



**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA**

**PLANIFICACIÓN Y DISEÑO DE UNA PEQUEÑA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA**

**PRESENTADA POR
JUAN ALBERTO CALMET SOTO**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRÓNICO

LIMA – PERÚ

2014



**Reconocimiento - No comercial - Compartir igual
CC BY-NC-SA**

El autor permite transformar (traducir, adaptar o compilar) a partir de esta obra con fines no comerciales, siempre y cuando se reconozca la autoría y las nuevas creaciones estén bajo una licencia con los mismos términos.

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>



USMP
UNIVERSIDAD DE
SAN MARTÍN DE PORRES

**FACULTAD DE
INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA

**PLANIFICACIÓN Y DISEÑO DE UNA PEQUEÑA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA**

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
ELECTRÓNICO**

PRESENTADO POR

CALMET SOTO, JUAN ALBERTO

LIMA – PERÚ

2014



Dedicatoria

A mis profesores ya que con su guía y apoyo contribuyeron al logro de mis objetivos. A mis familiares y amigos, porque me dieron la fuerza e inspiración necesaria para seguir adelante, logrando superar los obstáculos que han surgido en cada paso. Para mis padres Juan Alberto y Georgina Rosalinda, por el esfuerzo y apoyo que me han brindado.



Agradecimiento

A la Universidad San Martín de Porras, a mis maestros y asesores ya que me han guiado y apoyado en la realización de este trabajo.

A mis seres queridos quienes han creído en mi esfuerzo y su apoyo incondicional han sido la fuerza para avanzar, enseñándome a no desistir y seguir adelante incluso cuando la tarea parezca imposible.

ÍNDICE

	Página
RESUMEN	X
ABSTRACT	XI
INTRODUCCIÓN	XII
CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO	20
1.1. Antecedentes	20
1.2. Bases teóricas	23
1.3. Propuesta de tesis	62
CAPÍTULO II: METODOLOGÍA DE TRABAJO	64
2.1. Planteamiento del proyecto y materiales	64
2.2. Desarrollo del proceso de tesis	93
2.3. Programa de mantenimiento	103
CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN DEL DESARROLLO Y PLANIFICACIÓN	106
3.1. Propuesta de diseño electrónico básico de la pequeña central Hidroeléctrica	106
3.2. Planificación de diseño de automatización	125
3.3. Implementación y programa de mantenimiento	183
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE COSTOS	189
CAPÍTULO V: DISCUSIÓN Y APLICACIÓN	195
5.1. Discusión	195
5.2. Aplicación	198
CONCLUSIONES	200
RECOMENDACIONES	202
FUENTES DE INFORMACIÓN	204
ANEXOS	206
GLOSARIO	276

Lista de tablas

	Página
Tabla N° 1: Cuadro Comparativo Síncrono y Asíncrono	33
Tabla N° 2: Comparación entre Sistema SCADA y DCS	42
Tabla N° 3: Tabla de Símbolos de Lenguaje Ladder	58
Tabla N° 4: Lenguaje de Programación de Diferentes PLC	60
Tabla N° 5: Características de Arquitectura de Redes	99
Tabla N° 6: Tabla de Tecnologías de Ethernet	177
Tabla N° 7: Cuadro de Proyección de Costos en Bloque de Proyecto	192
Tabla N° 8: Cuadro de Resumen de Evaluación Económica	194



Lista de figuras

	Página
Figura N° 1: Partes de una Central Hidroeléctrica Pequeña	29
Figura N° 2: Módulo de Proceso XM-360 de Allen-Bradley	43
Figura N° 3: PLC Nano – EMC Automation PVT.LT	46
Figura N° 4: Ejemplo de PLC Compactos y Modulares	46
Figura N° 5: Estructura Interna de PLC	50
Figura N° 6: Diagrama de un CPU	52
Figura N° 7: Ejemplo de Unidad de Programación	55
Figura N° 8: Dispositivos Periféricos Conectados al PLC	56
Figura N° 9: Sistema Aislado de Iquitos	68
Figura N°10: Ejemplo de SCADA	75
Figura N°11: Diagrama de Flujo – PLC Master/Slave	77
Figura N°12: Disposición de Sensores Externos	82
Figura N°13: Relé de Protección para Generador G 60 – General Electric Digital Energy	86
Figura N°14: Esquema Clásico de Sistema de Sincronización	92
Figura N°15: Esquema de un Sistema SCADA	96
Figura N°16: Ejemplo de Visualización de Proceso SCADA	101
Figura N°17: Ejemplo de Diagrama Unifilar en SCADA	102
Figura N°18: Diagrama Unifilar Básico – Propuesto	106
Figura N°19: Ejemplo de Turbina Francis Horizontal – Partes	107
Figura N°20: Conexión de Turbina y Generador Eje Horizontal	108
Figura N°21: Diagrama de Conexión de Transformador Principal	109
Figura N°22: Diagrama Unifilar Genérico de Diseño Propuesto	110
Figura N°23: Diagrama de Funcionamiento en Bloques - Propuesta para una Pequeña Central Hidroeléctrica	111
Figura N°24: Equipos Anti – Incendio, Sistema gas Inerte – Argón	112
Figura N°25: Elementos Principales de Un Generador Síncrono en el Control de Velocidad	114
Figura N°26: Diagrama de Bloques Básico de un Regulador	116
Figura N°27: Regulador de Velocidad Síncrono Velocidad Constante	117

Figura N°28: Respuesta Generador con Regulador De Velocidad Síncrono	117
Figura N°29: Regulador de Velocidad con Realimentación de Estado Estacionario	118
Figura N°30: Respuesta de Generador con Regulador de Velocidad con Realimentación Estacionario	118
Figura N°31: Circuito Principal de un Regulador de Voltaje	121
Figura N°32: Diseño Básico de Sistema de Excitación de Generador	123
Figura N°33: Diagrama de Bloques – Sistema de Excitación	124
Figura N°34: Esquema General – Proceso de Automatización de Central Hidroeléctrica	125
Figura N°35: Visualización de Sensores Externos	127
Figura N°36: Esquema de Flujo de Operación – Compuerta de Toma	129
Figura N°37: Disposición de Cámara de Carga	130
Figura N°38: Esquema de Flujo de Cámara de Carga	131
Figura N°39: Diagrama de Flujo de Operación de Caudales y Alarma por obstrucción de entrada	133
Figura N°40: Sensor de Caudal en Tuberías de Alimentación	135
Figura N°41: Propuesta de Diagrama de Flujo – Control Automatizado	139
Figura N°42: Modelo de Interconectividad de RTU/Sensores	142
Figura N°43: Ejemplo de Propuesta de Nivel Campo y Sensores	143
Figura N°44: Diagrama Unifilar de Medición de Generador - Scada	148
Figura N°45: Diagrama de Conexión del PLC – Generador	152
Figura N°46: Ejemplo de Patio de Llaves – Subestación	155
Figura N°47: Propuesta de Interconexión para Nivel de Control	160
Figura N°48: Sistemas de Comunicación Alternativos Emergencia en Comunicación	162
Figura N°49: Propuesta de Nivel de Visualización y Presentación de Sistema SCADA	164
Figura N°50: Esquema Genérico – Comunicaciones Remota a Gerencia	168
Figura N°51: Niveles de SCADA PlantStruxure	169

Figura N°52: Esquema propuesto para PLC para Pequeña Central Hidroeléctrica	173
Figura N°53: Ejemplo de Laptop Industrial	178
Figura N°54: Ejemplo de Programa Control Automatización de Turbinas	180
Figura N°55: Ejemplo de Programa Alarma por Obstrucción de Entradas	181
Figura N°56: Diagrama de Flujo – Procedimiento de Mantenimiento	188



Lista de anexos

	Página
Anexo N° 1: Metodología de Cálculo de Energía para Proyectos	207
Anexo N° 2: Planos Topográficos	213
Anexo N° 3: Datos de Población INEI – 2012	218
Anexo N° 4: Historial de Caudales – Rio Zaña	219
Anexo N° 5: Crecimiento de Iquitos en consumo Energético y Mapa de SEIN – Perú	224
Anexo N° 6: Lista de la Codificación y/o Numeración en Dispositivos y Acrónicos. Reglamentación ANSI/IEEE Estándar C.37.2	227
Anexo N° 7: Transformadores Trifásicos - Tabla de Conexiones	232
Anexo N° 8: PQM II – General Electric	233
Anexo N° 9: Profibus	237
Anexo N°10: Relé de Sincronización Synchrotact 5 ABB	239
Anexo N°11: Cable Compuesto Tierra-Óptico (OPGW) – IBERDROLA	246
Anexo N°12: Características del PLC Siemens Simatic – 7	266
Anexo N°13: Ejemplo de Compatibilidad de Equipos PLC	272

RESUMEN

La investigación titulada “Planificación y Diseño de una Pequeña Central Hidroeléctrica” se realiza teniendo como objetivo implementar una guía básica de procedimientos prácticos para desarrollar proyectos energéticos pequeños que son necesarios para el desarrollo del país. Esta investigación se encuentra enmarcada en los avances tecnológicos de automatización y los nuevos dispositivos existentes que ayudan en mejorar la creciente demanda de energía a nivel nacional.

La presente investigación responde al panorama actual de las necesidades crecientes de energía renovable y los proyectos de inversión para desarrollar opciones de energía eléctrica requeridas para el crecimiento de nuestro país y la región. Se trabaja tomando como ejemplo de un proyecto de generación eléctrica pequeño de nivel regional, en donde se aplicará la experiencia obtenida en años de operación, combinada con las normas y reglamentación actual tanto nacional como internacional.

Finalmente, se pudo concluir que los procedimientos y análisis al diseñar una central hidroeléctrica deben estar acorde a las necesidades de la población tanto actual como a su proyección a futuro, empleándose la tecnología disponible que pueda adecuarse a las características del proyecto en desarrollo, siendo en este caso de ser posible lograr la unión de ciertas tecnologías ya conocidas con nuevas, creando un puente tecnológico que sirva de transición y a la vez pueda reducir costos según se requiera. Esta característica es muy importante en caso de implementarse en población de bajos recursos, donde no se pueden realizar inversiones de capital fuertes, como también donde el desarrollo de proyectos de gran potencial energética no puedan ser rentables debido a varios factores (geográficos, líneas de comunicación, poblacionales).

Palabras Claves: energía, hidroeléctrica, control, automatización, normas y procedimientos, diseño.

ABSTRACT

The research entitled “Design and Planning of a small hydroelectric central” has the objective of implementing a basic set up guide for developing energetic projects in a small scale which are needed for the wellbeing of the country. This research is framed by the advances in technology, automatization and the new devices existing which help in improving the supply in our current growing energy demand national environment.

This research responds to the actual growth needs of renewable energy and new investment projects, in our country and the region. This work uses as example a small project of electric generation at regional level applying the experience obtained in years of operation, combined with norms and regulations from our country as well as international.

The final conclusion is that in designing a hydroelectric plant the procedures and analysis must be according to the actual and future needs of the population of that particular region, employing available technology and adapting the characteristics of the project. It's desirable that using know technologies and project future ones in the design makes a technological bridge that will allow to a smoother transition and reducing costs for the future. This characteristic is most import if the project is implemented in an area with a population of low resources, where large capital investments won't be feasible or in places with great energy potential that might not be profitable due to various factors (geographical, population, communication lines, roads , etc.).

Key words: energy, hydroelectric, control, automatization, rules and regulations, design.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los recursos energéticos son una necesidad en el mundo actual, y enlazados al progreso en varias partes del mundo. Para el progreso en varias regiones del planeta, hay que tener los servicios mínimos para lograr el avance. Los recursos naturales básicos de nuestro planeta pueden ayudarnos a desarrollar toda una matriz energética básica, en distintos niveles para utilizarlo tanto en ciudades y complejos industriales, como también en pequeñas poblaciones alejadas e industrias pequeñas.

El Perú cuenta para la generación de energía eléctrica con ríos en varias zonas del país. Los ríos utilizados para las actividades agrícolas, el transporte y comercio, son también utilizados para la generación de energía eléctrica empleada en el desarrollo urbano, comercial e industrial del país. Son una fuente renovable de generación de energía a diferencia de otros recursos como el petróleo y/o gas que son fuentes no renovables, y que esa ventaja la hace factible como un recurso limpio y no contaminante, junto al sol y al viento (energía solar y energía eólica). Existen condiciones que deben de cumplirse para diseñar un proyecto de central hidroeléctrica, los cuales son tomados en cuenta de variable como el Estudio de la Demanda, la cual identificar la demanda de los clientes potenciales de la central, tratando la medición en el consumo de energía ya sea petróleo, gas, pilas, leña, carbón y otros, contra lo ofrecido al utilizar una central hidroeléctrica el cual debe ser superior al consumo de los clientes.

Los estudios socio-económico ayudan con la evaluación económica del proyecto, la organización y desarrollo de este además del impacto social que este causaría en la comunidad como la compra de tierras, la reubicación de comunidades enteras y otros. Además, se ve lo referente al impulso económico que se puede obtener en la región con el proyecto, y los gastos de construcción y operación.

Así mismo, debe considerarse el estudio hídrico de la fuente el cual determinara el caudal de diseño de la central, para lo cual debe llevarse una estadística de las fluctuaciones hídricas durante varios años para tener una idea del comportamiento de este. Al no existir un estudio hidrológico, se realiza la medición pluviométrica de las precipitaciones en la región donde estará la central hidroeléctrica, para estudiar el caudal de la cuenca que alimenta al río.

Los estudios cartográfico- topográfico y geotécnico , son necesarios debido al principio de operación en una central hidroeléctrica es aprovechar la energía potencial la cual se trasforma en energía cinética y a la vez en eléctrica, y para tener una buena cantidad de energía potencial se requiere de una caída de agua o cabeza de agua y para saber esto se realizan estudios y se revisan mapas cartográficos de la región, al no existir estudios cartográficos, se recurre a estudios topográficos que permitan obtener los datos necesarios para conocer la caída o cabeza de agua y así poder determinar el potencial energético de la fuente. Así mismo, la ubicación y adecuación de las obras civiles se hace en relación con la estabilidad de los terrenos y las posibles fallas geológicas que este contenga es un estudio muy esencial para el diseño y construcción de la central ya que le permite a los diseñadores tener una idea de que riesgos geológicos deben tener presentes a la hora de diseñar la central.

Finalmente, los estudios de impacto ambiental, las obras que se construirán y la operación de la central implican un gran impacto ambiental, ya que dependiendo del área de embalse quedara una gran extensión de tierra anegada y lo que esto conlleva como la perdidas de tierras agrícolas, selvas y su fauna y el impacto que esto causaría a el área circunvecina a la represa, el estudio debe abarcar como atenuar este daño. Al final este estudio dará la viabilidad del proyecto o no.

Desde estos puntos básicos, se inicia el desarrollo de un proyecto energético usando los cauces de los ríos. Pero, hay otras condiciones que actualmente

también se toman en cuenta factores como la ubicación y/o el acceso a la zona elegida, los costos de operación y mantenimiento de la central, la capacitación y el personal que operara la central, y el número de personal que es requerido para su operación, y la decisión sobre el tipo de equipos que se utilizaran en la central, para el control y la posible automatización de la misma y a la vez la comparación de los costos en estos casos.

El caso ideal son centrales hidroeléctricas operadas desde distancia remota, comandada desde un puesto de control ubicado en una ciudad y/o población grande, llevando una telemetría mediante sistemas de comunicación actual, por ejemplo : Microondas, telefonía satelital, internet, etc.; donde exista una transmisión de datos de operación, así como enviar las señales de corrección y ajustes automáticos a los equipos de la central hidroeléctrica; por lo cual no se requeriría personal especializado operando las centrales hidroeléctricas, teniendo solo personal para realizar las operaciones de mantenimiento comunes de operación y/o para emergencias que sucedan en la central. En el caso de pequeñas centrales hidroeléctricas, son proyectos en los cuales existen dos opciones que se pueden seguir, tomando las consideraciones del caso la opción de un proyecto grandes al estar interconectados a sistemas mayores de distribución de energía con el fin de contribuir con el sistema de distribución eléctrica tanto nacional como regional y lograr un costo/beneficio aceptable para la inversión que se realizara.

El otro caso, es un proyecto en sistemas aislados, que pueden ayudar a poblaciones pequeñas y alejadas, que no pueden ser atendidas por los sistemas de distribución nacionales, ya sea por el difícil acceso en la zona; como también no haber una rentabilidad de implementación de infraestructura contra el número de beneficiados. En este caso, los costos beneficios pueden ser interesantes, pero se debe de analizar también la factibilidad de implementar un sistema aislado, para evaluar si es rentable y/o conveniente realizar un sistema de este tipo.

Las Centrales Hidroeléctricas son clasificadas según la potencia de generación, y se ha tomado una referencia adecuada a criterios en Sudamérica, según la potencia que generan en Vatios. Esta clasificación se basa en una relación entre tipo de central y potencia generada en vatios. Así, tenemos que las pico centrales tiene un rango de $> 1KW - < 5KW$, las micro centrales tienen un rango de $> 5KW - < 100KW$, las mini centrales tiene un rango de $> 100KW - < 2MW$, las pequeñas centrales se encuentran en el rango de $> 2MW - < 10MW$, las centrales medianas están en los rangos de $> 10MW - < 30MW$ y finalmente las grandes centrales se consideran $> 30MW$.

Puede entregar energía a un solo poblado regular, como así a un grupo de poblados interconectados con sistemas y redes básicas de distribución a distancia, que no son costosas y que en el tiempo se puede recuperar la inversión. Un interesante ejemplo para estos casos de diseño, es que sistemas que operan en circuitos aislados, son inmunes a fallas externas que pueden provenir de los sistemas interconectados nacionales. Por consiguiente, pueden haber cortes de energía incluso en grandes ciudades, pero en regiones que trabajan con circuitos aislados pueden operar de manera normal. De la misma manera, puede proyectarse crear sistemas aislados de energía para poblaciones pequeñas, industrias regionales y/o de la zona, que en un futuro, al haber un crecimiento del consumo de energía, puedan ser interconectadas al sistema nacional de energía y lograr obtener ingresos para los operadores de estas centrales, que comúnmente serán las regiones y/o zonas que operen estos sistemas aislados y pequeñas centrales hidroeléctricas. Desde un punto de vista, es un desarrollo hacia el futuro en pueblos de zonas alejadas que crecen y prosperan según el desarrollo y necesidades del mercado y necesidades de consumo de la zona. Los costos generales, se calculan dependiendo del estudio de factibilidad a realizarse, y ayudar a tomar la mejor decisión del sistema a implementar, tanto de generación como de operación. Pero, se debe tener en cuenta también la problemática de diseñar un sistema aislado, ya que

como veremos más adelante, tiene ciertos límites para su diseño y proyección.

Un sistema aislado tiene estas características a su favor, pero a la vez posee características en contra que lo convierte, en ciertos casos una red de costo elevada en operación y energía producida. En este proceso, se desarrollan las pautas para llevar a cabo la elección del mejor sistema que es conveniente para su operación, con sus respectivas proyecciones a futuro. La elección del personal de operación y mantenimiento debe ser considerado, según el diseño de la central elegida, dar un entrenamiento básico al operador para la reparación y verificación de parámetros de los sistemas de control, hasta cierto nivel. Otro resultado es reducir costos en los mantenimientos y control, con un entrenamiento básico para el personal de operaciones.

En el presente estudio, se plantea la problemática de planificar y diseñar fuentes alternativas de energía para regiones alejadas, donde los gastos de interconectar e infraestructura lo hacen irrelevantes para ser considerados en el Sistema Interconectado Nacional Eléctrico del Perú, utilizando como ejemplo, una región del país y se realizara un desarrollo básico de un proyecto, concentrándonos en el área de requerimientos electrónicos mínimos para su implementación en las áreas de control y automatización, teniendo como meta el análisis de los sistemas automatizados que deben implementar según las necesidades y/o requerimientos, viendo el punto de vista de factibilidad y costos.

La presente tesis se encuentra estructurada en 4 capítulos, en el primero se presenta el marco teórico, en el segundo se presenta la metodología del trabajo, el tercer capítulo se describe el desarrollo y planificación del proyecto. El cuarto capítulo describe el análisis de costos del proyecto, de manera global, para finalmente el quinto capítulo se dedica a las discusiones del estudio y las aplicaciones del mismo.

1. Planteamiento del problema

Actualmente la búsqueda de nuevas fuentes energéticas no contaminantes y renovables, llevan a evaluar y desarrollar proyectos energéticos en varias zonas de toda nación combinando las últimas tecnologías y requerimientos a nivel mundial según reglamentación energética y reglamentación ambiental para mantener el entorno natural sin alteraciones profundas y evitar la contaminación de la flora y fauna local como también la vida población cercana a estos proyectos. Desde esta nueva visión, se requiere una serie de procedimientos para evaluar y estructurar los diseños de todo grupo de proyectos energéticos, en donde deben de combinarse los criterios legales y de conservación ambiental, junto al costo/beneficio económico de operación como también a los beneficios para la comunidad y región.

2. Objetivos

2.1. General

Desarrollar un estudio para la planificación y diseño de una pequeña central hidroeléctrica, enfocado tanto en la parte mecánica y su relación con la automatización de los procesos de operación, utilizando los últimos avances en electrónica tanto en el área de control y comunicaciones.

