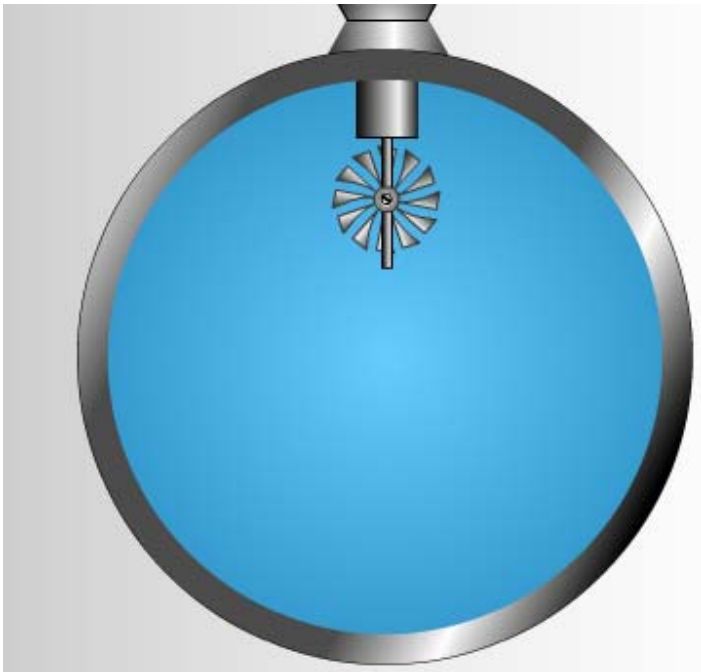
Existen varios tipos de dispositivos 802.11, y la más popular es la conocida como 802.11b, que alcanza velocidades de transmisión de 11 Mbps. Las redes de este tipo se están extendiendo a un paso muy acelerado, ya que usadas en dispositivos como ordenadores portátiles y ordenadores de mano se proporciona una gran movilidad al usuario y un ancho de banda alto.

Cada tarjeta de comunicaciones de tipo Ethernet posee una dirección de acceso al medio (MAC), que es unívoca. El mecanismo de localización de la ubicación actual del portátil (segundo paso básico del proyecto) se basa exclusivamente en este hecho: estas direcciones son asignadas por el fabricante de las tarjetas y no pueden ser modificadas a través de software.

Tecnología de muestreo de caudal mediante rotor sumergido.



CORTE LONGITUDINAL TUBERIA



CORTE TRANSVERSAL DE TUBERIA