2.2. Específicos

- a) Identificar y señalar las características de mayor importancia, desde el punto de vista de la electrónica y la automatización.
- b) Señalar los procedimientos en la planificación y diseño de centrales hidroeléctricas, cuyos parámetros de análisis pueden ayudar a definir el tamaño y las necesidades reales de la zona.
- c) Conocer los variados aspectos reales a tener en cuenta al diseñar una Central Hidroeléctrica: geográfica, tecnología, condiciones climáticas de operación, personal y modos de mantenimiento.

3. Justificación

Este desarrollo de tesis, es un nuevo enfoque de combinar las aplicaciones de áreas de electrónica con la parte referente al mantenimiento de equipos eléctricos/ electrónicos. Así mismo, vincula un nuevo campo de aplicación de conceptos de electrónica con la realidad de un sector que cada vez toma mayor importancia para el desarrollo del país y en la región. De esta forma se presenta una metodología para el desarrollo e implementación de las pequeñas centrales hidroeléctricas tanto en el campo de planificación como en la operación y mantenimiento, centrándonos en la parte del control y automatización en las operaciones de equipos críticos, sirviendo de base para una mejorar en operaciones de equipos actuales, y definir los requerimientos para el futuro de esta industria. Basaremos el desarrollo de estas ideas y nuevos conceptos de operación y normas internacionales que en los últimos 15 años están entrando a todos los aspectos de la industria y otros campos del flujo económico de una nación desde los servicios hasta las empresas de producción, ya sean sector público y/o sector privado.

Finalmente, contribuirá al avance y la implementación de procedimientos actuales en equipos esenciales para mantener la operación de una central hidroeléctrica (turbinas, equipos de automatización, electrónica de comunicaciones), lo cual llevara a tener un alto nivel de operación a las mismas, ya que se requiere una alto porcentaje de disponibilidad.

4. Alcances

En esta investigación, se pretende dar un modelo básico estructurado que sirva de guía para el proceso de implementación y diseño de pequeñas centrales hidroeléctricas; identificando los puntos principales de una estructura de control y automatización en el mercado energético. Del mismo modo, el estudio nos proporcionara una estructura básica de como diseñar un proyecto de automatización a pequeña escala, que puede servir de modelo con ciertos cambios en otras industrias de automatización de mediano y pequeño nivel.

5. Limitaciones

En este proyecto de tesis, nos limitaremos a dos áreas fundamentales en operación de una central hidroeléctrica: las turbinas y el sistema de excitación; y lo vincularemos a lo referente a sus sistemas de control y operación automatizada. Nos basaremos en datos de operación real de operación actual de centrales hidroeléctricas, de proyectos actuales de desarrollo en el país y recopilando información técnica/datos de instituciones reguladoras actuales al desarrollar un esquema valido de mantenimiento. También se usara la referencia de nuevas normas de control de calidad y proceso que existen actualmente, como las normas ISO, criterios actualizados de mantenimiento denominado Mantenimiento Centrado en Fiabilidad/Confiabilidad o RMC (Reliability Centred Maintenance) y los conceptos recientes en Calidad de Energía. Todo nos permitirá desarrollar un esquema teórico básico para llevar a cabo un procedimiento de mantenimiento especialmente en el área electrónico y electro-mecánico.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

1.1. Antecedentes

Actualmente, el mundo requiere mayores fuentes de energía para seguir adelante. Todos los campos actuales de desarrollo de la sociedad, están ligados a una fuente de energía, una de las mayores redes energéticas en la actualidad, donde la generación de ella se realiza por varias formas (Hidráulica, térmica, nuclear y/o eólica), son la principal fuente de energía para todo el planeta, es la energía Eléctrica o conocida simplemente como electricidad.

Como resultado de la "Tercera Conferencia de las Partes sobre el Cambio Climático de la ONU", celebrada en Kyoto en diciembre de 1997, la Unión Europea reconoció la necesidad urgente de poner en marcha el Programa Europeo de Cambio Climático (ECP), cuyo objetivo es reducir las emisiones de gases de invernadero, en el horizonte 2010, en un 8% con respecto a 1990, lo que equivale a una reducción de 336 millones de toneladas de CO₂ equivalente. Para facilitar a los estados miembros el cumplimiento de este objetivo, la Comisión identificó una serie de acciones, entre las que destacan, por su importancia, las dirigidas a reducir la intensidad de energía, y a aumentar la penetración de las energías renovables. Para ese fin elaboró, entre otros documentos, el Libro Blanco de la Energía de 1997, el Plan de Acción para los recursos renovables (RES) 1998-2010 y la Directiva 2001/77/EC sobre promoción de la generación de electricidad con recursos renovables (RES-e). Así mismo dio prioridad a los RES en las nuevas regulaciones referentes a los fondos estructurales, a la investigación, desarrollo y demostración de los RES en el marco del 5º y 6º RTD FP y abordó la redacción del borrador de directiva para la conexión a la red de los productores de electricidad con recursos renovables. Desde los comienzos de la producción de electricidad, la hidráulica ha sido, y sigue siendo, la primera fuente renovable utilizada para su generación. Hoy en día

la hidroelectricidad – la suma de la convencional y de la pequeña – representa, en la Unión Europea, de acuerdo con las cifras del Libro Blanco, el 13% del total, reduciendo consiguientemente en más de 67 millones las toneladas de CO₂ emitidas por año. Ahora, así como los aprovechamientos hidroeléctricos convencionales en donde la importancia de la obra civil y la necesaria inundación de grandes áreas para embalsar el agua y crear la necesaria altura de salto, dan lugar a importantes impactos en el entorno, los pequeños aprovechamientos se integran fácilmente en el ecosistema más sensible.

En el 2001 la potencia global instalada en la Unión Europea ascendía a 118 GW, y se generaron unos 365 TWh., de los que la pequeña hidráulica, con una potencia instalada de 9,9 GW (el 8,4%), produjo 39 TWh. (el 11% de la producción hidráulica). Si la política reguladora fuese más favorable, se podría cumplir el objetivo de la Comisión para el horizonte 2010 (14 000 MW de potencia instalada), con lo que la pequeña hidráulica sería el segundo contribuyente de RES-e, después de la eólica.

La mayoría de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos son el tipo de agua fluyente, que significa turbinas generando electricidad mientras pase por ellas un caudal igual o superior a su mínimo técnico y se detiene cuando el caudal desciende por debajo de ese nivel. Normalmente este tipo de aprovechamientos no tiene posibilidad de almacenar agua para generar en horas punta, aunque existen excepciones, sobre todo en aprovechamientos de montaña, en las que se ensancha la cámara de carga para dicho propósito. Algunos pequeños aprovechamientos trabajan como centrales aisladas, pero difícilmente pueden hacer frente al suministro seguro de electricidad, a no ser que se dimensione de forma que esté garantizado, a lo largo del año, el caudal mínimo necesario, por existir un lago aguas arriba o estar situados aguas debajo de una central convencional que turbinada todo el año. En naciones industrializadas, y en muchos de los países en vías de desarrollo, estos aprovechamientos se conectan, en general, a la red principal. Con esta solución la red toma a su cargo la regulación de la

frecuencia, pero obliga al productor a vender su electricidad, a precios a menudo muy bajos, a la compañía distribuidora. En los últimos años, los gobiernos nacionales, que fijan las tarifas eléctricas, dadas las ventajas medioambientales de los RES y animados por la directiva de electricidad RES-e, han incrementado los precios de venta de estos productores. Alemania y España, al racionalizar los precios de venta, para compensar los costes internos de las energías convencionales, han hecho posible un desarrollo extraordinario de la electricidad verde, sobre todo en la de origen eólico. Además, teniendo en cuenta los grandes desafíos de usar energía renovable, ya que los recursos usados actualmente (combustibles fósiles y carbón) son recursos no renovables, y la dependencia a estos recursos sin tener una alternativa viable, es un riesgo muy grande que las naciones actualmente. Otro factor que se ve en las naciones emergentes, es la prioridad de donde llevar la energía. A veces, los grandes sistemas interconectados de energía tienen como objetivo zonas económicamente productivas y/o áreas de alta densidad de población (áreas Industriales y grandes ciudades); por lo cual regiones con poblaciones pequeñas no son considerados en las redes grandes energéticas, por relaciones de costo/beneficio de llevar la energía a regiones alejadas, por la dificultad de poner redes de distribución por zonas accidentadas y de difícil acceso, lo cual aumenta los costos de la energía.

Los proyectos de centrales hidroeléctricas pequeñas, para operar como unidades aisladas y/o interconectadas para regiones alejadas, en las cuales solamente se utiliza el criterio del flujo de los ríos, es convertir la energía potencial de una masa de agua situada en un punto - el más alto del aprovechamiento - en energía eléctrica, disponible en el punto más bajo, donde está ubicada la casa de máquinas. Para este caso específico, no se requiere la construcción de grandes reservorios de agua en zonas altas como embalses reguladores de modo que la central trabaja mientras el caudal que circula por el cauce del río es superior al mínimo técnico de las turbinas instaladas, y deja de funcionar cuando desciende por debajo de ese valor. Estas centrales son las más recomendables para masificar y/o

diversificar fuentes de energía alternativas, independiente de depender de grandes redes de energía. Y, en estos casos son factibles sistemas de control y automatización básicos y prácticos para la situación de operación a distancia y sus respectivos mantenimientos.

1.2. Bases teóricas

1.2.1. Planificación y evaluación de proyecto

Para la planificación y evaluación de un proyecto de diseño para una central pequeña hidroeléctrica, se seguirán los siguientes pasos que son puntos de análisis en cualquier requerimiento de planificación y diseño de cualquier central hidroeléctrica, dependiendo de sus características Físicas y/o energía proyectada a generar. Estos pasos son mencionados :

Paso 01: Identificación topográfica del lugar, incluido el salto bruto disponible. El comportamiento del agua fluyendo por los cauces naturales, vertiendo sobre los aliviaderos, circulando por los canales y tuberías a presión y accionando las turbinas, obedece a unos principios hidráulicos, basados en la mecánica de los fluidos y en la experiencia acumulada durante siglos. Para estudiar la viabilidad de un aprovechamiento es necesario comenzar por evaluar su potencial energético, como por ejemplo el caudal que se puede turbinar y del salto disponible - distancia medida en vertical, entre el nivel de la lámina de agua en la derivación y a la salida de la turbina. El salto se puede medir fácilmente con un nivel, un taquímetro o un clinómetro, y salvo en los saltos de poca altura puede considerarse que permanece constante. El caudal por otra parte viene afectado por multitud de factores: pluviometría, naturaleza del terreno, cubierta vegetal, y temperatura en la cuenca de recepción.

Paso 02: Evaluación de los recursos hidráulicos, para calcular la producción de energía. Un proceso para aprovechar un recurso hidráulico, para generar electricidad, un determinado caudal y un cierto desnivel. Se entiende por caudal la masa de agua que pasa, en un tiempo determinado, por una

sección del cauce y por desnivel, o salto bruto, la distancia, medida en vertical, que recorre la masa de agua – diferencia de nivel entre la lámina de agua en la toma y en el punto donde se restituye al río el caudal ya turbinado. Al realizarse el análisis del proyecto, presentándose un número de configuraciones posibles para explotar el potencial de un determinado tramo de río, y debe escoger, basado en su experiencia y en su talento, aquella que optimice ese potencial. Para valorar el recurso hídrico hay que conocer la evolución el caudal a lo largo del año - un solo valor instantáneo del caudal no es significativo - y cuál es el salto bruto de que se dispone. En este caso, se realizan cálculos como la determinación por ejemplo, la medición directa del caudal, el régimen de los caudales, la presión del agua, la estimación de la energía generada, y el cálculo de la potencia por turbina.

Paso 03: Definición del aprovechamiento y evaluación preliminar de su costo. Realizan la definición de los aprovechamientos y/o flujo de los ríos, y se realizarían los cálculos del costo de generación de energía, para determinar la factibilidad y beneficios que nos proporciona la central hidroeléctrica.

Paso 04: Turbinas hidráulicas, generadores eléctricos y sus equipos de control. Se definen los tipos de equipos electro-mecánicos, equipo electrónico y/o sistemas de control automatizado con los cuales se implementarán todas las operaciones de la central, dependiendo de las características reales de operación y los requerimientos de energía solicitados, se hará el requerimiento correspondiente para lograr la operación de la central.

Paso 05: Evaluación del impacto ambiental y estudio de las medidas correctivas. Los estudios de impacto ambiental que tendrá la ejecución y operación de la central hidroeléctrica sirven para analizar la alteración del medio ambiente, provocada directa o indirectamente por un proyecto o actividad en un área determinada, plasmándose con un documento pormenorizadamente las características de un proyecto o actividad que se

pretenda llevar a cabo o su modificación. Debe proporcionar antecedentes fundados para la predicción, identificación e interpretación de su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos. Todo estos, debe estar ajustado a las normas legales de medio ambiente vigentes en el país.

Paso 06: Estudio económico del aprovechamiento y vías de financiación. Un método del estudio económico para separar, examinar y evaluar tanto cuantitativa como cualitativamente, las interrelaciones que se dan entre los distintos agentes económicos, así como los fenómenos y situaciones que de ella se derivan. En este paso, se realizan los análisis de aprovechar los recursos económicos de la mejor manera, a la vez las mejores fuentes de financiamiento para llevar a cabo el proyecto en la pequeña central hidroeléctrica.

Paso 07: Conociendo los requisitos institucionales y de los procedimientos administrativos para su autorización para desarrollar el proyectos, a la vez de ajustarlo a las normas vigentes para que el proyecto sea autorizado por la empresa para que proceda a desarrollarse.

De estos 7 pasos básicos que se utilizan para determinar el diseño de una Central Hidroeléctrica, sea el tamaño y/o capacidad de generación, siendo los puntos de interés para el campo de diseño para I electrónica los siendo de mayor interés los punto 4 y el punto 6. Los otros puntos servirán de complemento en el estudio y planificación del proyecto de forma general.

1.2.2. Concepto de pequeña central hidroeléctrica

Una pequeña central hidroeléctrica, se define como una unidad de generación eléctrica, basada en la utilización combinada de caudales pequeños y saltos de caídas de agua que se mantiene en ciertos niveles constantes en cada año como promedio, construidas en zonas aisladas de difícil acceso y que no representan mucha importancia al sistema de interconexión nacional por tener un área de influencia muy pequeña, donde

los cambios meteorológicos que pueden hacer variar el flujo de agua son mínimas, en consecuencia la cantidad de agua disponible son pequeñas y estables en el tiempo. Actualmente, las pequeñas centrales hidroeléctricas tienen determinadas características que nos ayuda a diferenciarlos de otros sistemas de mayores dimensiones. Pero, a la vez son relevantes el uso de proyectos de menor envergadura y/o simple diseño (Mini-centrales Hidroeléctricas y Micro-centrales Hidroeléctricas) que pueda aplicarse, las cuales pueden tener un menor grado de tecnología para su operación, e incluso recursos locales y que reducirían los procesos de mantenimiento. Las principales características que identifican estos desarrollos de generación de energía, son:

- ❖ Generalmente se diseña para caudales en determinado rango de variables aceptables (entre 5 m³/seg a 15 m³/seg).
- ❖ Es posible una administración local
- ❖ Tiempos de construcción cortos
- ❖ Las obras civiles para la construcción son generalmente simples
- ❖ Uso de tecnologías locales, combinando las capacidades locales con el tecnología avanzada, pero simplificadas y adecuadas para las condiciones reales de operación con mínimas variables
- ❖ Muy poco impacto ambiental

La idea de diseñar pequeñas centrales hidroeléctricas en la actualidad, es utilizar el agua fluyente, con el fin de generar electricidad mientras el caudal impulsa los alabes de una turbina, ya sea este caudal igual o superior a su mínimo técnico y se gradúa su operación cuando el caudal desciende por debajo de ese nivel. Este tipo de uso hidráulico no tiene posibilidad de almacenar agua para generar en horas punta, aunque existen excepciones, sobre todo en aprovechamientos de montaña, en las que se ensancha la cámara de carga para ese propósito. Algunas centrales hidroeléctricas pequeñas pueden trabajar como centrales aisladas, pero difícilmente pueden hacer frente al suministro seguro de electricidad, a no ser que se dimensionen de forma que esté garantizado, a lo largo del año, el caudal

mínimo necesario, por existir un lago aguas arriba o estar situados aguas debajo de una central convencional que turbinada todo el año. En los países industrializados, y en muchos de los países en vías de desarrollo, estos aprovechamientos se conectan, en general, a la red principal. Con esta solución la red toma a su cargo la regulación de la frecuencia, pero obliga al productor a vender su electricidad, a precios a menudo muy bajos, a la compañía distribuidora. De esta manera, en algunos lugares se han eliminado las pequeñas centrales térmicas (combustible a base de carbón y/o petróleo), siendo medios que colaboraban con la contaminación ambiental y consideradas fuentes de energías sucias y/o contaminantes. Esto, nos lleva a la actualidad a apostar por fuentes de energía renovables, como la hidráulica, la eólica y la energía solar como alternativas de bajo costo para áreas alejadas que necesitan energía para progresar y desarrollarse, ya que de esta manera podemos crear a futuro pequeños polos productivos rurales, que pueden dar trabajo e ingresos en regiones alejadas de nuestro país en varios campos, como manufactura, agricultura, industrias alimentarias rurales, etc.

1.2.3. Partes de una pequeña central hidroeléctricas

Las Pequeñas centrales hidroeléctricas, se configuran en un principio básico, como una central hidroeléctrica grande. En este caso, hay factores que definen el diseño de las partes importantes, siendo las principales partes del conjunto de operación en una central hidroeléctrica pequeña y presentarlo en la Figura N° 1

Azud.- Muro transversal al curso del río, que provoca un remanso de agua sin producir una elevación del nivel y desvía parte del caudal del río hacia la toma de la central hidroeléctrica.

Toma.- Estructura para desviar parte del agua del cauce del río y facilitar su entrada desde el azud.

Canal de derivación.- Se utiliza para conducir agua hasta las turbinas de la central. Estos conductos de comunicación pueden ser canales, túneles o tuberías para llegar a la cámara de carga.

Cámara de carga.- Es un depósito localizado al final del canal del cual arranca la tubería forzada. En algunos casos se utiliza como depósito final de regulación, aunque normalmente tiene solo capacidad para suministrar el volumen necesario para el arranque de la turbina sin intermitencias.

Tubería forzada.- Conduce el agua desde la cámara de carga hasta la turbina, esta tubería debe soportar la presión producida por la columna de agua, además de la sobrepresión que se podría provocar por golpe de ariete en caso de parada brusca de la central. Puede ser colocada de manera enterrada o aérea y fabricadas de acero, fibrocemento y/o plástico reforzado con fibra de vidrio.

Edificio central y equipamiento electro-mecánico.- Estructura donde se ubica: turbinas, generadores, alternadores, cuadros eléctricos, cuadros de control, equipamiento de presentación de datos y consolas de mando, etc. Su ubicación depende de la topografía, geología y accesibilidad al lugar y contar con todos los medios necesarios para recabar y enviar información, con un permanente canal de comunicación al exterior, debiendo generar el menor impacto visual posible, minimizando también los costes económicos.

Canal de descarga.- Se encarga de conducir las aguas turbinadas hacia el punto de descarga

Subestación y línea eléctrica.- Se encarga de transportar la energía producida hasta los centros de consumo o hasta la red de distribución.

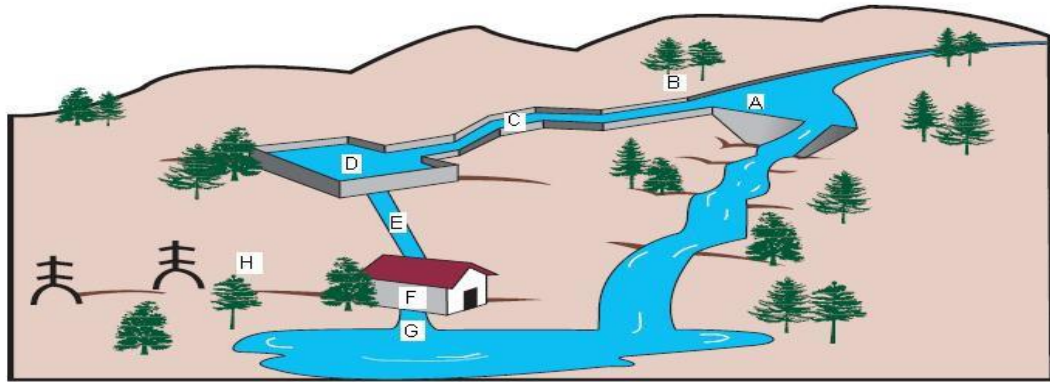


Figura N° 1: Partes de Una Central Hidroeléctrica Pequeña
Fuente: Tecsup Virtual

1.2.4 .Turbinas y generadores de centrales hidroeléctricas

Los dos componentes principales en el diseño y operación de una central hidroeléctrica, son la turbina y el generador. De estos dos equipos, depende la generación de la energía y el mejor aprovechamiento de los recursos hídricos a utilizarse. Llamadas Turbinas Hidráulicas, son turbinas en donde el fluido de trabajo no sufre un cambio de densidad considerable a través de su paso por el rodete o por el estator; éstas son generalmente las turbinas de agua, que son las más comunes, pero a la vez pueden ser definidas como turbinas hidráulicas a los molinos de viento o aerogeneradores. Estas turbinas son parte de los equipos que logran transformar la energía mecánica resultante del movimiento por el flujo del agua, en energía eléctrica. Dentro de este género suele hablarse de:

Turbinas de acción: Son aquellas donde el fluido no sufre ningún cambio de presión a través de su paso por el rodete. Su principal característica es que carecen de tubería de aspiración. La principal turbina de acción es la Turbina Pelton, cuyo flujo es tangencial. Se caracterizan por tener un número específico de revoluciones bajo ($ns \leq 30$). El distribuidor en estas turbinas se denomina inyector.

Turbinas de reacción: Son aquellas donde el fluido sufre un cambio de presión considerable en su paso por el rodete. Se caracterizan por presentar una tubería de aspiración, la cual une la salida del rodete con la zona de

descarga de fluido. Estas turbinas se pueden dividir atendiendo a la configuración de los álabes. Así, existen las turbinas de álabes fijos (Francis->Flujo diagonal; Hélice->Flujo axial) y turbinas con álabes orientables (Deriaz->Flujo diagonal; Kaplan->Flujo axial). El empleo de álabes orientables permite obtener rendimientos hidráulicos mayores.

La potencia de una turbina, dado en general por la ecuación (Eq. No 01):

$$P = 9.81 H_n \times Q \times \eta \text{ (KW)} \quad (\text{Eq.No. 01})$$

En donde:

- H_n = Cabeza neta de diseño en metros
 Q = Caudal nominal en $m^3 / \text{seg.}$
 η = Eficiencia de la Turbina

El caudal es definido, como la utilización óptima del volumen de agua acumulada (V/t) en las instalaciones con un lago e acumulación y/o represa, como la definición a partir de los caudales clasificados en las plantas al filo del agua. En una turbina Francis, la forma de calcular el factor de eficiencia de la turbina (η), se tiene que tener los siguientes datos y/o valores para calcular la siguiente ecuación (Eq. No 02):

$$\eta = P_m / P_h \quad (\text{Eq. No.02})$$

Por consiguiente:

Potencia hidráulica a disposición de la turbina P_h [W]

$$P_h = \rho \cdot Q \cdot g \cdot H \quad (\text{Eq. No 03})$$

- ρ = Masa volumétrica del agua (Kg/m^3)
 g = atracción terrestre (m/s^2)
 Q = Caudal (m^3/s)
 H = Caída (m)

Potencia mecánica producida por la turbina Pm[W]

$$PM = M \cdot \omega \quad (\text{Eq. No 04})$$

donde, $\omega = (2 \cdot \pi \cdot n) / 60$

M	=	Torque de la Turbina (Nm)
ω	=	Velocidad de giro la Turbina (rad/s)
n	=	Velocidad de giro de la turbina (rpm)

Un generador eléctrico es un dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estator). Si se produce mecánicamente un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generará una fuerza electromotriz (F.E.M.).

Actualmente la generación de C.C. se realiza mediante pilas y acumuladores, como también se obtiene de la conversión de C.A. a C.C. mediante los puentes rectificadores. El uso de la dinamo para la producción de energía en forma de C. C. se estuvo utilizando hasta la llegada de los alternadores, que con el tiempo la han dejado totalmente desplazada. Hoy en día únicamente se utilizan dinamos para aplicaciones específicas, como por ejemplo, para medir las velocidades de rotación de un eje (tacodinamos), ya que la tensión que presentan en los bornes de salida es proporcional a la velocidad de la misma. Aunque la corriente generada es corriente alterna, puede ser rectificadas para obtener una corriente continua. La mayor parte de los generadores de corriente alterna son de tres fases. Los Generadores Eléctricos se pueden clasificar por su incidencia industrial y cantidad de energía producida, estos son los generadores electromecánicos, los generadores electroquímicos y los generadores fotovoltaicos

Se debe tomar en cuenta que existen 2 tipos de generadores: Generadores Síncronos y Generadores Asíncronos. Los generadores Síncronos; que son llamados también Multipolos, son maquina eléctricas rotativa que al operar transforman la energía mecánica (en forma de rotación) en energía eléctrica. Su principio de funcionamiento consiste en la excitación de flujo en el rotor. El generador síncrono está compuesto principalmente de una parte móvil o rotor y de una parte fija o estator. El rotor gira recibiendo un empuje externo desde (normalmente) una turbina. Este rotor tiene acoplada una fuente de "corriente continua" de excitación independiente variable que genera un flujo constante, pero que al estar acoplado al rotor, crea un campo magnético giratorio (por el Teorema de Ferraris) que genera un sistema trifásico de fuerzas electromotrices en los devanados estatóricos.

Un generador Asíncrono es definido como un motor también llamado motor de inducción convencional y se usa el término asíncrono, debido que teóricamente la velocidad del rotor nunca puede alcanzar a la velocidad del estator (eso se llama Desplazamiento). Por lo tanto su velocidad de trabajo es menor que la velocidad sincrónica Las desventajas que puede tener un generador asíncrono con respecto a un generador síncrono son las siguientes:

- ❖ Su funcionamiento no es autónomo, puesto que su corriente de excitación ha de tomarla de una red ya existente.
- ❖ Como la corriente de excitación es totalmente reactiva y será proporcionarla por el generador síncrono principal, disminuye el factor de potencia de este generador principal.
- ❖ Cuando ocurre un busco descenso de la carga de la red, o se desconecte de la misma, el generador asíncrono, bajo carga, existe el peligro de que la maquina motriz se embale, a causa de que el generador está trabajando prácticamente en vacío. Debe evitarse este peligro mediante la instalación de interruptores automáticos de intensidad mínima.

- ❖ Los generadores asíncronos se utilizan en centrales de reserva o en centrales de punta, para trabajar conjuntamente con grandes centrales; las puntas de carga quedan cubiertas con el generador asíncrono.

Ahora, para analizar donde un tipo de generador se debe utilizar en su implementación, existen una serie de condiciones ideales: ubicación, medios de comunicación, dificultad de implementación, costos de implementación y evaluación de costo/beneficio. Así, para tener en cuenta que tipo de generador se debe utilizar, podemos tomar la Tabla N° 01 como referencia de conceptos que implementación y ayudara a definir el sistema de generación que conviene para el diseño.

Tabla N°01 Cuadro comparativo síncrono y asíncrono

Generador Síncrono	Generador Asíncrono
Se utiliza para potencias altas	Se utilizan en potencias bajas
Requiere equipos de Sincronismo	Son equipos más simple que los síncronos
Una vez acoplado mediante la excitatriz se controla la energía reactiva cedida, no utilizando baterías de condensadores	Requieren baterías de condensadores para acoplarse a la red
Son equipos más costosos y de mayor Mantenimiento	Bajo mantenimiento y equipos más económicos
En los generadores Síncronos, las velocidades del rotor y del estator son iguales por lo tanto el Deslizamiento es igual a cero	En un generador Asíncrono, la velocidad del rotor nunca puede alcanzar a la velocidad del estator (Desplazamiento). Por lo tanto su velocidad de trabajo es menor q la velocidad sincrónica
Se utiliza en grandes industrias para corrección de factor de potencia	Utilizado mayormente por sistemas de turbinas Eólicas y sistemas de micro-centrales Hidroeléctricas

Fuente: Capacitación Tecsup - Virtual

1.2.5. Automatización de pequeñas centrales hidroeléctricas

El concepto de Automatizar es realizar procesos o trabajos utilizando poco o nada la mano del hombre. Existen cada vez más procesos de automatización, inclusive algunos que no parecen serlo a simple vista. Normalmente en un circuito automatizado hay dos partes claramente diferenciadas: la fuerza que es la parte del circuito que realiza el trabajo,

utilizando energía neumática, hidráulica, eléctrica, etc. Y el control o maniobra cuyo circuito se encarga de decir el cuándo y cómo, se pueden utilizar también muy variados tipos de energía, neumática, eléctrica, lógica, electrónica, PLC, etc.

Los sistemas de protección y control en pequeñas plantas hidroeléctricas, ha pasado por grandes avances y cambios en los últimos años. En la primera mitad del siglo XX, se utilizaban relés cableados para que operen en un modo semi-automático en los elementos auxiliares de la turbina, así como un sistema de control mecánico para el control de la velocidad. Al desarrollarse la tecnología de los microprocesadores, surgen nuevas posibilidades para facilitar los procesos de control, siendo el primer gran avance en los años 70 la aparición de los Circuitos Lógicos Programables (PLC), reemplazando la lógica cableada para hacer la misma función de los relés cableados con una mayor flexibilidad.

Los primeros PLC poseían solo capacidades matemáticas de nivel básico, realizando funciones de control de bajo nivel no muy complejas, por ejemplo el control del caudal, los niveles de presa de compensación y/o presa principales. En los años 80', el microprocesador permite mayores funciones y la interconectividad de un rango mayor de dispositivos, convirtiéndose con el paso del tiempo a los PLC más modernos, las herramientas indispensables para los procesos de control. Todos los procesos de las estaciones generadoras, puede realizarse mediante PLC, con lo cual puede controlarse la central mediante un enlace de comunicación requerido y/o se considere un sistema óptimo. Entre sus características de operación es informar fallos y suministrar los datos de mediciones suministradas por los sensores para la regulación.

Una ventaja de la automatización, es reducir el personal para operar los equipos de forma manual. Todos los sistemas automáticos proceden a leer la información en la operación de los equipos que están conectados y enviando datos sobre su status, y luego con los datos que recopila, va

activando los comandos y/o controles que nos lleva a operar de la mejor manera la instalación de la Pequeñas Centrales Hidroeléctrica. Pero, aquí surge también un criterio crucial para diseñar una central. En caso de una falla en un área remota, depende el costo y/o las pérdidas financieras que pueda ocasionar el tiempo de poner nuevamente en operación la central, y reducir al mínimo los perjuicios no solo a la empresa encargada de operar la central, si no a los usuarios finales. Al surgir este factor, se considera que estos sistemas requieren un personal especializado en los puntos básicos de operación y análisis de fallas, siendo este operador el que podría cambiar importantes en los comandos o controles, según las características de la central y poder dar soluciones a ciertos niveles de problema del equipo de operación. El sistema automático también lee la información del estatus de operación del equipo, y luego activa comandos o controles para optimizar la producción. El sistema de gestión que comprende las herramientas necesarias para obtener información en tiempo real, proporcionar control remoto y local y sistemas de protección avanzados. En un sistema de proyecto de automatización, tiene 4 bloques y/o partes: el sistema de protección, el sistema de control, el sistema de medición y el sistema de supervisión. Entre las razones para automatizar unas pequeñas centrales, tenemos las siguientes:

a. Costos elevados en equipo de control y protección.

Un sistema de bajo costo puede proporcionar los requerimientos de control y protección necesarios, reduciendo los costos de operación de las Centrales Hidráulicas. En algunos casos, se pueden utilizar sistemas equivalentes, pero con menor grado de complejidad, dependiendo de las condiciones y/o características de la Central, y a la vez puede influir en los equipamientos de control y protección para una Central Hidroeléctrica.

b. Ubicación de las pequeñas centrales hidroeléctricas

Las pequeñas centrales Hidroeléctricas comúnmente por sus características y actual reubicación en los rangos de operaciones actuales, suelen ser instaladas en donde se puede usar el cauce de río simple y/o en lugares

alejados, donde es problemático la instalación de grandes unidades de generación con una Presa Principal y una Laguna de Compensación. El sistema de control debe de ser simple para este tipo de centrales hidroeléctricas pequeñas, con parámetros básicos y prácticos, con una facilidad de operación.

c. El mantenimiento y reparación será difícil cuando las piezas y el personal adiestrado son escasos

Se requiere actualmente personal especializado para el proceso de revisión de los equipos en el momento del llamado mantenimiento mayor. Por lo tanto, se requieren sistemas prácticos y que requieran un trabajo simplificado de mantenimiento.

d. El costo de operación tiene que mantenerse bajo en las pequeñas centrales hidroeléctricas

De aquí que el sistema se diseñe para operar con el mínimo personal. Los controles automáticos y semiautomáticos ahorran costes operacionales. Por ello será necesario seleccionar sistemas de control simple, fiables y baratos. El sistema de control convencional usan equipos separados para gobernar la turbina, generador, control de la excitación, control y protección de plantas.

Debido a esto, la incorporación de un sistema de automatización en una pequeña central hidráulica es relevante actualmente, debido a que Las plantas hidroeléctricas arrancan y paran más frecuentemente, las unidades hidroeléctricas también proporcionan flexibilidad de cambiar el modo de operación; como por ejemplo el control de kw o control de nivel, proporciona operación exitosa, eficiente y uniforme, y las plantas se sitúan en áreas remotas con difícil acceso.

La automatización será la mejor respuesta a las necesidades y servicios de producción, implementando un sistema con el objetivo de mejorar la eficiencia, la productividad y la gestión de la operación del Sistema. Entre los principales benéficos se tienen los siguientes:

- ❖ Eficiencia en la producción de energía de la planta mejorada a casi el valor más práctico posible asegurando la operación optimizada de cada unidad de generación y compartiendo las cargas óptimas entre unidades.
- ❖ Flexibilidad de cambiar el modo de operación. Por ejemplo, control de kW, control de nivel.
- ❖ Operación remota posible. La formación completa de la planta estar disponible on-line en cualquier momento.
- ❖ Mantenimiento más rápido y fácil.
- ❖ Reducción de fallas no programadas por diagnósticos on-line.
- ❖ Simplicidad en la instalación y la reducción en la intervención humana.
- ❖ Capacidad de trabajar en red e integrar funciones de control de planta en un sistema de hardware.
- ❖ Mejora en la disponibilidad del sistema y el espacio de paneles reducido, con un cableado de interconexión reducido.
- ❖ Rendimiento ha mejorado y una seguridad contra las equivocaciones de operador.
- ❖ Arranque y parada de las máquinas más rápidos que en operación manual.
- ❖ Guía al operador para optimizar la generación haciendo funcionar la central con la mejor eficiencia.
- ❖ Coordinación del diseño.

1.2.6. Modos de automatización

Existen métodos definidos para lograr la automatización de un sistema requerido, dependiendo de las características y limitaciones de cada caso. Por eso, se dividen las formas de automatización, en las siguientes:

a) Controlador lógico programable (PLC)

El controlador lógico programable (PLC) es un dispositivo electrónico digital; con una memoria programable para almacenar instrucciones e implementar

tareas específicas de control. Físicamente es un dispositivo electrónico de estado sólido, que puede controlar un proceso o una máquina y que tiene la capacidad de ser programado o reprogramado rápidamente según aplicación que es requerida por el usuario. La principal ventaja es su flexibilidad, siendo fácil añadir, sustraer o modificar el relé y cableado en forma de escalera lógica. Las modificaciones pueden hacerse simplemente reprogramando un PLC, lo cual nos da la ventaja de poder reducir el tiempo de reparación en los sistemas, a la vez que son prácticamente equipos de larga duración y adaptables a las circunstancias que se requiera en los procesos actuales. Los beneficios de los controladores de lógica de relés para computar controladores basados en microprocesadores se deben a los siguientes motivos:

- ❖ Las variables de entrada y salida de control de sistemas discretos son binarios.
- ❖ La mayoría de los relés de control del diagrama de la escalera pueden reemplazarse por software, ya que el riesgo de fallo de software será menor
- ❖ Es fácil hacer cambios en una secuencia programada de eventos cuando solamente hay un cambio en el software.
- ❖ Los PLC facilitan los procesos de mantenimiento y corrección de fallas, ya que ellos mismos monitorean el correcto funcionamiento de aplicación establecido, informando a la vez el estado de su propia CPU, memoria y circuitos de interface de entrada y salida, señalando posibles fallas con señales visibles de alarma, como leds instalados en el área frontal de su chasis.
- ❖ Las funciones especiales tales como las acciones de demora de tiempo y contadores son fáciles de programar.
- ❖ Con el desarrollo de la industria de semiconductores es muy fácil controlar alta potencia ac/dc en respuesta a los comandos de bajo nivel de un computador, tales dispositivos semiconductores incluyen SCRs y TRIACs.

Los PLCs se basan en microprocesadores y pueden realizar cálculos matemáticos complejos y funcionar también como lógica, secuenciación, temporización y contador. La programación de PLC es fácil y usualmente se hace en un diagrama de escalera o diagrama de función. Los rangos de PLCs disponibles hoy en día varían de pequeñas unidades a sistemas modulares con módulos de función adicionales. Añadir un módulo puede consistir en un módulo de entrada/salida analógico, módulo de control PID, módulo de comunicación y memoria adicional del módulo gráfico. El PLC consiste en una unidad de procesamiento central (CPI). Controla y supervisa todas las operaciones, memorias para el programa y almacenamiento de datos, y unidades de entrada/salida con interface en el mundo real. Los microprocesadores adicionales pueden emplearse para controlar funciones complejas, consumidoras en tiempo tales como los procesadores matemáticos, control PID, etc. Para almacenamiento del programa, se usan dispositivos tales como memoria RAM y EPROM. El tamaño de PLC difiere de PLC a PLC y depende del número de instructores que pueden almacenarse y procesarse. El canal de entrada/salida se aísla del interior usando opto-aisladores. Pueden requerirse módulos I/O tanto analógicos como digitales.

b) Sistema de control de distribución (*Distributed Control System*)

También conocido como **DCS**, es un sistema de control aplicado, por lo general, a un sistema de fabricación, proceso o cualquier tipo de sistema dinámico, en el que los elementos del tratamiento no son centrales en la localización (como el cerebro), sino que se distribuyen a lo largo de todo el sistema con cada componente o sub-sistema controlado por uno o más controladores. Todo el sistema de los controladores está conectado mediante redes de comunicación y de monitorización. DCS es un término muy amplio que se utiliza en una variedad de industrias, para vigilar y controlar los equipos distribuidos. Algunas de sus aplicaciones podemos tomarlas como por ejemplo:

- ❖ Redes de energía eléctrica y plantas de generación eléctrica

- ❖ Sistemas de control ambiental
- ❖ Señales de tránsito
- ❖ Sistemas de gestión del agua
- ❖ Plantas de refinación de petróleo
- ❖ Plantas químicas

c) SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)

Un sistema SCADA está basado en computadores que permiten supervisar y controlar a distancia una instalación, proceso o sistema de características variadas. A diferencia de los Sistemas de Control Distribuido, el lazo de control es generalmente cerrado por el operador. Los Sistemas de Control Distribuido se caracterizan por realizar las acciones de control en forma automática. Hoy en día es fácil hallar un sistema SCADA realizando labores de control automático en cualquiera de sus niveles, aunque su labor principal sea de supervisión y control por parte del operador. Los sistemas de control de acceso actualmente ya permiten trabajar con plataformas SCADA mediante protocolos de comunicación como el ModBus (ModBusIP), OPC y otros. En el cuadro presente en la Tabla N°02, se muestra una comparación entre los sistemas Scada y DCS. Un sistema SCADA tiene un grupo de características prácticas que lo hacen ser el mejor sistema para observar y/o visualizar las variables que se desean controlar, y con características de adaptabilidad en varios campos de la industrias (energéticas, manufactura, procesamiento de alimentos, comunicaciones, inclusive de logística y negocios de transporte, etc.). Algunas de estas características son:

- ❖ Configuración, ayuda a definir el entorno de trabajo del SCADA adaptándolo a la aplicación particular que se desea desarrollar, siendo en ambiente donde el sistema se desarrolla, es el área de control y seguimiento de procesos productivos.
- ❖ Interfaz gráfica del operador, proporciona al operador y/o operadores, funciones de control y supervisión de la planta. El proceso se representa mediante sinópticos gráficos almacenados

en el ordenador de proceso y generados desde el editor incorporado en el SCADA o importados desde otra aplicación durante la configuración del paquete. De esta manera, se puede proporcionar información que se puede visualizar y reconocer, diferenciando de esta manera los diferentes datos que podemos considerar importantes de los datos que se pueden considerar redundantes así como las posibles fallas para realizar las correcciones respectivas necesarias.

- ❖ Módulo de proceso, ejecutan las acciones de mando pre-programadas a partir de los valores actuales de variables leídas. En estos módulos, son considerados como sistemas de monitoreo de procesos completos, en los cuales se encuentran pre programados y/o grabados datos de control para comparar parámetros externos y los cuales se desea controlar. Estos datos grabados de base y/o variables definidas, son resultado de los cálculos de diseño y/o condiciones que deben de controlar y están dados según los requerimientos de los usuarios y/o procesos a controlar.
- ❖ Gestión y archivo de datos: almacenamiento y procesado ordenado de datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos, como por ejemplo PC portátiles.
- ❖ Comunicaciones, ya que los datos de información entre la planta y la arquitectura hardware que soporta el SCADA, y también se puede realizar comunicación entre el sistema SCADA y el resto de elementos informáticos de gestión para intercambiar información y datos de operación. Otra característica, es que puede recabar y enviar información y/o datos en zonas remotas, mediante enlaces telefónicos, satelitales, radiales, redes LAN y WAN.

1.2.7. Utilización de PLC en la automatización

La operación de un sistema es más que una simple regulación de una variable controlada. El requerimiento de los medios de regulación significa que algunas variables tienen a ser inestables en su forma continua debido a

las influencias externas. Para las pequeñas hidroeléctricas es muy diferente, hay grandes procesos en que una variable tiene que controlarse mediante una secuencia de eventos, y el proceso de automatización de pequeñas hidroeléctricas típicamente implica muchas operaciones y pasos. Algunos de estos pasos pueden presentarse tanto en serie, como en paralelo. Algunos eventos pueden implicar configuración de estados discretos en la planta como apertura o cierre de válvulas, accesorios, etc.

Tabla N° 2: Comparación entre sistemas Scada y DCS

ASPECTO	SCADA	DCS
TIPO DE ARQUITECTURA	CENTRALIZADA	DISTRIBUIDA
TIPO DE CONTROL PREDOMINANTE	SUPERVISORIO: Lazos de control cerrados por el operador. Adicionalmente: control secuencial y regulatorio.	REGULATORIO: Lazos de control cerrados automáticamente por el sistema. Adicionalmente: control secuencial, batch, algoritmos avanzados, etc.
TIPOS DE VARIABLES	DESACOPLADAS	ACOPLADAS
ÁREA DE ACCIÓN	Áreas geográficamente distribuidas.	Área de la planta.
UNIDADES DE ADQUISICIÓN DE DATOS Y CONTROL	Remotas, PLC´s.	Controladores de lazo, PLC´s.
MEDIOS DE COMUNICACIÓN	Radio, satélite, líneas telefónicas, conexión directa, LAN, WAN.	Redes de área local, conexión directa.
BASE DE DATOS	CENTRALIZADA	DISTRIBUIDA

Fuente: Capacitación Tecsup – Virtual

Otros eventos pueden implicar regulación de algunas variables continuas en el tiempo o duración de la operación. Por ejemplo es muy importante mantener la velocidad constante de una máquina para quedar en sincronización con la barra principal. Por ello la operación de las Pequeñas Centrales Hidráulicas, es una serie de procesos discretos y continuos. En los primeros días del desarrollo de los PLC, los microprocesadores eran un medio muy importante de hacer estas tareas pero el número de relés no quedaba afectado. Pero con ayuda de los PLC, se minimiza el uso de relés cableados. Las ventajas de estos relés es que son actualmente digitales, de forma que se minimiza el daño del sistema, se reduce el coste y el mantenimiento. Si hay necesidad de cambiar el sistema de control, sólo el programa puede cambiarse y hacerse fácilmente sin ninguna implicación en coste. Los PLC son capaces de realizar estas operaciones de forma muy efectiva y los hace convenientes para sistemas de control discretos. Donde la secuencia de eventos es un programa para formar un diagrama de escalera. Por ejemplo el programa de secuencia de eventos al arrancar una máquina implica control de estados discreto, como sensores de presión, limitadores, etc.



Figura N° 2.- Módulo de proceso XM-360 de Allen – Bradley Process

Fuente: Bradley Process

Otros eventos son puramente continuos o pueden ser combinación tanto de procesos continuos como discretos. En procesos continuos podemos necesitar convertir la señal analógica al valor aceptable al PLC y luego con

convertidores A/D convertidos a entradas digitales de procesador. Un algoritmo de control se despliega para conseguir una señal de control de la variable. Para calcular el error, los algoritmos pueden aplicarse para conseguir una señal de control. De esta forma la señal se convierte en señal analógica y luego amplifica al control de la variable. Para un control más preciso pueden desarrollarse algoritmos PID. Hay módulos separados disponibles en el PLC denominados módulos PID. Dependiendo de la acción de control, la velocidad y exactitud de la respuesta del sistema, la señal de error puede amplificarse usando cualquier combinación de acciones proporcionales, integrales y derivativas que pueden combinarse entre sí para conseguir la acción de control deseado. Para todos los controles continuos tales como control de gobierno, control de carga, control de nivel, control de caudal, control del factor de potencia, etc. Un algoritmo PID puede desplegarse en forma de diagrama de escalera y el PLC puede usarse para propósitos de control. Los controladores lógicos programables (PLC) pueden usarse para auto operación de la pequeña central hidroeléctrica. Varias funciones y controles pueden alcanzarse programando el PLC. Pueden realizarse varias funciones distintas al control continuo, registro de datos, instrumentación y protección. Puede realizarse comunicación con PLC para realizar operaciones remotas. Para propósitos de control continuo, un computador personal puede conectarse con PLC y obtener regularmente datos continuos. PLC puede programarse de acuerdo con los requerimientos operacionales y modos de operación como grid conectada y aislada, control completamente automático y semiautomático, etc. De esta forma todas las funciones pueden integrarse en un único PLC, que originará una reducción de los costes totales, facilidad de operación y mantenimiento. El controlador de planta de tipo de Controlador Lógico Programable (PLC) combinado con PC basado en sistemas SCADA se usa para control de planta y adquisición de datos. Esto hace que el sistema sea económicamente viable y de esta forma puede ser conveniente para muchas pequeñas centrales hidráulicas. Se considera que el sistema de control digital dedicado con interface con PC digital, por redundancia, así como adquisición y almacenaje de datos puede realizar todas las funciones de gobierno, control de unidad y protección, así

como almacenamiento de datos y redundancia. Los sistemas SCADA pueden ser parte de un gobierno digital basado en PC y equipo de control de generación.

En caso de los PLC, se basan en microprocesadores y pueden realizar cálculos matemáticos complejos y funcionar también como lógica, secuenciación, temporización y contador. La programación de PLC es fácil y se realiza en un diagrama de escalera o diagrama de función. Los rangos de PLCs disponibles hoy en día varían de pequeñas unidades a sistemas modulares con módulos de función adicionales. Añadir un módulo puede consistir en un módulo de entrada/salida analógico, módulo de control PID, módulo de comunicación y memoria adicional del módulo gráfico. Los PLC se clasifican en:

- a. PLC Nano, es un PLC del tipo compacto y que puede manejar un grupo reducido de entradas y salidas en un número inferior de 100. Este tipo de PLC posee integrado una fuente de alimentación, la CPU y las entradas y salidas (puertos I/O). Esto permite manejar entradas y salidas digitales y algunos módulos especiales. Estos PLC pueden ser utilizados también para funciones de RTU a larga distancia, ya que son útiles para tomar los datos de sensores y/o otros equipos necesarios para complementar las operaciones de la planta.
- b. PLC Compacto, que incorpora la fuente de alimentación, CPU y módulos de entrada - salida en módulo principal único, lo que permite manejar un mayor número de entradas y salidas (Promedio de 500 E/S), puede manejar una mayor gama de módulos especiales, como entradas y salidas analógicas, módulos contadores rápidos, módulos de comunicación, interfaces de operación, expansión de entradas y salida.
- c. PLC Modular , es un PLC más completo y que cumple la función de controlador final, teniendo un conjunto de elementos como racks, fuentes de alimentación, CPU y Módulos Entradas / Salidas.



Figura N° 3.- Ejemplo de PLC Nano – EMC Automation PVT. LTD

Fuente: EMC Automation Pvt. Ltd - India



PLC Compacto – MELSEC FX3U



PLC Modulares – Panasonic FP-2

Figura N° 4.- Ejemplo de PLC Compactos y Modulares

Fuente: Compañías Mitsubishi y Panasonic

Otra Clasificación de los PLC, se da por el número de entradas y salidas que posea. En este caso, se clasifican a los PLC como:

- a. Micro PLC, los cuales cuenta con un número de hasta 64 Entradas/Salidas.
- b. PLC Pequeño que cuenta con un número entre 65 y 255 Entradas y Salidas.
- c. PLC median que cuenta con un número entre 256 y 1023 Entradas/Salidas
- d. PLC Grande que cuenta con más de 1024 Entradas/salidas.

La elección de este PLC depende de las necesidades reales que se presentan en un diseño. En este caso, observaremos la implementación de los PLC de manera de interconectar, cumpliendo las operaciones de control y automatización al realizar los comandos asignados y la operación de una Pequeña Planta Hidráulica.

Otro de los componentes importantes, lo conforma El Procesador, que ejecuta un programa para la operación especificada en el diagrama de escalera. El procesador lleva a cabo operaciones aritméticas y lógicas en los datos de las variables de entrada y determinan el estado apropiado de las variables de salida, funciona bajo un sistema de operación de supervisión permanente que dirige las operaciones totales de entrada y salida de datos para la ejecución de los programas de usuario. Pero, la operación de un sistema implica más que la simple regulación de una variable controlada. El requerimiento de los medios de regulación implica que algunas variables tienden a variar de forma continua debido a las influencias externas. En caso de las pequeñas hidroeléctricas es muy diferente, los procesos en pequeñas centrales hidráulicas en sus variables tienen que controlarse por una secuencia de eventos y con ayuda de los PLC, se minimiza el uso de relés cableados. Un PLC tiene bastante número de relés para hacer esta operación. Otros eventos son puramente continuos o pueden ser combinación tanto de procesos continuos como discretos. En procesos continuos podemos necesitar convertir la señal analógica al valor aceptable al PLC y luego con convertidores A/D convertidos a entradas digitales de procesador. Un algoritmo de control se despliega para conseguir una señal de control de la variable. Para calcular el error, los algoritmos pueden aplicarse para lograr una señal de control. Así la señal se convierte en señal analógica y luego amplifica al control de la variable. Para un control más preciso pueden desarrollarse algoritmos PID. Hay módulos separados disponibles del PLC para este propósito, denominándose módulos PID. Dependiendo de la acción de control, la velocidad y exactitud de la respuesta del sistema, la señal de error puede amplificarse usando cualquier combinación de acciones proporcionales, integrales y derivativas que

pueden combinarse entre sí para conseguir la acción de control deseado. Para todos los controles continuos tales como control de gobierno, control de carga, control de nivel, control de caudal, control del factor de potencia, etc. Un algoritmo PID puede desplegarse en forma de diagrama de escalera y el PLC puede usarse para propósitos de control. Los controladores lógicos programables (PLC) pueden usarse para auto operación de la central hidroeléctrica. Varias funciones y controles pueden alcanzarse programando el PLC.

Pueden realizarse varias funciones distintas al control continuo, registro de datos, instrumentación y protección; así como comunicación con PLC para realizar operaciones remotas. Para propósitos de control continuo, un computador personal puede conectarse con PLC y obtener regularmente datos continuos. PLC puede programarse de acuerdo con los requerimientos operacionales y modos de operación (interconectada y/o aislado), control completamente automático y semiautomático, etc. De esta forma todas las funciones pueden integrarse en un único PLC, que originará una reducción de los costes totales, facilidad de operación y mantenimiento. El controlador de planta de tipo de Controlador Lógico Programable (PLC) combinado con PC basado en sistemas SCADA se usa para control de planta y adquisición de datos. Esto hace que el sistema sea económicamente viable y de esta forma puede ser conveniente para muchas hidráulicas. Se considera que el sistema de control digital dedicado con interface con PC digital, por redundancia, así como adquisición y almacenaje de datos puede realizar todas las funciones de gobierno, control de unidad y protección, así como almacenamiento de datos y redundancia. Los sistemas SCADA pueden ser parte de un gobierno digital basado en PC y equipo de control de generación.

1.2.8. Composición de un PLC

Un PLC posee comúnmente la siguiente composición estructuras, dividida en 2 partes:

- a. Estructura Externa.- la estructura interna de un PLC se puede clasificar como Compacta en un solo bloque se encuentran todos los elementos, y Modular (*Estructura americana que separa las E/S del resto del autómata y Estructura europea que cada módulo es una función: fuente de alimentación, CPU, E/S, etc.*).
- b. Estructura Interna.- la estructura interna de un PLC, se divide en los siguientes diagramas de componentes (Figura N° 5). En este caso, tenemos componentes como unidad de memoria, microprocesador, fuente de alimentación, reloj, registros de unidades de entrada y salida (acopladores E/S y Series E/S) y sus correspondientes expansiones de entradas/salidas y la expansión de los bus de datos.

CPU (Unidad de Procesamiento Central).- La CPU es el cerebro del PLC, responsable de la ejecución del programa desarrollado por el usuario. Estrictamente formada por uno o varios procesadores; en la práctica, puede abarcar también a la memoria, puertos de comunicaciones, circuitos de diagnóstico, fuentes de alimentación, etc. Las entradas (interfaces o adaptadores de entrada) se encargan de adaptar señales que provienen del campo a niveles que la CPU pueda interpretar como información. Las señales de campo pueden implicar niveles y tipos de señal eléctrica diferentes a los que maneja la CPU. En forma similar, las salidas (interfaces o adaptadores de salida) comandan dispositivos de campo en función de la información enviada por la CPU, que se comunica con las de entrada por medio de un bus paralelo.

De esta forma se cuenta con un bus de alimentación eléctrica a las interfaces de entrada. A las entradas se conectan sensores, que pueden ser de varios tipos, como pulsadores, llaves, termostatos, presostatos, límites de carrera, sensores de proximidad y otros elementos que generan señales binarias (on/off). Las salidas comandan distintos equipos, pueden ser por ejemplo: lámparas, sirenas y bocinas, contactores de mandos de motores, válvulas solenoide y otros elementos comandados por señales binarias.

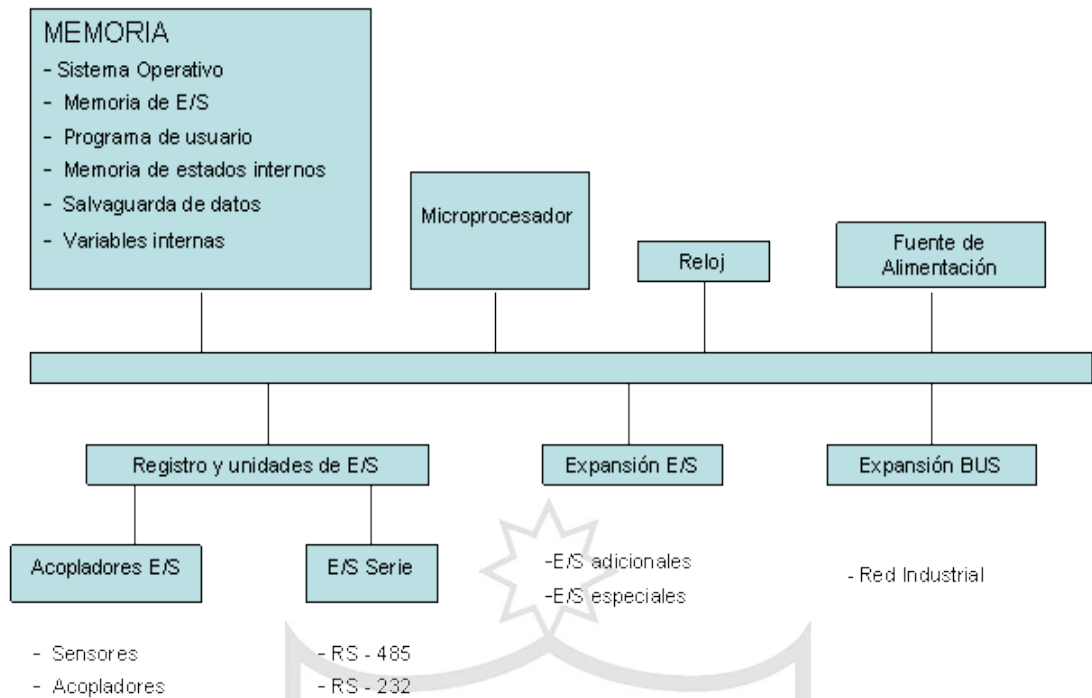


Figura N° 5.- Estructura Interna de un PLC

Fuente: Instrumentación Digital y Redes Industriales – Tecsup.

Cuando un sensor conectado a una entrada se cierra, permite que aparezca entre los bornes de esa entrada una tensión (por ejemplo 24 Vcc). Esta tensión es adaptada por la interface de entrada al nivel y tipo de tensión que la CPU puede leer a través del bus de datos. Cuando la CPU lee este nivel de tensión, recibe la información de que dicha entrada está en el estado activado, o sea en el estado lógico equivalente a 1.

La CPU contiene dentro de su tarjeta de control, un Microprocesador o Microcontrolador en forma de un circuito integrado. La CPU se encarga de ejecutar el programa de usuario mediante el programa del sistema. Sus funciones pueden ser descritas como de vigilar que el tiempo de ejecución del programa de usuario no excede un determinado tiempo máximo (tiempo de ciclo máximo). A esta función se le suele denominar Watchdog (perro guardián). También, debe ejecutar el programa de usuario, crear una imagen de las entradas, ya que el programa de usuario no debe acceder directamente a dichas entradas, renovar el estado de las salidas en función

de la imagen de las mismas obtenida al final del ciclo de ejecución del programa de usuario y la verificación del sistema.

La CPU se especifica mediante el tiempo que requiere en procesar 1K de instrucciones, y por el número de operaciones diferentes que puede procesar. Normalmente el primer valor va desde menos de un milisegundo a unas decenas de milisegundos, y el segundo de 40 a más de 200 operaciones diferentes.

Memoria.- Es donde reside tanto del programa como de los datos que se van obteniendo durante la ejecución del programa. Existen dos tipos de memoria según su ubicación: la residente, que está junto o en la CPU y la memoria exterior, que puede ser retirada por el usuario para su modificación o copia. La memoria se puede emplear para que cumpla algunas funciones, como la memoria del programa de usuario; donde está el programa que el autómata va a ejecutar cíclicamente. La memoria de la tabla de datos que se puede subdividir en zonas según el tipo de datos. La memoria del sistema es donde se encuentra el programa en código máquina que monitoriza el sistema (programa del sistema o firmware). Este programa es ejecutado directamente por el microprocesador o microcontrolador que posea el autómata. Finalmente, la memoria de almacenamiento que es una memoria externa empleada para almacenar el programa de usuario, y en ciertos casos parte de la memoria de la tabla de datos. Suele ser de uno de los siguientes tipos: EPROM, EEPROM, o FLASH.

Cada autómata divide su memoria de esta forma genérica, haciendo subdivisiones específicas según el modelo y fabricante. En cuanto a la memoria, es necesario considerar dos características principales: tamaño y tipo de memoria. En general las unidades centrales incorporan una cantidad de memoria acorde con su capacidad de control y la potencia del conjunto de instrucciones con las que opera. Par mejor adaptarse a cada aplicación por razones económicas, un mismo equipo suele presentarse con distintas

opciones de cantidad de memoria 1K, 2K, 4K, etc. Así como ofrecer la posibilidad de ampliación de una cantidad de memoria de base ya instalada.

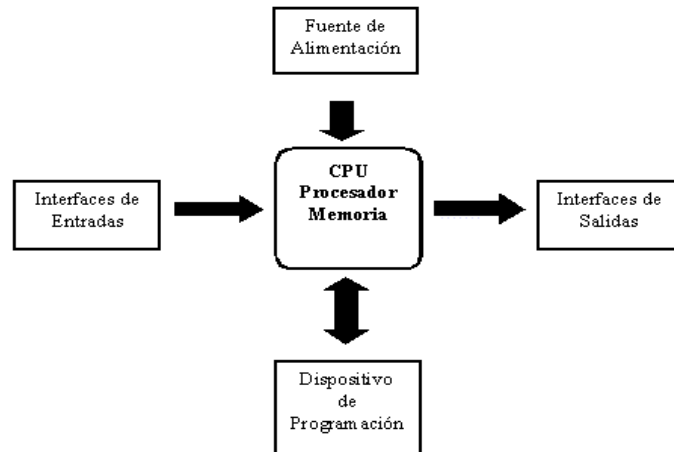


Figura N° 6.- Diagrama de un CPU

Fuente: Instrumentación Digital y Redes Industriales – Tecsup

La ampliación se hará sobre el propio procesador mediante circuitos integrados o bien módulo de memoria. La tecnología de la memoria empleada dependerá de la ampliación concreta. En ciertas aplicaciones es necesario introducir cambios en la secuencia de control con cierta frecuencia, sin posibilidad de detener su funcionamiento; esto solo es posible cuando se está trabajando con una memoria del tipo RAM, por tanto volátil y que requiere un soporte de batería. Por otra parte, los fabricantes de cierto tipo de maquinaria una vez desarrollado, probado y depurado el programa de control, se interesan en trabajar con memorias permanentes del tipo EPROMM o EEPROM, que proporcionan un medio muy fiable de almacenamiento del programa. Las memorias EPROM pueden borrarse mediante una radiación ultravioleta y posteriormente ser reprogramadas, mientras que las PROM no pueden modificarse una vez que ya se hayan programado. En algunos equipos se ofrece la posibilidad de disponer de ambos tipos de memoria, permanente y volátil, en una misma unidad, de forma que el usuario tiene la posibilidad de modificar con facilidad algunas secuencias.

Entradas y salidas.- Para llevar a cabo la comparación necesaria en un control automático, es preciso que el PLC tenga comunicación al exterior. Esto se logra mediante una interface llamada de entradas y salidas, de acuerdo a la dirección de los datos vistos desde el PLC. El número de entradas y salidas va desde 6 en los PLC “compactos”, a varios miles en PLC modulares. El tipo preciso de entradas y salidas depende de la señal eléctrica que se utilizaran:

- Corriente Alterna (ac) 24, 48, 120, 220 V. Salidas: Triac, Relevador.
- Corriente Directa (de Digital) 24, 120 V. Entradas: Sink, Souse. Salidas: Transistor NPN, Relevador.
- Corriente directa (dc Analógica), como 0 – 5, 0 -10 V, 0 – 20,4 – 20 mA teniendo entradas y Salidas Analógicas.

Procesador de comunicaciones .- Las comunicaciones de la CPU son llevadas a cabo por un circuito especializado con protocolos de los tipos RS – 232C, TTY o HPIB (IEEE-485) según el fabricante y la sofisticación del PLC.

Tarjetas modulares inteligentes.- existen para los PLC modulares, tarjetas con funciones específicas que relevan al microprocesador de las tareas que requieren de gran velocidad o de gran exactitud. Estas tarjetas se denominan inteligentes por contener un microprocesador dentro de ellas para su funcionamiento propio. El enlace al PLC se efectúa mediante el cable (bus) o tarjeta de respaldo y a la velocidad del CPU principal. Las funciones que se encuentran en este tipo de tarjetas son comúnmente el posicionamiento de servomecanismos, contadores de alta velocidad, transmisores de temperatura y el puerto de Comunicación BASIC.

Bus.- Los sistemas modulares requieren una conexión entre los distintos elementos del sistema lo que se logra mediante un bastidor que a la vez es el soporte mecánico de los mismos. Este bastidor contiene la conexión a la fuente de voltaje, así como el “bus” de direcciones y de datos con el que se comunican las tarjetas y la CPU. En el caso de tener muchas tarjetas de

entradas/salidas, o de requerirse éstas en otra parte de la máquina, a cierta distancia de la CPU, es necesario adaptar un bastidor adicional que sea continuación del original, con una conexión entre bastidores para la comunicación. Esta conexión si es cercana puede lograrse con un simple cable paralelo y, en otros casos, se requiere de un procesador de comunicaciones para emplear fibra óptica o, una red con protocolo establecida.

Fuente de poder.- Se requiere de una fuente de voltaje para la operación de todos los componentes mencionados anteriormente. Y ésta, puede ser externa en los sistemas de PLC modulares o, interna en los PLC compactos. Así mismo, en el caso de una interrupción del suministro eléctrico, para mantener la información en la memoria borrable de tipo RAM, como es la hora y fecha, y los registros de contadores, etc. Se requiere de una fuente auxiliar. En los PLC compactos un “supercapacitador” ya integrado en el sistema es suficiente, pero en los modulares, es preciso adicionar una batería externa.

Programador.- El autómata debe disponer de alguna forma de programación, la cual se suele realizar empleando alguno de los siguientes elementos:

- ❖ Unidad de programación: suele ser en forma de calculadores. Es la forma más simple de programar el autómata, y se suele reservar para pequeñas modificaciones del programa o la lectura de datos en el lugar de colocación del autómata.
- ❖ Consola de programación: es un terminal a modo de ordenador que proporciona una forma más cómoda de realizar el programa de usuario y observar parámetros internos del autómata. Desfasado actualmente.
- ❖ PC: es el modo más potente y empleado en la actualidad. Permite programar desde un ordenador personal estándar, con todo lo que ello supone; herramientas más potentes, posibilidad de

almacenamiento en soporte magnético, impresión, transferencia de datos, monitorización mediante software, etc.



Figura N°7.- Ejemplo de Unidad de Programación

Fuente: Programadores PLC - HP

Dispositivos periféricos.- El autómata programable, en la mayoría de los casos, puede ser ampliable. Las ampliaciones abarcan un gran abanico de posibilidades, que van desde las redes internas (LAN, etc.), módulos auxiliares de E/S, memoria adicional hasta la conexión con otros autómatas del mismo modelo. Cada fabricante facilita las posibilidades de ampliación de sus modelos, los cuales pueden variar incluso entre modelos de la misma serie. Esto podemos verlo con un ejemplo en el Figura N°8.

1.2.9.- Lenguaje de programación de un PLC

Los Controladores Lógicos Programables, poseen un lenguaje de programación para darle sus instrucciones de operación. Cada lenguaje posee una característica y una razón en su desarrollo. Se define el programa como un conjunto de instrucciones, órdenes y símbolos reconocibles por el PLC, a través de su unidad de programación, que le permiten ejecutar una secuencia de control deseada. El Lenguaje de Programación en cambio permite al usuario ingresar un programa de control en la memoria del PLC, usando una sintaxis establecida. Los lenguajes de programación han sido desarrollados junto a los PLC, y se basan en los estándares de la norma estándar IEC 1131-3. Los lenguajes de hoy en día tienen nuevas y más versátiles instrucciones y con mayor poder de computación. Por ejemplo, los

PLCs pueden transferir bloques de datos de una localización de memoria a otra, mientras al mismo tiempo llevan cabo operaciones lógicas y matemáticas en otro bloque. Como resultado de estas nuevas y expandidas instrucciones, los programas de control pueden ahora manejar datos más fácilmente. Cada fabricante diseña su propio software de programación, lo que significa que existe una gran variedad comparable con la cantidad de PLCs que hay en el mercado. No obstante, actualmente 5 tipos de lenguajes de programación de PLCs, los cuales son utilizados dependiendo del nivel de control y operación de control requerido.

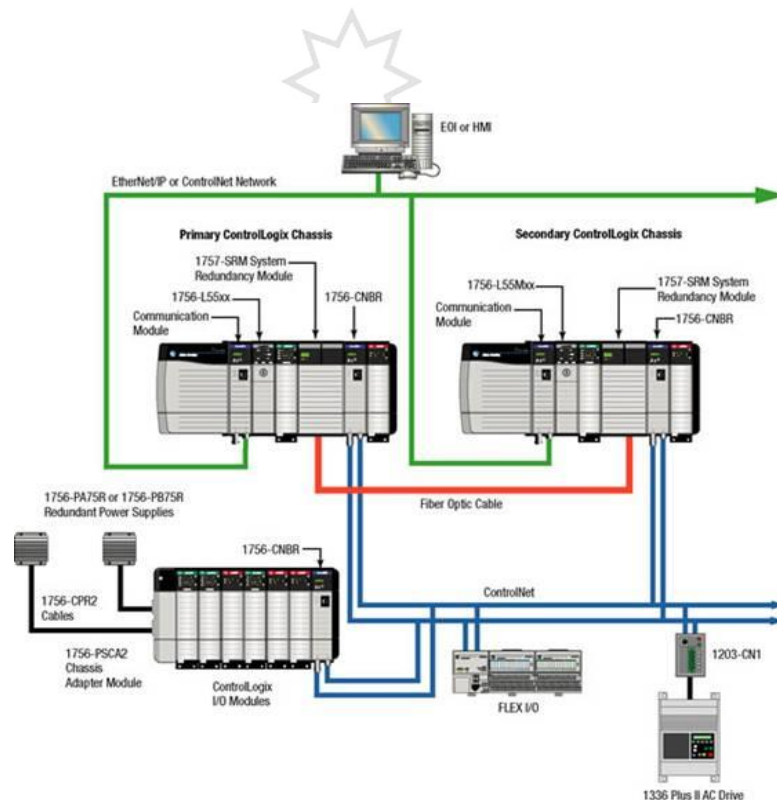


Figura N°8.- Dispositivos Periféricos Conectados al PLC

Fuente: www.Industriasynegocios.cl

a) Lenguaje de contactos o Ladder

El lenguaje de contactos, conocido como Ladder o lenguaje de escalera, es un lenguaje gráfico, derivado del lenguaje de relés. Mediante símbolos representa contactos, bobinas, etc. Su principal ventaja es que los símbolos básicos están normalizados según el estándar IEC y son empleados por todos los fabricantes. Los diagramas de escalera son esquemas de uso

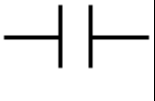
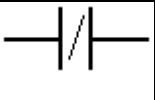
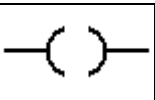
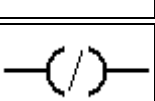
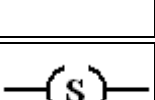

común para representar la lógica de control de sistemas industriales. Se le llama diagrama "escalera" porque se asemejan a una escalera, con dos rieles verticales (de alimentación) y "escalones" (líneas horizontales), en las que hay circuitos de control que definen la lógica a través de funciones. De esta manera Las principales características del lenguaje ladder son:

- Instrucciones de entrada se introducen a la izquierda
- Instrucciones de salida se situarán en el derecho.
- Los carriles de alimentación son las líneas de suministro de energía L1 y L2 para los circuitos de corriente alterna y 24 V y tierra para los circuitos de CC.
- La mayoría de los PLC permiten más de una salida por cada renglón (Rung).
- El procesador (o "controlador") explora peldaños de la escalera de arriba a abajo y de izquierda a derecha

Las instrucciones de entrada son las condiciones que tiene el circuito para dejar o no dejar pasar la corriente de una línea a la otra. Estas condiciones se manejan comúnmente con contactos normalmente abierto o normalmente cerrados los cuales interpretan las señales de alto y bajo de sensores o interruptores. Si las condiciones son reales, la señal de corriente llegara hasta los interruptores de salida; las cuales generan acciones como la energización de la bobina de un motor o energizar una lámpara por ejemplo. De esta forma el paso de la corriente a las bobinas de salida están condicionadas por la lógica que manejen las instrucciones de entradas. Un PLC tiene muchas terminales "de entrada" y también muchos terminales de salida, a través de los cuales se producen las señales "alta" o "baja" que se transmiten a las luces de energía, solenoides, contactores, pequeños motores y otros dispositivos que se prestan a control on/off. En un esfuerzo por hacer PLC fácil de programar, el lenguaje de programación ladder fue diseñado para asemejarse a los diagramas de lógica de escalera. Por lo tanto, un electricista industrial o ingeniero eléctrico, acostumbrados a leer

esquemas de lógica ladder se sentirán más cómodos con la programación de un PLC si se maneja con el lenguaje ladder.

Tabla N° 3: Símbolos del lenguaje Ladder

Símbolo	Nombre	Descripción
	Contacto NA	Se activa cuando hay un uno lógico en el elemento que representa, esto es, una entrada (para captar información del proceso a controlar), una variable interna o un bit de sistema.
	Contacto NC	Su función es similar al contacto NA anterior, pero en este caso se activa cuando hay un cero lógico, cosa que deberá de tenerse muy en cuenta a la hora de su utilización.
	Bobina NA	Se activa cuando la combinación que hay a su entrada (izquierda) da un uno lógico. Su activación equivale a decir que tiene un uno lógico. Suele representar elementos de salida, aunque a veces puede hacer el papel de variable interna.
	Bobina NC	Se activa cuando la combinación que hay a su entrada (izquierda) da un cero lógico. Su activación equivale a decir que tiene un cero lógico. Su comportamiento es complementario al de la bobina NA.
	Bobina SET	Una vez activa (puesta a 1) no se puede desactivar (puesta a 0) si no es por su correspondiente bobina en RESET. Sirve para memorizar bits y usada junto con la bina RESET dan una enorme potencia en la programación.
	Bobina SET	Permite desactivar una bobina SET previamente activada.

Fuente: Programa de capacitación – Tecsup Virtual

b) Lenguaje booleano

El lenguaje Booleano utiliza la sintaxis del Álgebra de Boole para ingresar y explicar la lógica de control. Consiste en elaborar una lista de instrucciones o nemónicos, haciendo uso de operadores Booleanos (AND, OR, NOT, etc.) y otras instrucciones nemónicas, para implementar el circuito de control. El lenguaje “Lista de Instrucciones” (IL) de la Norma IEC 1131-3, es una forma de lenguaje Booleano. Se le considera uno de los lenguajes estructurados de la programación.

c) Diagrama de funciones

Es un lenguaje gráfico que permite al usuario programar elementos (bloque de funciones del PLC) en tal forma que ellos aparecen interconectados al

igual que un circuito eléctrico. Generalmente utilizan símbolos lógicos para representar al bloque de función. Las salidas lógicas no requieren incorporar una bobina de salida, porque la salida es representada por una variable asignada a la salida del bloque. El diagrama de funciones lógicas, resulta especialmente cómodo de utilizar, a técnicos habituados a trabajar con circuitos de puertas lógicas, ya que la simbología usada en ambos es equivalente. Adicionalmente a las funciones lógicas estándares y específicas del vendedor, el lenguaje FBD de la Norma IEC 1131-3 permite al usuario construir sus propios bloques de funciones, de acuerdo a los requerimientos del programa de control solicitado y sus funciones y/o objetivos de control. Se considera el lenguaje de programación más conocido y difundido en los procesos de control.

d) La Carta de funciones secuenciales o Grafcet

Es una representación de análisis gráfico donde se establecen las funciones de un sistema secuencial. Este lenguaje consiste en una secuencia de etapas y transiciones, asociadas respectivamente con acciones y condiciones. Las etapas representan las acciones a realizar, las transiciones y las condiciones que deben cumplirse para ir desarrollando acciones, dividiendo el ciclo de proceso en un cierto número de pasos bien definidos, y en transiciones que los separan. Es un lenguaje de programación de alto nivel del tipo gráfico. Este lenguaje es el núcleo del estándar IEC 1131-3. Los otros lenguajes se usan para describir las acciones realizadas en cada uno de los pasos, y para describir las condiciones lógicas para pasar de una etapa a otra y/o llamadas también transiciones.

e) Diagrama de lenguaje texturado

El otro lenguaje pertenece al nivel de los lenguajes textuales, y se llama Texto estructurado. Es un lenguaje del tipo booleano de alto nivel y estructurado, incluye las típicas sentencias de selección (IF-THEN-ELSE) y de interacción (FOR, WHILE Y REPEAT), además de otras funciones específicas para aplicaciones de control. Su uso es ideal para aplicaciones en las que se requiere realizar cálculos matemáticos, comparaciones, emular

protocolos, etc. En la Tabla N° 4 la comparación entre las marcas de los PLC en el mercado, y el sistema de lenguaje entre sistema gráfico y sistema de textura, lo cual contribuye a entender mejor los lenguajes de programación.

Tabla N° 4: Lenguaje de Programación de diferentes PLC's

LENGUAJE M A R C A	GRAFICO			TEXTUAL	
	PLANO DE FUNCIONES	PLANOS DE CONTACTOS	GRAFNET	LISTA DE INSTRUCCIONES	TEXTO ESTRUCTURADO
SIEMENS (Simatic)	STEP 5	STEP 5, STEP 7	GRAPH 5, S7-GRAPH	STEP 5, STEP 7	STEP 7
SIEMENS (T)	TISOFT (RLL)		TISOFT (Machine-stage)	-	-
AEG (Modicon)	MODSOFT		-	MODSOFT	-
KLÖCKNER MOELLER (Sucas PS30 - Serie)	-	SUCOSOFT S 30	-	SUCOSOFT S 30	-
TELEMECANIQUE	-	PL7 - 2	PL7 - 2	PL7 - 1	PL7 - 0
ALLEN BRADLEY	-	APS	-	-	-
GENERAL ELECTRIC (Fasac)	-	LOGICMASTER 90	-	-	LOGICMASTER 90

Fuente: Capacitación Tecsup – Programación de PLC

1.2.10.- Datos y formulas básicas para diseño

Para el desarrollo de un trabajo de planeamiento y diseño de una pequeña central hidroeléctrica. Entre los datos que pueden utilizarse para el diseño, se puede mencionar los siguientes:

- ❖ **Potencia de salida nominal (Pt)** , que se obtiene mediante la siguiente formula (Ecuación No 05), para la parte referente a la Turbina :

$$Pt = \rho \times g \times Q_{max} \times H_{nor} \times (\eta_t/100) \times 10^{-3}(kW)$$

Ecuación No 05.- Potencia de Salida en Turbina

Donde:

- Pt : Potencia nominal de la turbina, (kW)
- ρ : Densidad del agua (kg/m³)
- g : Aceleración de la gravedad
- Q : Carga máxima de agua por unidad
- H_t : Eficiencia de la turbina

- ❖ **La velocidad específica (No)**, se encuentra dada por las siguientes ecuación (Ecuación No 06), ya que usamos las ecuación para ver la velocidad específica de la turbina, dependiendo que tipo de turbina se utilizó :

$$No = (\pi \cdot RPM / 30) \times (\sqrt{Qn} / \pi) / (2 \times g \times H_{nor})^{0.75}$$

Ecuación No 06.- Velocidad Específica

No: Velocidad específica, (p.u)
 Hnor: Altura neta normal en metros
 Qn: Caudal nominal de cada unidad (m3/s)
 g: Aceleración de la gravedad en el baricentro de la turbina.
 RPM: Velocidad de rotación del grupo

- ❖ **Capacidad del generador**, está especificada por la siguiente relación (Ecuación No 07):

$$Pg = Pt \cdot \eta_g / pf$$

Ecuación No 07.- Capacidad del Generador

Dónde:

Pg: Capacidad del generador (kVA)
 Pt: Salida de la turbina, 6,860 (kW)
 ηg: Eficiencia del Generador, 96.0%
 pf: Factor de potencia, 0.9

El factor de potencia de los generadores sincrónicos accionados por turbinas hidráulicas normalmente usado varía entre 0.85 a 1.00. En la actualidad, bajo las nuevas normas vigentes, se trabajara con el factor de potencia de 0.90

- ❖ **Calculo de cargas del sistema**, al realizar el análisis de la factibilidad y/o destino de la generación de energía y determinar la potencia que se requiere generar del diseño, debemos tener datos de antemano como por ejemplo la cantidad de población de la zona que podrá llegar la energía, la cual se puede tomar de los censos nacionales. La Distancia de las comunidades y/o poblaciones a las cuales llegara el servicio, para determinar la distribución de recursos y de la energía. Comúnmente, se

debe de considerar sobre la carga calculada en total por población, se aplica un margen de 20% extra de seguridad. La relación de uso de energía para calcular el consumo de la población, un equivalente de 60% de la energía de consumo de la población se proyecta para el consumo en lo referente a comercio. Teniendo en cuenta que una Pequeña Central Hidroeléctrica está diseñada para operación aislada, y dirigido a poblaciones con potencial industrial pequeño y comercial específicos, los valores pueden reducirse, pudiendo dedicar siempre los excesos de energía a ser entregados a otras comunidades de la zona, y a la vez poder manejar energía extra de reserva para lograr expansiones a futuro, por la interconexión al Sistema Interconectado Nacional si es que la legislación vigente lo exige.

La carga energética que se utiliza para uso comunitario, comúnmente están relacionado en cargas equivalente a 1/7 de la carga general diseñada para cada población (un promedio de 14.7% a 16.6%.de la carga de uso de la población). Estos pueden ser para servicios municipales de iluminación, postas médicas, comisarias, bomberos, etc. El promedio de consumo por persona y/o habitante, se considera con la base de 35 vatios de potencia. Sobre esta cifra, se promedia con la información de la cantidad de habitantes de las poblaciones cercanas y/o área de influencia de la Pequeña Central Hidroeléctrica proyectada. Estos procesos de cálculo para determinar las cargas de energía, podemos verlo en el anexo No 01

1.3.- Propuesta de tesis

Teniendo en cuenta la información presentada, se propone un procedimiento de planificación y diseño de Automatización que puede servir de manual de implementación de un sistema SCADA de control en el caso de una Pequeña Central Hidroeléctrica, con la capacidad de poder evolucionar y/o adaptarse hasta cierto punto según los requerimientos a futuro, dependiendo de las características físicas y mecánicas. En esta propuesta de diseño, se ven las tecnologías que se pueden usar en la implementación, uniendo en

ello los nuevos conceptos y tecnologías que existen disponibles en el mercado de la automatización. Se evaluará la variedad de equipos opcionales para la implementación, dependiendo de los parámetros de operación y las condiciones en la cual deben de operar los mismos, según los resultados de analizar las variables del proyecto en conjunto (Análisis de caudales, topografía, infraestructura, generación proyectada, rentabilidad e impacto social).

Por lo expuesto, esta propuesta de planificación y diseño será de ayuda y guía para diseños centrados en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, así como ayudar al implementar diseños del nivel mini-central y Micro-central, desde el punto de vista de implementación y equipamiento. Finalmente, algunos de los principios pueden implementarse con cambios menores en algunos otros campos de la ingeniería y ayudar a dar soluciones a otros problemas de control y automatización. Estos procedimientos, se podrán reflejar en proyectos de menor complejidad en los cuales los procesos de automatización pueden reducirse a requerimientos mínimos, simplificados y de menor costo de operación, lo cual sería una opción importante para regiones de bajo recursos en el país.

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA DE TRABAJO

2.1. Planteamiento del proyecto y materiales

Primero, se definirán las características de la Pequeña Central Hidroeléctrica que se planificara en una zona geográfica específica, donde se definirán los siguientes puntos generales:

- a. Área geográfica donde se construirá la infraestructura requerida.
- b. Caudal proyectado con el cual la central hidroeléctrica trabajara, que definirá la energía que podría generar
- c. Definir su modo de Operación: un Sistema Aislado y/o un Sistema Interconectado, y sus correspondientes criterios de seguridad al elegir la opción de operación.
- d. Capacidad de distribución (Energía Eléctrica generada), en la cual se verán el alcance (radio de operación), en la cual la central generada será utilizada, lo cual se denomina Zona de Influencia del Proyecto.
- e. Un sistema básico de automatización que garantice el control de operación de la central, de manera simple y/o practico para su operación y su mantenimiento.
- f. La elección del equipamiento a utilizarse como base del diseño de una pequeña Central Hidroeléctrica, tanto con el equipamiento electromecánico, infraestructura y equipos de automatización y control, se basara en las características y requerimientos de operación proyectados en la idea de diseño.
- g. Los niveles de mantenimientos tanto correctivos como preventivos, y los recursos y planificación de estrategias en contingencias y/o emergencias.
- h. Sus posibilidades de expansión y adaptabilidad según requerimientos futuros, tanto en tecnología como en requerimientos de operación,

son características que se deben de tener en cuenta al diseñar la central

- i. La rentabilidad del proyecto, y el alcance de los beneficios a la población en el área de influencia tanto local, como a nivel nacional.

Teniendo estos puntos básicos definidos, podemos iniciar los cálculos básicos para iniciar el proceso de diseño de una pequeña central hidroeléctrica.

2.1.1.- Diseño propuesto

Basados en datos reales, se procederá a la planificación y diseño de una Central hidroeléctrica de Baja Escala. Se iniciara con los datos del área donde se ubicará la central, para lo cual se requiere un plano de la zona de cuenca donde se implementara el diseño, y los datos topográficos del mismo. Se utilizan los datos de planos de ubicación y planos topográficos de la zona (anexo 02). En cuanto a los datos poblacionales, se toman de las bases de datos de población del INEI, podemos tener un promedio de tasa de crecimiento poblacional a nivel nacional de 1.5 anual, y proceder a calcular los valores de carga y proyecciones del sistema a diseñarse (anexo 03). Esta información dependerá de la zona y/o región geográfica en la cual se instalara el proyecto, tomándose como base un rio característico en la zona rural del país. Estos procedimientos de diseño e implementación que se desarrollaran, servirán de guía para otros proyectos de centrales hidroeléctricas a implementarse, debiendo utilizar datos promedios reales y los cálculos basados en datos actuales y proyecciones de información del entes de control, como el INEI , SENAMHI, La Autoridad Nacional del Agua, y otros entes de control.

Para esta propuesta, elegimos la cuenca del Rio Zaña, ubicado en el norte del país. Y, los datos referentes a sus caudales anuales por un rango de tiempo histórico (anexo 04), para determinar el caudal promedio de operación se usaran para elegir el equipar la central, así como los cálculos

de carga del sistema, basándonos en los ejemplos de cálculo mostrados en el Anexo No 01.

2.1.2.- Toma de decisión: elegir entre un sistema aislado y un sistema interconectado

Esta es la pregunta más frecuente que se debe de realizar al desarrollo de un sistema de generación mediante la categoría de centrales hidroeléctricas pequeñas. Se deberá valorar las diferencias entre los dos sistemas, y cuáles son sus ventajas y desventajas en operación. De esta manera, se puede determinar el diseño de central hidráulica más factible, desde el punto de vista operacional y económico.

a.- Un sistema aislado de generación y distribución eléctrica

Sistemas destinados hacia áreas donde no existían posibilidades de implementación de energía hidroeléctrica y sin interconexión, y se conformaban por sistemas térmicos en su mayoría, siendo ideales para áreas donde la llegada de sistemas de redes eléctricas interconectadas es algo costoso y de difícil implementación, lo cual a la vez elevaría los costos de la energía que se entregaría. Su ventaja, al ser sistemas independientes es el poseer la capacidad de operar sin tener restricciones de licencias y/o permisos. Anteriormente en esta lista los sistemas termoeléctricos eran considerados (grandes motores que consumen combustible diésel y derivados, llamadas Centrales Térmicas). Pero, estos sistemas clásicos utilizan energía no renovable y son relativamente muy contaminantes, lo cual lleva a la actualidad a buscar sistemas con fuentes renovables de energía considerada limpia (ríos, eólica y energía solar). Estos sistemas al tener estas supuestas ventajas, también muestran presentan desventajas. Un sistema aislado tiene un límite de expansión, existiendo solo la posibilidad de aumentar su potencia de generación para poder atender los crecimientos a futuro y/o poder conectarse al SIEN (Sistema Interconectado de Energía Nacional). Como un ejemplo, podemos tomar la situación del sistema aislado de Iquitos. Según análisis de crecimiento desde los años 2006 al 2015 (Anexo No 05) siendo el más grande y antiguo sistema aislado en operación

debe de crecer para cumplir los requerimientos a futuro. La capacidad instalada de este sistema es de 39,1 MW, conformada en su mayoría por grupos Diésel de media velocidad que utilizan petróleo residual. La concesión de este sistema ha sido otorgada a la empresa Electro Oriente S.A. Podemos ver su evolución de demanda del 2006 al 2015. Si tenemos en cuenta que la proyección de la demanda en bornes de generación del Sistema Aislado de Iquitos, para los escenarios optimista, medio y conservador se muestra en la Anexo No 05 – Cuadro A. Las tasas de crecimiento promedio anual en el período 2006 al 2015 son de 4,7%, 5,2% y 4,2% para los escenarios medio, optimista y el conservador, respectivamente.

Los valores de la máxima demanda para el año 2015 son de 50,57 MW, 53,01 MW y 48,05 MW para los escenarios medio, optimista y conservador, respectivamente, lo podemos ver en el anexo No 05 – Cuadro B; con lo cual se planifica un proceso de incrementar la capacidad de energía con soluciones acorde a la realidad geográfica y técnica del sistema, como el incrementar la generación de energía utilizando unidades térmicas a base de petróleo. Al no existir fuentes de generación energética en la zona alternas, y la conexión con el Sistema Interconectado de Energía Nacional es difícil por cuestiones de costos e implementación de equipamiento por dificultad de acceso a la zona.

La expansión del sistema aislado de Iquitos, puede ser visto en el Anexo No 05 – Cuadro C, mostrando una proyección y/o expansión del Parque de Generación de Iquitos. Este sistema tiene de todas maneras un límite a futuro, y solo se determina por factores de geográficos, costo y factibilidad. Los sistemas aislados tienden hacia un límite de crecimiento en la capacidad de cubrir las demandas requeridas, y mantener márgenes de reservas energéticas altas para requerimientos a futuro. Una opción en este caso, se presenta en el Sistema Aislado de Iquitos, en el cual al proyectar su crecimiento y requerimientos de energía, se debe estructurar la implementación de nuevas unidades térmicas para cumplir los objetivos. La

gráfica mostrada es el diagrama de instalación de Expansión de Generación 2006 al 2015 del Sistema Aislado Iquitos.

La opción alternativa para lograr solucionar la problemática de demanda proyectada en un sistema aislado, es proceder a la interconexión al Sistema Interconectado de Energía Nacional , como es el caso del Sistema Aislado de Puerto Maldonado, que se implementa para lograr asegurar las demandas de energía a futuro.

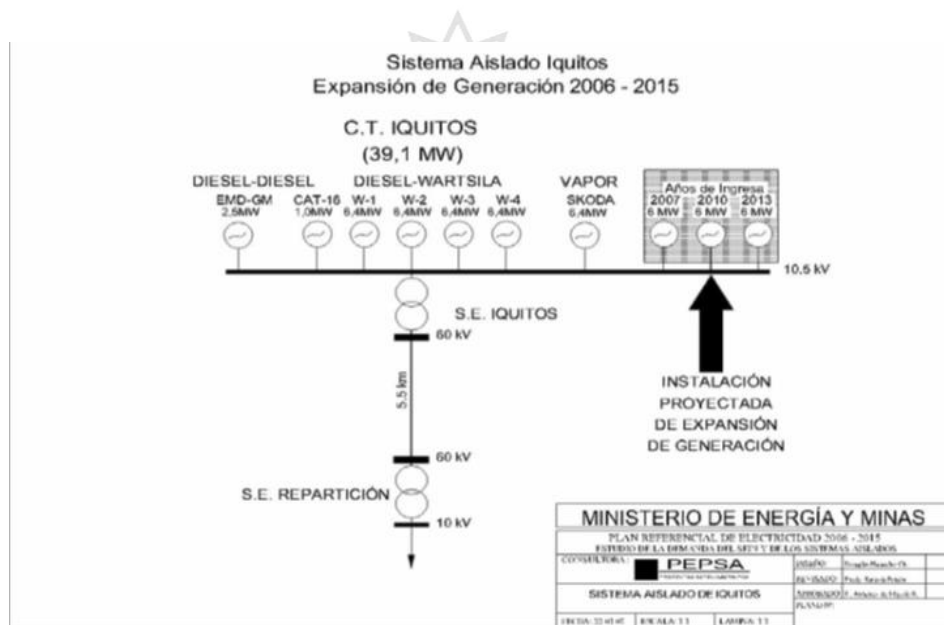


Figura N°9.- Sistema Aislado Iquitos
Fuentes: Ministerio de Energía y Minas

b.- Un sistema interconectado de generación y distribución eléctrica

La otra opción que se presenta en los sistemas de generación eléctrica, son los sistemas interconectados. Considerados como la siguiente etapa en el campo de generación de energía. En este caso conformados por interconexión con grandes sistemas de potencia, siendo en su mayoría centrales de gran potencia principalmente centrales hidráulicas de gran capacidad (Sistemas Hidráulicos). Los sistemas interconectados tienen mayor estabilidad, debido que en este caso están interconectadas máquinas de gran potencia, las cuales nos dan estabilidad al sistema y nos proporciona variaciones de carga porcentualmente más pequeñas y a la vez

las variaciones de tensión y frecuencia se verán reducidas. Otro de los factores a tener en cuenta, es que un sistema interconectado, al generar la energía y al entregar la potencia a los consumidores posee un valor mayor debido a que la regulación y estabilización, esto se observa en las variaciones de tensión es muy grande en las relaciones de entrada y salida de cargas, especialmente en las horas punta de consumo de potencia por cuenta de los clientes. En este caso, principalmente se evalúa la variación de frecuencia y en la variación de tensión, teniendo como resultado una mayor variación y oscilación, comparado con los sistemas interconectados. Debido que los mecanismos que se requieren para lograr la estabilidad del sistema aislado, los costos de la energía generada son mayores por lo cual los usuarios finales. Debido a que las máquinas térmicas poseen una respuesta dinámica inferior, resultan variaciones de frecuencias elevadas. Por lo tanto, en un Sistema Interconectado, al ser en su mayoría equipos de centrales Hidroeléctricas (existen algunas térmicas conectadas, ya sean impulsadas por combustible diésel y/o gas), la regulación de las frecuencias se realiza con mayor efectividad que en un sistema aislado, ya que el tiempo de reacción de las máquinas hidráulicas permiten una regulación de frecuencia en menor tiempo en el sistema.

Existen criterios para tomar la decisión de elección de un sistema ideal. En los parámetros actuales, puede concluirse que los sistemas aislados son considerados prácticos para regiones alejadas donde no exista una opción a corto y mediano plazo de interconexión a un anillo de energía, así como para regiones pequeñas con cargas pequeñas aisladas. Para este último caso, se pueden evaluar micro centrales y mini centrales hidráulicas que utilizarían cauces de regadío y/o ríos pequeños, que darán energía a regiones donde no es posible interconectarse a una red nacional. Otras alternativas, dependiendo de la zona y las características geográficas, serían la energía eólica (energía del viento) y la energía a base de paneles solares. Los sistemas aislados a base de centrales térmicas, no solo dan problemas del combustible a utilizar, si no también lo referente a costos de operación y utilidad de potencia que nos proporciona, costo de los repuestos de un motor

térmico (las culatas de los motores térmicos por ejemplo) , los gastos de mantenimiento y reparación, etc. La proyección de crecimiento es otro factor que se debe de tener en cuenta. En algunas zonas, alejadas no existen facilidades para incrementar la capacidad de potencia para una población. Por eso, se debe de tener en cuenta las capacidades a futuro que se tendría que valorar; siguiendo como base análisis de tasas de crecimiento de la región (ver anexo No 01). En este caso, podemos determinar que la proyección de elegir una Pequeña Central Hidroeléctrica, son diseños que son pensados en proyecciones de crecimiento a futuro, no solo en lo referente al consumo de potencia domestico regional, también desde el punto de vista de producción y/o características de factores geográficos. En algunos casos se construirá una presa para acumular agua en la parte superior de la planta de generación, como también la opción de utilizar el mismo caudal que se da en el río y con ello, generar la energía necesaria para la zona, y para lograr tener ganancias que puedan solventar la inversión y operación de este sistema, vendiendo la energía extra que se genera a donde se requiera. Estas condiciones se pueden encontrar en varios ríos en el país, pero dependiendo en si del caudal, y la zona en la cual se pueda edificar la central Hidroeléctrica, se determinara la máxima potencia que puede entregar, con lo cual se calcularan los gastos y beneficios económicos a futuro. Al comparar las características de sistemas Interconectados y Sistema Aislados, se decide utilizar como base del trabajo de tesis, la premisa de una central Hidroeléctrica Pequeña, interconectado a una red eléctrica de nivel nacional.

2.1.3.- Equipo de la pequeña central

Los dispositivos a tomarse en cuenta en la planificación de un sistema de automatización al diseñar una pequeña central hidroeléctrica, puede elegirse equipos de control básicos que no puedan causar complicaciones en su operación, un mantenimientos sencillo y fácil de operar, incluyendo tecnología básica y sistema de comunicación. Entre los equipos en general, podemos mencionar:

- ❖ Equipos Eléctrico – Mecánico : Elección de las turbinas (tipo y cantidad de turbinas), Elección de tipo de generador (depende el las características de operación y generación de la central), gobernadores de velocidad, reguladores de tensión, sistema de excitación, tableros en media tensión, interruptores en media tensión, seccionadores en media tensión, sistema de corriente alterna VAC, sistema de corriente continua VDC, red de suministro eléctrico de emergencia, transformador de potencia, equipos de seccionamiento del patio de llaves y línea de transmisión .
- ❖ Equipo de automatización : Sistema supervisor central, de Adquisición de Datos y Despliegues Gráficos de Alarmas y Estados o llamado SCADA (Sistema de Base de Datos, Sistema y equipos de comunicaciones, Equipos PLC, pantallas HMI y relés) , Sistema de medición, protección y control

En este caso, la planificación y diseño se centra en el sistema de control SCADA, para lo cual se debe conocer las condiciones de operación del proyecto a desarrollarse:

- a. La operación de la central debe realizarse de forma manual, semi - automática y automática con mandos local y/o remoto.
- b. Los PLC serán utilizados para el control de operaciones, teniendo como característica en su configuración, mantener dejando 20% a 25% de su capacidad como reserva para futuras ampliaciones y/o expansiones
- c. El PLC debe de controlar una serie de parámetros variados, que podemos dividir entre Parámetros Eléctricos y Parámetros Mecánicos, supervisión y control de los procesos de operación básicos. El PLC elegido para el proceso de automatización y control a diseñar, debe tener tecnología Plug and Play (instalar y utilizar) en muchos de sus componentes. Una característica de avance tecnológico que permite a un equipo y/o dispositivo pueda ser conectado a un equipo electrónico computarizado, sin tener que

configurar, mediante jumpers o software específico proporcionado por el fabricante, ni proporcionar parámetros a sus controladores. Para que sea posible, el sistema operativo con el que funciona el ordenador y/o equipo electrónico debe tener soporte para dicho dispositivo. Es decir, poder instalar el equipo y proceder a usarlo sin configuración previa.

- d. El arranque y la sincronización, en todo tipo de paradas deberán ser manuales como automáticas.

Para el sistema a elegirse, debe tener estas características:

- ❖ La supervisión, control y adquisición de datos entre otros serán compatibles con los protocolos de comunicaciones de la central hidroeléctrica, siendo rápida, eficiente, consistente, con las diferentes jerarquías definidas previamente y la ubicación óptima de los equipos periféricos.
- ❖ La red de comunicaciones será del tipo redundante.
- ❖ Se ha previsto la instalación de instrumentos digitales multifunción, programables en media y alta tensión, con funciones de registro de eventos, entre otras funciones de registro se considera los siguientes puntos: Energía activa en horas de punta y fuera de punta, energía reactiva, potencia activa máxima y su hora, potencia reactiva mínima y su hora.
- ❖ Dentro de las funciones de indicación por los sistemas de medición digitales, se tendrá entre otras: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia, THD de voltaje y corriente.
- ❖ Se recomienda que los instrumentos multifunción, tendrán memoria no volátil, clases de precisión de 1.0 a 0.5 para variables de indicación y de registro respectivamente, incluyendo la característica de poder tomarse estos datos directamente para una continua evaluación.

- ❖ Los componentes deben ser intercambiables y de fácil manejo en los procesos de mantenimiento.
- ❖ Una presentación de los parámetros, mediante un sistema visual (pantallas de PC, señales luminosas), alarmas audibles y visibles para los casos de fallas.

La elección de un PLC tiene un grupo de normas generales para ser elegido al planificar y diseñar un proyecto:

- ❖ Número máximo de entradas y salidas, lo cual condiciona la cantidad de equipos y/o dispositivos de control y actuadores que vamos a poder conectar al PLC.
- ❖ La naturaleza de los dispositivos de control y actuadores con el fin de elegir el tipo de I/O se adecue a las características de tensión y corriente de estos equipos.
- ❖ Capacidad máxima de la memoria, según los requerimientos del proyecto.
- ❖ Potencia de las instrucciones, es un parámetro que influye de una forma directa en las necesidades de capacidad de memoria, más potentes sean las instrucciones, menos memoria se requerirá para almacenar el programa.
- ❖ El número de temporizadores y contadores, muy necesario ya que hay maniobras que necesitan un gran número de acciones de retardo y cuenta de eventos.
- ❖ Edición y almacenamiento de programas, ya que se considera que el PLC debe tener algún sistema de edición y almacenamiento de programas en medio de gran capacidad.
- ❖ La comunicación con equipos o sistemas descentralizados o computadoras, ya que se debe considerar esta posibilidad en aquellos sistemas que forman parte de otro grande, de forma que si se dispone de un computador central, este puede recibir información de diferentes PLC y a la vez transmitir órdenes a los mismos.

Un caso general de control en generación hidroeléctrica, se inicia estructurando los principales componentes del sistema de automatización. La configuración general del equipo se puede plantear de esta manera, para el caso de operar un solo generador, y podemos verlo en un ejemplo que se presenta en el Figura N°10. Se inicia por las unidades de salida y/o entrega de datos, donde 2 estaciones de PC industriales en el cuarto de control de la central, que son utilizadas como equipos para visualización de datos de los PLC, dar comandos directos de los ordenadores. Así mismo, posee un sistema de presentación de datos mediante una impresora y sistemas portátiles externos (CD, USB, discos duros), y otros equipos de cómputo móviles pequeños como laptop. Puede ser un solo equipo y en algunos casos 2 equipos para visualización y control, utilizado por un operador y un encargado de mantenimiento. Pueden existir dos estaciones (una estación de control y un área de mantenimiento, estando en áreas estratégicas y de fácil acceso para el personal encargado de la operación y mantenimiento de la central hidráulica. Las unidades están conectadas con 2 PLC que operan recibiendo la información de PLC distribuidos y que controlan y verifican datos de operación en la central hidroeléctrica. Estos dos PLC son llamados Principal (Master/Maestro) y el Stand By (Slave / Esclavo), donde comparten los datos con las estaciones maestras y auxiliares mediante una red local Ethernet que puede utilizar cable coaxial y/o fibra óptica. Ambas están interconectadas tanto en la recepción de datos como con en la red, manteniéndose conectados entre los dos para verificar su estado de operación. Cuando el master sufre una avería y/o falla de funcionamiento, automáticamente el Slave toma el control de la red de controladores y automatismos de los equipos de la central.

De esta forma, puede asegurar la operación de la central hidroeléctrica hasta que la unidad Master retome la función de control, regresando el slave a modalidad Stand By/espera. Para explicar este sistema, puede guiarse por el pequeño diagrama de flujo (Figura N°11), en donde la configuración se encuentra realizada para un solo generador, con su propio PLC para verificar y controlar parámetros del generador.

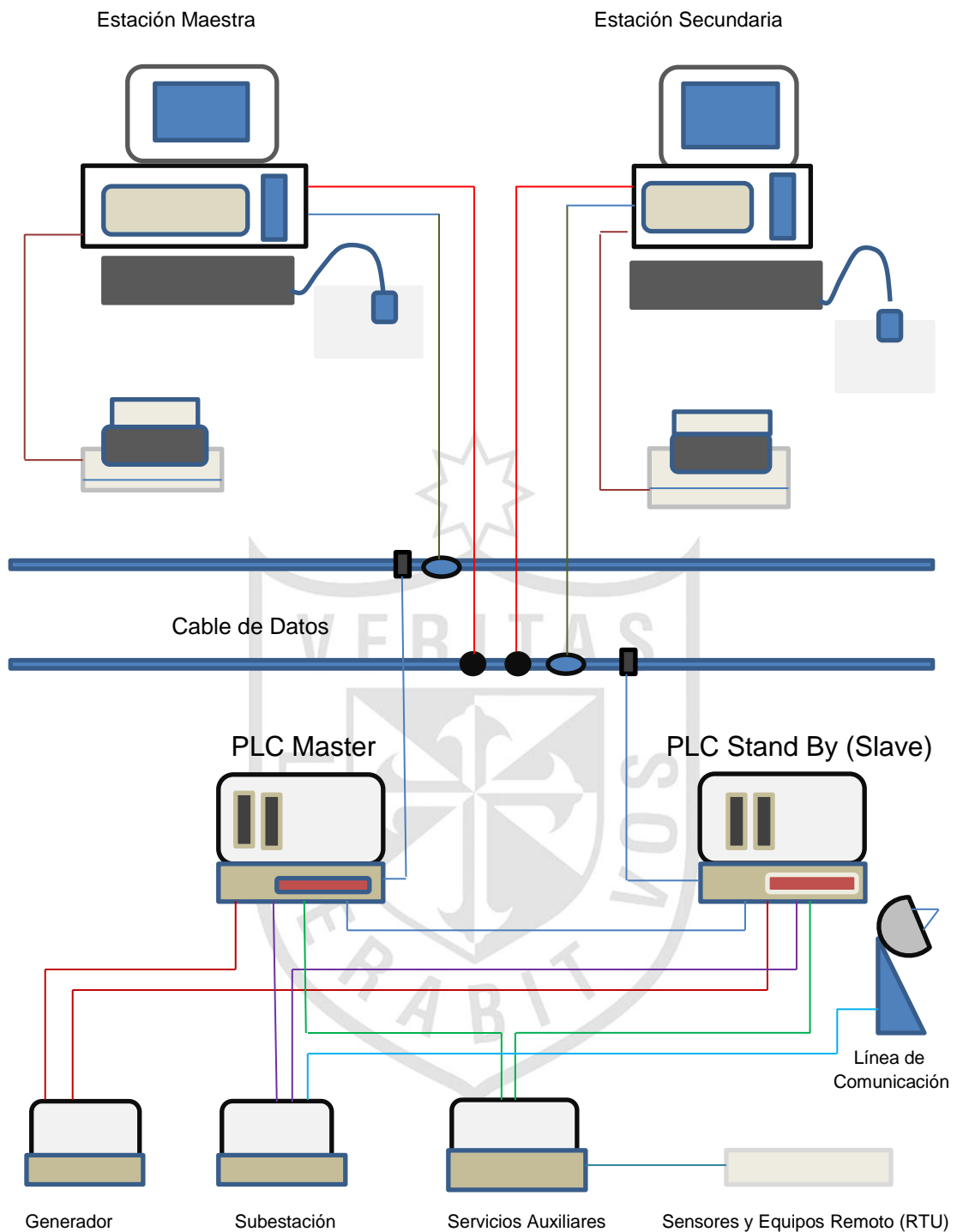


Figura N°10.- Ejemplo de SCADA – Automatización de una Central Hidroeléctrica

Fuentes: Diseño básico Propio

Algunos de estos parámetros se pueden dividir como:

- a. Comandos : Modos de operación, Excitación, Estados de operación

- b. Mediciones del Generador: Tensión (en sus tres líneas), Frecuencia, Factor de potencia, Corriente (en sus tres fases), Potencia activa y Potencia reactiva, Energía activa y Energía reactiva entregada.

La estación maestra o Master Terminal Unit (MTU), es un equipo que cumple las siguientes funciones:

- ❖ Interrogar en forma periódica a las RTUs, transmite órdenes siguiendo usualmente un esquema maestro – esclavo.
- ❖ Actuar como interfaz al operador, incluyendo la presentación de información de las variables en tiempo real.
- ❖ Administración de alarmas, y la recolección y presentación de información de eventos registrados.
- ❖ Puede ejecutar software especializado, que cumple funciones específicas asociadas al proceso supervisado por el sistema SCADA.

Un PLC para mantener la supervisión y control de las unidades auxiliares (cuarto de bombas, sistemas de cuartos de baterías, transformadores y área de subestación eléctrica, sistemas de vigilancia y seguridad, RTU, etc.) se implementara. Este PLC comparte datos al mismo tiempo con la unidad Principal/Master y la Unidad Stand by/Slave, mostrando los estados de dispositivos complementarios en operaciones de la central hidroeléctrica. Las RTU o Unidades de Terminales Remotas nos permite tomas datos independiente de los procesos, y enviarlos distancia del centro de control de la central, captándolos y procesándolos para los procesos de control del PLC puede dar para la operación de central. Algunas variables que podemos medir, por ejemplo: medición de caudal de entradas y salidas, válvulas, estado de compuertas, sistemas de vigilancia, etc. El protocolo utilizado para los RTU es el protocolo de comunicaciones clasificado IEC o CEI 60870-4. Para comunicaciones internas de los equipos, o entre ellos, las RTU han adoptado el protocolo MODBUS, en la forma de MODBUS/RTU, que puede implementarse sobre una red RS-485 o sobre una red TCP/IP.

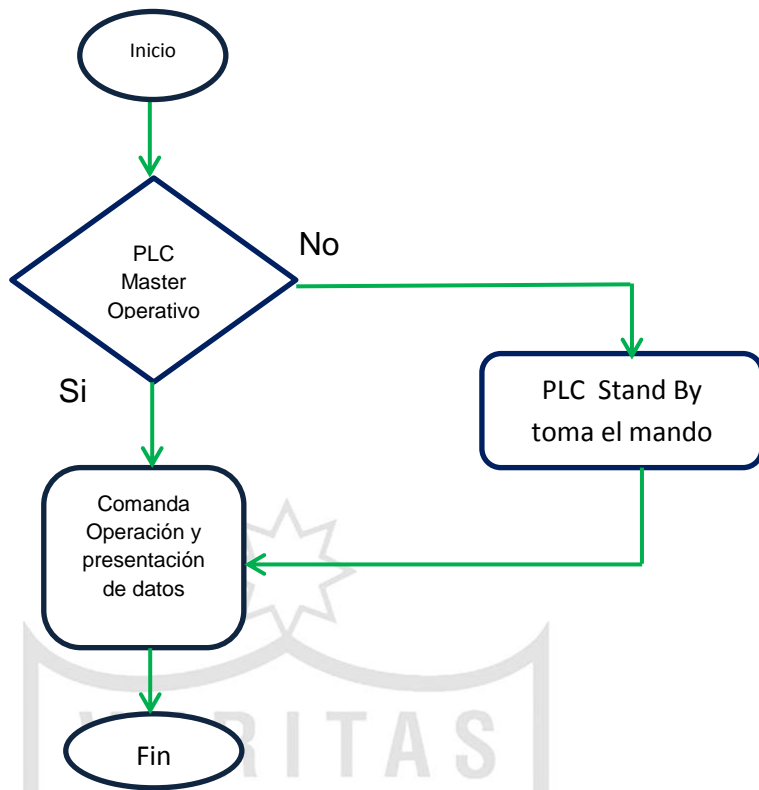


Figura N° 11.- Diagrama de Flujo – PLC Master/Slave
Fuente: Diseño Propio

Esta información puede ser enviada mediante enlaces de datos mediante telefonía satélites, microondas y/o enlaces de radio, internet, etc. El método a usar dependerá de las situaciones geográficas y distancia a la cual deberán recibir los datos y dar instrucciones remotas.

Así mismo, este PLC que controla los servicios auxiliares en cual se encarga de recibir datos de los RTU, los cuales tienen la función de recolectar la información suministrada por sensores conectados al proceso principal., los comandos de elementos finales de control que actúan sobre el mismo (válvulas, motores, sistemas de refrigeración, iluminación, señales de alarma), y la comunicación con la Estación Maestra. Estas RTU deben de tener las siguientes características:

- Tener gabinetes aptos para la intemperie (normas NEMA 4 o IEC IP55).

- El sistema de alimentación debe de ser confiable, incluso el tener una batería que permita la operación de las RTU en caso de falla de alimentación.
- La electrónica de las RTU deben de soportar altas y bajas temperaturas, entre los rangos de – 20 a + 80 grados centígrados.
- Indicadores locales que permiten identificar el estado de las RTU, pudiendo ser mediante LEDS, o indicadores numéricos de 7 segmentos.

Es bueno mencionar que los RTU, pueden cumplir las siguientes funciones:

- ❖ Actualizar el valor de las entradas/salidas a intervalos prefijados, el cual se realiza mediante un ciclo de barrido o Scan.
- ❖ Responder a los requerimientos de la Estación Maestra o PLC Master.
- ❖ Detectar estados de alarma de los procesos y acumularlos en la memoria para reportarlos a la Estación Maestra cuando le sean solicitados.
- ❖ Adicionalmente, realizar la capacidad de control regulatorio, secuencias y lógico, así como Capacidad de cálculo local.
- ❖ Posibilidad de tomar acciones definidas en caso de falla de las comunicaciones.

Las RTU se pueden clasificar dependiendo de sus características físicas y/o de operación, según su capacidad, en donde tenemos RTU Tontas y las RTU Inteligentes. También por su cantidad de Entradas y salidas (E/S), por lo que pueden ser RTUs Pequeñas (100 entradas/salidas, integrada en una sola plaqueta y arquitectura rígida no modular) , RTUs Medianas (hasta 500 entradas/salidas, con un arquitectura modular que permite ajustar la cantidad y tipo de E/S a las necesidades del proyecto; e incluir control PID y lógico), y RTUs Grandes (más de 500 Entradas/Salidas, estas RTU generalmente tienen mayor capacidad de cálculo, y redundancias a distintos niveles) .

Se implementa un PLC para una subestación, siendo su función mantener la información de datos recabados/controlados, direccionándolos a una unidad remota de coordinación y/o control, así como en el caso de ser una central Interconectada a un Sistema Nacional de Energía, debe enviar los datos en una subestación para poder mantener actualizado los datos de operación de la red, puede ayudar a prevenir y tomar las correcciones de operación y seguridad de presentarse caso de contingencia en los sistemas de operación de la central. Pero, no solo estos equipos son los necesarios ya que la toma de datos se realiza mediante sensores que nos permita recopilar los datos para procesar y llevar los procesos de control y automatización de los equipos de la central hidráulica. Actualmente, sistemas visuales de vigilancia (cámaras de video) y sensores de temperatura ambiental son lo requerido para la operación de los equipos electrónicos, dependiendo de lugar y área donde son instalados estos equipos, son factores también que se toman en cuenta, además de tomar datos de referencia para procesar los PLC en el sistema de Control que opera en la central hidroeléctrica que se desea diseñar. Todas estas consideraciones, deben de tenerse en cuenta al momento de planificar y plasmar el diseño de una Central Hidroeléctrica, tanto de categoría pequeña, como para una Micro, Mini y Pico Centrales Hidroeléctricas.

2.1.4.- Sensores y dispositivos externos

Es la primera etapa en el diseño de un sistema de automatización para una pequeña central hidroeléctrica. Comenzando por el nivel de los dispositivos y/o sensores para la toma de datos pueden estar conectados directamente a los PLC de control hasta en unidades remotas (RTU). Entre estos sensores tenemos: medidores de temperatura para ambiente y equipos, medidores de caudal, medidores de nivel de agua, sensores de velocidad, sensores de movimiento, sensores para estado de compuertas, cámaras de vigilancia de áreas críticas (bocatomas, áreas de turbinas, etc.). Para la planificación, se determinara el número de niveles del sistema de control, siendo para un sistema de automatización no muy compleja implementar con 3 niveles de arquitectura para este caso, comenzando con un primer nivel de los

dispositivos y/o equipos que toman datos de campo los siguientes puntos de verificación básicos. Para ellos, podemos mencionar importantes parámetros que se pueden medir y presentaran información para el proceso de automatización, como los siguientes:

- ❖ Sensores para Compuertas, tanto en la toma y el canal de descarga, controlar la apertura de compuertas en estas zonas, graduar la entrada y salida de agua utilizada por la turbina, así como en operaciones de mantenimiento. Estos pueden ser un sensor de desplazamiento por cable (Marca ASM, modelo WS 12), como también un sensor de proximidad por ultrasonido. Esto depende de las condiciones ambientales y el modo de operación.
- ❖ Sensores de Nivel, específicamente en la zona de la cámara de carga, puede ser recomendado dependiendo de las características, así como existen la posibilidad de no tener contacto con el líquido, un sensor ultrasónico de las marcas siemens, MJK Automation .
- ❖ Sensor medidor de caudal, tanto para la entrada de turbina, y para la zona de entrada de tubería, que proporcionaran la medición del caudal que recibe la turbina para operar, a la vez que nos ayudara a graduar la potencia que se obtiene dependiendo de los niveles de caudal existentes dependiendo de la época del año. Mediante estos sensores, puede controlarse en un determinado momento deben operar las turbinas y generadores de la central, utilizando el caudal que el río entrega, ya sea que las instrucciones de corrección puedan ser dadas de manera manual, semiautomática y/o automática. Algunos ejemplo de medidores de caudal, dependerán del diseño de tubería y equipos, sensores de caudal por principio de ultrasonido, medidores de caudal oscilante, caudalímetros electromagnéticos, entre las principales alternativas de uso, dependiendo de las características de diseño de la pequeña central.
- ❖ Sensores de temperatura, tanto como para áreas como sensores de temperatura de los estatores del generador, y los cojinetes, sistema de temperatura en cuarto de equipos electrónicos para graduar la

misma (especialmente encontrándose en áreas cerradas y/o sub-niveles), etc. Los sensores pueden ser termistores, RTD (Resistance Temperature Detector) y/o Termopar. Estos sensores son recursos indispensables en la operación de la industria, ya que alguno problemas en lo referente a las operaciones, la temperatura es un factor que se tiene siempre en cuenta para fallas de equipos, tanto mecánicos (desgastes por fricción de partes y/o componentes mecánicos) como electrónicos y/o eléctricos (alteración por temperatura de componentes sensibles).

- ❖ Sensor de velocidad angular en el eje del grupo de generación, y sensores de potencia entregada por los generadores que se implementen en la central.
- ❖ Cámara de vigilancia y de iluminación automática, instalada en la zona de la entrada.

Así, se observa en la Figura N°12, la instalación de los sistemas de sensores que se usan para tomar los datos de manera externa. La disposición de estos sensores, dependen también de las características geográficas y disposición de la infraestructura. Así, tenemos como ejemplo la siguiente distribución:

A = Sensor de Compuertas:

A1 = Sensor de Compuerta de Toma

A2 = Sensor de Compuerta de Canal de Desembocadura

B = Cámara de Carga (Sensores de Nivel y cámara de Monitoreo)

B1 = Sensor de Nivel

B2 = Cámara de Vigilancia

C= Sensores de Caudal

D = Sensores de Generadores y temperatura

En el nivel denominado de control se indican los PLC de generadores, sistema de protección, los medidores para parámetros (medidores de calidad de redes), y los relés de sincronización automática para los generadores. En

este caso, tomamos la proyección de la tesis en una central hidráulica, interconectada a un sistema de distribución para poder generar la energía, siendo los equipos a implementarse ligados al número de generadores que operara la pequeña central.

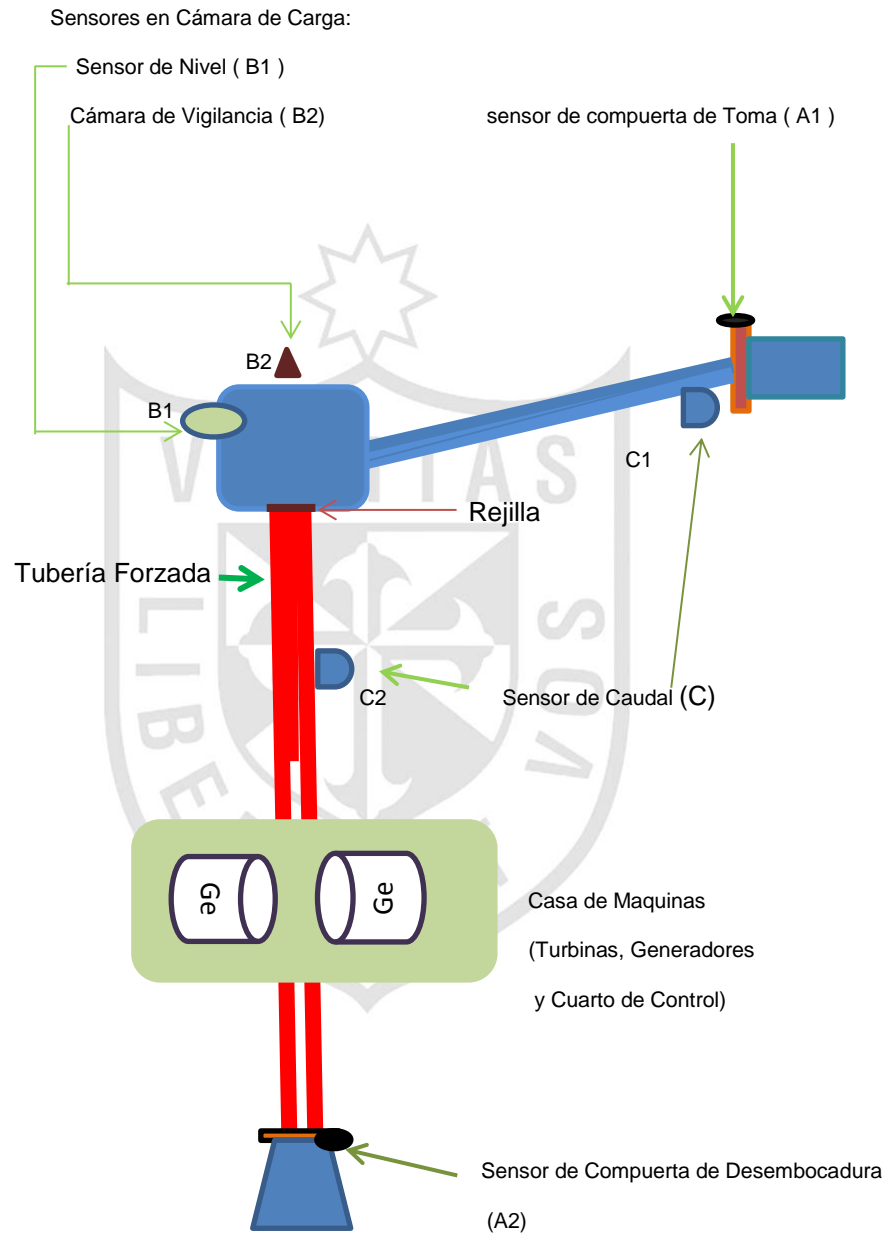


Figura N°12.- Disposición de Sensores Externo

Fuente: Propia

En la planificación y diseño una pequeña central hidráulica con datos básicos de diseño, tomando de información el análisis de caudal tomados de la zona en que se proyecta este equipo instalar, que se describe de forma genérica. Un ejemplo que servirá de guía de implementación, considerando los primeros sensores que requerirán el proyecto de implementación de sistema SCADA. Para este caso, se postulan las siguientes características:

- Número de grupos : 2
- Turbina : Instalación Horizontal
- Generador : Instalación horizontal
- Caudal promedio : Depende condiciones de fuente fluvial y/o ruido
- Generación de Energía :
 - a. Según caudal existente, basándonos en análisis de caudales (datos de caudales anuales)
 - b. Generación continua, en todo el año, salvo el tiempo que se utilizara para mantenimiento anual (dependiendo de una programación estructurada).
 - c. Evaluación de costos y utilidades que puede generar.

Para este caso, se requiere una configuración que proporcione seguridad en la operación general. Presentándose en forma genérica los componentes se implementarán con 2 PLC de control completo, uno como Principal (Master) y el segundo en función esclavo (Slave). PLC secundarios que estén conectados para comando y recolección de datos de los generadores y los equipos de seguridad con que cuenta, como los sistemas de sincronización y protección. Unos equipos de respaldo para recolección de datos necesarios para la operación del sistema automatizados, como sensores y videocámaras y un sistema de comunicación para mostrar los datos de ser necesario a estaciones remotas alejadas. Así mismo, dependiendo de las características de la Central Hidroeléctrica, y el número de turbinas y generadores que se necesitara implementar una combinación de sistemas PLC que puede implementarse en un diseño del sistema SCADA, el tipo de

sensores y/o dispositivos de toma de datos/parámetros que son la información con la cual el sistema de SCADA trabaja y realiza la supervisión y control del proceso de generación de energía para el consumo de la población y/o industria.

2.1.5.- Equipamiento del nivel de control

Este nivel corresponde a los sistemas de automatización, control y relés de seguridad, indicando los equipos que se utilizarían y la red que también se implementaría para este nivel de operación.

2.1.5.1- Equipos PLC

Los equipos de PLC, llamados también controladores Lógicos Programables son la parte fundamental de los actuales sistemas de automatización en la industria. Dependiendo del uso, el número de variables que se medirán y/o los procesos a controlar, y la capacidad extra que mantienen para futuras ampliaciones y/o funciones a controlar (se recomienda tener entre un 20% - 25% de la capacidad extra de reserva para implementar futuras funciones y/o monitoreo en los procesos). Los PLC son equipos que nos proporcionan un gran avance en el campo de automatización en varios campos (industria, energía, logística, control de procesos, defensa).

2.1.5.2.- Relés de protección digital

Entre estos equipos, se puede mencionar los relés de protección digital, conocidos también como relé numérico, son relé de protección que utiliza un microprocesador para analizar tensiones de la red de energía, corrientes y otras cantidades de proceso con el propósito de detección de fallos en un sistema de proceso industrial en general. Se utiliza en sistemas de procesos industriales o de control, un relé de protección digital utiliza un micro controlador con algoritmos de protección basados en software para la detección de fallos eléctricos o proceso función de relé. Un análisis más avanzado puede ser utilizado para determinar los ángulos de fase, energía, potencia reactiva, impedancia, distorsión de forma de onda, y otras

cantidades complejas. La lógica realiza procedimientos en el relé, analizando las resultantes salidas del convertidor A/D para determinar si se requiere una acción en su algoritmo de protección. Los algoritmos de protección son un conjunto de ecuaciones lógicas en parte diseñado por el ingeniero de protección, y en parte diseñado por el fabricante de relés. El relé es capaz de aplicar la lógica avanzada, analizar si debe disparar o abstenerse de cualquier disparo en base a los parámetros establecidos por el usuario, en comparación contra muchas funciones de sus entradas analógicas, entradas de contacto de relé, el calendario y el orden de las secuencias de eventos.

Si se detecta una condición de fallo, contactos de salida operan para desconectar el interruptor automático asociado. La lógica de Relés puede ser configurado por el usuario y puede variar de un simple cambio de interruptores del panel frontal o en movimiento de puentes de la placa de circuito de acceso a página de ajuste de parámetros internos del relé a través del enlace de comunicaciones en otro equipo de cientos de kilómetros de distancia. Estos tipos de Relé puede tener una amplia colección de valores, más allá de lo que puede entrar a través de las perillas del panel frontal y marca, y estos valores se transfieren al relé a través de una interfaz con una PC, y esta misma interfaz de PC puede ser utilizado para recoger los informes de eventos del relé. A la vez los Relés digitales/numérico proporcionan una pantalla del panel frontal, o la demostración de un terminal a través de una interfaz de comunicación. Esto nos muestra los ajustes del relé y los valores de corriente/voltaje en tiempo real, etc. Los relés digitales más complejos tendrán medición y puertos de protocolo de comunicación, permitiendo que el relé se convierta en elemento en un sistema SCADA. Puertos de comunicación pueden incluir RS232/RS485 o Ethernet. Idiomas Comunicación pueden incluir Modbus, DNP3 o IEC61850 protocolos. Algunos ejemplos de relés en el mercado, podemos mencionar al General Electric Digital Energy - Relé de Protección para Generador G 60 (Figura N°13), el Eaton Count Control Products - Relé de Protección para Generadores EGR 4000/ EGR 5000, el Siemens Relé de Protección Digital contra tensión, frecuencia y sobreexcitación SIPROTEC 7RW600, y el

Arteche Group - Relé de Protección Digital 240 – 250 voltios/5 amperios Smart P500.



Figura N°13: Relé de Protección para Generador G60
Fuente: General Electric

Algunas ventajas y/o razones de usar un Relé de Protección Digital, se puede mencionar:

- ❖ Los relé digitales son más confiables que los relés Electro-Mecánicos, lo cual garantiza un tiempo medio entre fallos de un aproximado de entre 350 a 400 años
- ❖ Un relé Digital puede reemplazar múltiples modelos de relés electro mecánicos, siendo modulares y fáciles de actualizar.
- ❖ Los relés de protección digital son económicos frente a los relés Electro-Mecánicos, ahorrando costos y tiempos en los procesos de mantenimiento de los relé.
- ❖ Los sistemas de relés digitales proceden a hacer miles de pruebas cada minuto de manera automática, eliminando los procesos de pruebas manuales y calibración que se realizan con los relés electromecánicos.
- ❖ Los sistemas digitales tienden a mejorar la seguridad del personal de la planta, como también minimiza los daños en los equipos causados por la reducción de duración de la falla y la detección del arco eléctrico.
- ❖ Los relés de protección digital, nos permite verificar en tiempo real los informes de eventos, informes de fallas, la localización y diagnóstico de fallas, etc.

- ❖ Los relés digitales son fuentes de información de alto valor para la gestión de activos y la planificación de mantenimientos según la información obtenida de los equipos.
- ❖ Los Relés de Protección Digital tiene la Posibilidad de actualizarse mediante las compañías fabricantes de estos equipos, que brindan facilidades de instalación, configuración, entrenamiento en su manejo, puesta en marcha y otras facilidades, incluyendo una garantía de 10 años por el fabricante.

En los Relés de protección Digital, la función de protección es generalmente identificado por un número de dispositivo ANSI (**anexo No. 06**). En la era de relés de estado sólido y electromecánicos, cualquier relé podría aplicar únicamente una o dos funciones de protección, donde un sistema de protección completa puede tener muchos relés en su panel. En un relé digitales/numérico, muchas funciones pueden implementarse mediante la programación del microprocesador. Cualquier un relé numérico puede implementar una o todas estas funciones. Una lista de los números de dispositivo se encuentra en Números de dispositivo ANSI. Como ejemplo, podemos mencionar algunos y su significado:

- Código ANSI 11 = El dispositivo multifunción
- Código ANSI 21 = Impedancia
- Código ANSI 24 = Volts/Hz
- Código ANSI 25 = Sincronización
- Código ANSI 40 = Pérdida de excitación
- Código ANSI 50 = Sobre corriente Instantánea
- Código ANSI 59 = Sobre Voltaje
- Código ANSI 64 = Fallo de tierra
- Código ANSI 79 = Relé de reconexión

2.1.5.3.- Protección y medición PQM

Los sistemas de Protección y Medición PQM, son sistemas prácticos utilizados actualmente para monitorear y verificar parámetros con el objetivo de mantener la calidad de un servicio y/o producto. El PQM (Product Quality Management) es una terminología que describe controlar la calidad en la evolución de un producto desde su concepción hasta su total desarrollo. Todo ello midiendo los indicadores que desee en cada fase del proceso de manufactura o construcción, sin necesidad de complicadas instalaciones, reduciendo el uso de soportes manuales y formatos no compatibles, de forma totalmente personalizada. Estos procesos tienen beneficios al ser implementados, como los siguientes:

- ❖ La reducción de los tiempos en resolución de no conformidades
- ❖ El aumento del Control y Eficiencia de procesos de aseguramiento de la calidad
- ❖ El aumento de la transparencia con los clientes, proveedores y entidades regulatorias.
- ❖ La inversión de recursos es baja, debido a su modelo de uso.

Los PQM cumplen las funciones de monitoreo de alimentadores de distribución de energía, transformadores, generadores, baterías de condensador y motores, y otros elementos críticos en la central hidroeléctrica. (Anexo N°07). Basándose en normas ISO internacionales vigentes, que norman la calidad de los servicios ISO 9001 y ISO 14001. Estos equipos son necesarios y requeridos en el mercado, ya que no solamente el control de la calidad de los servicios , sino también de las pequeñas distorsiones que pueden llevar a causar fallas en los equipos que operan en la central, como el generador, los transformadores y/o líneas de transmisión, que puedan ser alertadas y corregidas ya sea de manera automática y/o semiautomática , como de manera manual desde el cuarto de control de la central como a distancia remota (por un enlace de datos, vía línea telefónica, microondas, satelital, etc.). Los PQM proporcionan una medición de corriente, tensión, potencia activa y reactiva, uso de energía,

costo de la energía, factor de potencia y frecuencia. En estos equipos, tenemos una variedad de equipos, como por ejemplo los General Electric Digital Electric - PQM II, General Electric Digital Electric - PQM Medidor de Calidad de la Red y el Ingepac PQM 300 - Registrador de Calidad del Suministro Eléctrico.

2.1.5.4.- Relé de sincronización automática

Los relés de sincronización, son equipos cuya función es supervisar las condiciones de fase, tensión y frecuencia entre señales provenientes de dos líneas o generadores de corriente alterna, proveyendo una salida por contacto seco, que cierra la conexión en el momento que el estado de los parámetros mencionados realizando la maniobra de interconexión y/o sincronización entre las fuentes mencionadas. En el caso del Perú, tenemos un sistema eléctrico de configuración radial, con algunos anillos formados en regiones del centro y el sur. Los parámetros que son importantes para el proceso de operación en paralelo llamados variables de sincronización, teniendo en cuenta los siguientes:

- ❖ Secuencia de fases, parámetro que nos indica la verificación de la coincidencia de conexión de cada fase de los sistemas al conectarse. Esto es que los polos R, S y T del sistema 1 deben de conectarse a la fase R, S y T del sistema 2, mediante los polos opuestos del interruptor en sincronización.
- ❖ Magnitud de Tensión, en donde la magnitud de tensión de dos sistemas a sincronizar debe ser aproximadamente igual y/o conseguir una diferencia mínima entre ellas (este valor mínimo dependerá del nivel de tensiones). Si las magnitudes de tensiones no son igualadas antes del cierre del interruptor, aparece súbitamente un pico de potencia reactiva (MVar) fluyendo en forma transitoria a través del interruptor cuando este cierre sincronizando los sistemas.
- ❖ La Frecuencia, parámetro importante a considerar en dos sistemas de sincronización debido a que está referida a la velocidad angular

(ω) de giro de sus máquinas síncronas. Cuando la frecuencia de uno de los sistemas en un lado de un interruptor abierto que realizara el sincronismo, no es igualado, una alta corriente circulante aparecerá generando un súbito pico de potencia activa (Mw) que fluirá a través del interruptor cuando este se cierre sincronizando los sistemas, produciéndose como respuesta a la diferencia de frecuencias conseguida entre los sistemas en el instante de cierre del interruptor, cuya magnitud es una función de esta diferencia de frecuencia y características de la red.

- ❖ La Diferencia Angular de Fases, es medida en el cruce por cero de las ondas de tensión de ambos sistemas se encuentran presentes en cada polo del interruptor con el cual se sincronizara. En forma ideal, la diferencia angular que se debería tener entre los dos sistemas antes de cerrar el interruptor sería cero. Si la diferencia angular de fase entre las tensiones a cada lado de los polos del interruptor abierto que realizara la conexión de los sistemas no se disminuye a un valor pequeño (casi cercano al cero); un pico de potencia activa (MW) aparecerá súbitamente en el instante de la sincronización.

Los relés de sincronización, son necesarios para la conexión del sistema de generación de energía con la línea de transmisión de energía y/o Barra del Sistema (llamada Barra Infinita), sin crear un estado de inestabilidad en las máquinas y en el sistema interconectado de energía en el momento de realizar el acople. Para un proceso de sincronización manual debe esperarse el momento donde los indicadores por aguja y/o mediante avisos visuales (donde un disco de señalización de frecuencia, medidores de voltaje y medidores de frecuencia para la barra y el generador, y finalmente un sincronoscopio son los equipos más comunes para realizar estas maniobras de forma manual) el momento acertado para cerrar el circuito, lo cual es un proceso delicado y de precisión ya que al fallar se corre el peligro de producir daños en los equipos y máquinas, especialmente al generador, debido a que este proceso es altamente destructivo, se busca la forma de

poder ser más exactos en estos procesos de sincronización, para lo cual se utilizaron los avances en tecnología digital y automatización. Debido a que el proceso de sincronización manual puede llevar a causar daños a las máquinas y equipos, se llega a desarrollar el proceso de sincronización automática de manera casi inmediata, evitando así la posibilidad de error humano. La sincronización automática de generadores implica el cálculo en tiempo real del algoritmo para cierre correcto del interruptor en el instante indicado.

El algoritmo está basado en la siguiente ecuación (ecuación No 08)

$$\alpha = 360^\circ \times s \times Tbc \quad (\text{ecuación No 08})$$

en dónde:

α = Angulo preciso de cierre

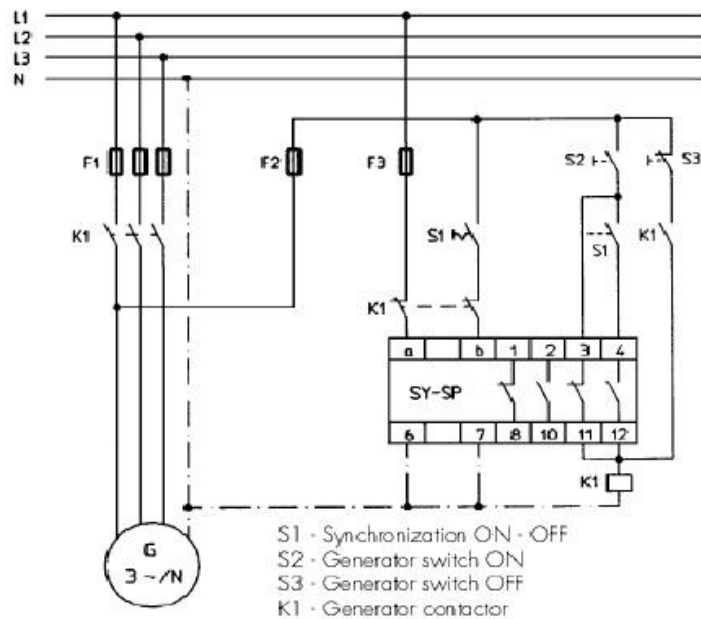
s = frecuencia máxima entre el generador entrante y la barra común

Tbc = Tiempo para el cierre de interruptor

Teniendo presente que este algoritmo pueda cumplirse, se deben de cumplir las siguientes condiciones:

- ❖ Condición No. 01: El transductor de la línea de transmisión o de la barra común debe de estar trabajando en tiempo real.
- ❖ Condición No 02: El PLC o dispositivo de medición debe de tener capacidad para el manejo de las entradas y salidas para el correcto manejo de los cálculos del algoritmo.

Los relés de sincronización automática son dispositivo especializado, cuya función es ajustar la velocidad del generador entrante a la barra de energía para poder cerrar el interruptor en el momento preciso. Un ejemplo de un esquema clásico de sincronización (Figura N°14). Por consiguiente el relé automático de sincronización tiene en sí dos propósitos importantes: Ajustar la velocidad del generador con la barra infinita y el cierre del interruptor del generador.



$\alpha =$

Figura N°14: Esquema Clásico de Sincronización

Fuente: manuales eléctricos - HP

2.1.5.5.- Sistema de comunicación

Una vez planificada la configuración y disposición de equipos, debe elegirse el tipo de enlace de datos y comunicación que los equipos y/o sistemas de control utilizara para movilizar la información y comandos que se darán para llevar el control de la Central Hidráulica, ya sea de forma automática y/o semiautomática. Según la arquitectura que se elija, debemos elegir según las características de operación y equipos a utilizar, tipo de arquitecturas, protocolos, redes de trabajo y modos de enviar señales de datos se puede utilizar. La implementación de cada una de ellas puede variar en cada nivel de sistema de automatización, según sea la conveniencia y/o facilidad de la planta y/o operación que se desee automatizar.

2.1.6.- Nivel de visualización y/o presentación de información

En este paso, se definen todas las características que debe de tener el sistema de monitoreo del sistema de control, la presentación de la información y las instrucciones para realizar el control y verificación de los procesos, variables de operación y función relevantes y la visualización de

datos históricos. En este nivel, las herramientas que podemos usar son para visualización de todos los parámetros del sistema, la programación del sistema, datos históricos y/o registros de operaciones, presentación de los principales parámetros de los equipos, diagramas de Unifilares y de los procesos, presentable mediante diagramas mímicos animados de fácil comprensión, la presentación de Configuración general del sistema como configuraciones detalladas de componentes esenciales (cuarto de equipos, generadores, redes de distribución, mediciones , etc.), datos de Diagnóstico y mantenimiento, acciones de control desde el cuarto de control y relación de equipamiento de la red automatizada. Teniendo todas estas referencias sobre los equipamientos básicos que debe de tenerse en cuenta en cada nivel del diseño, y equipamientos que pueden utilizarse al planificar una Pequeña Central hidroeléctrica, puede surgir la propuesta de un sistema de automatización, el cual servirá de base y cuyos modo de operación y/o características, dependerán de cada tipo de equipo y lenguaje de programación que se podría elegir para implementar en el diseño final.

2.2.- Desarrollo del proceso de tesis

En este punto, se presenta el esquema general de planificación y diseño de una central hidroeléctrica, la cual se definirá su tamaño y/o clasificación dependiendo de las características de operación y el caudal utilizable (sea pequeña, mini y/o micro central hidroeléctrica), en el caso del Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA), estructurar donde se realizarán los procesos automatizados de la operación de la central hidroeléctrica. Como un primer paso, se toma para la planificación de Automatización de la central hidroeléctrica, las características geográficas del área donde se instalara la Central, desde la zona en la cual se toma el recurso hídrico para aprovechar la fuerza de caudal para generar la energía mediante la turbinas instaladas, hasta la zona de salida del agua que es turbinada (agua que pasa a través de la turbina, generando potencia eléctrica), para luego ser expulsada nuevamente hacia el cauce del río. Estas condiciones ayuda a determinar los dispositivos externos que se necesitan (como los sensores), por lo cual se tomará un ejemplo la cuenca

del río Zaña, tomando los datos básicos de caudal del mismo, basándonos en los datos acumulados del comportamiento del río y su caudal, desde el año 1927 hasta el año 2008 (**anexo 04**). Con estos datos, se realizará el cálculo promedio del caudal que se requerirá y de la tendencia promedio de operación, ayudando a hacer el diseño de operación y los mantenimientos correspondientes al año de la Pequeña Central Hidroeléctrica.

Luego de estos parámetros y datos básicos, se debe definir las características que se requiere al planificar la pequeña central hidroeléctrica, tomaremos los siguientes datos como base general de operación de la Pequeña central Hidroeléctrica propuesta para el diseño:

- ❖ Caudal calculado de operación base , de 6.5 m³/s
- ❖ Tipo de Turbinas
- ❖ Si hay necesidad de hacer una presa para acumulación de agua en un área más arriba del cauce del río.
- ❖ Área de instalación de los equipos, es una zona a nivel de suelo, no subterránea.
- ❖ Capacidad de generación de diseño nominal máximo.
- ❖ Capacidad de ser auto-controlado a distancia y/o por un operador de turno, ya sea en operación manual y/o automática, incluso en caso de emergencia.
- ❖ Sistema Interconectado, dado las ventajas en diseño y poder recuperar la inversión al vender parte de la energía al mercado nacional.

Se puede proponer un sistema de automatización básico de tres niveles, los cuales estarán interconectados para desarrollar los procesos de control supervisión de la operación de la planta. Estos niveles son el nivel de campo y sensores, nivel de Control y el nivel de Presentación y/o Visualización de los Procesos. Al implementar cada nivel, habrá un grupo de equipo y dispositivos que según el tipo de marca elegida y las características de los mismos, se utilizara un lenguaje y programa adecuados a los equipos a

implementar. Para una visualización de alta precisión y/o muestra de datos, podemos mediante la siguiente esquema básico (Figura N°15), describir la función del Sistema de Adquisición, Supervisión y Control, con sus principales características. En estos casos, la automatización es esencial para la calidad de servicio de energía eléctrica, pues reduce los tiempos de respuesta (reacción en casos de perturbaciones), recolecta y entrega datos fundamentales para toma de decisiones o análisis, y permite la simulación de escenarios, entre otras funcionalidades, siendo la principal función de un sistema SCADA en la generación de energía, el mantener confiable el suministro de energía a los consumidores permitiendo el monitoreo, control, optimizando los procesos de distribución eléctrica en tiempo real, lo cual no es una labor fácil, al existir varios factores que determinan el diseño de la planta, y por consiguiente el nivel de automatización del proyecto .

2.2.1.- Nivel de campos y sensores

Se inicia con dispositivos de nivel de campo y sensores. Estos equipos tomarán los datos y/o información externa e interna de ciertos parámetros y proporcionarán datos que se utilizarán en procesos de administración y control de la pequeña central hidroeléctrica. Están los equipos externos que recabarán datos, una combinación de sensores y dispositivos remotos que recogerán esta información y los envían a los sistemas de procesamiento de SCADA.

Para planificar y diseñar la ubicación de los mismos, se debe de considerar la estructura y diseño de la parte física de la Central. Al realizar el diseño, se debe de tomar en cuenta la ubicación (si son externos y/o internos), la características de la información a tomar (imagen, presión, caudal, temperatura, etc.), el utilizar equipos de toma de datos remota RTU en caso de ser necesario, la prioridad de la información a utilizar, etc. La distribución de los niveles de operación de los sensores, dependerán de la planificación y/o diseño elegido para el proyecto. En este caso, se puede definir el sistema de estándares de comunicación de campos que se debe utilizar, como por ejemplo el estándar de PROFIBUS (anexo No 08).

2.2.2.- Nivel de control

Se planifica y diseña la estructura de red de comunicaciones para los dispositivos de control PLC, los equipos de relés de seguridad en esta etapa, destinados a los objetivos y parámetros de operación que se determinen en el proceso de diseño, lo cual conlleva a seleccionar los equipos según características y terreno de operación, protocolos y programación requerida para realizar las operaciones de Control y automatización. Es decir, este nivel el control directo lo realizan los PLC, estando conectados a un ordenador que realiza las funciones de dialogo con el operador, el tratamiento de la información y el control de la generación producida en la central hidroeléctrica, operando el sistema SCADA que se implemente.

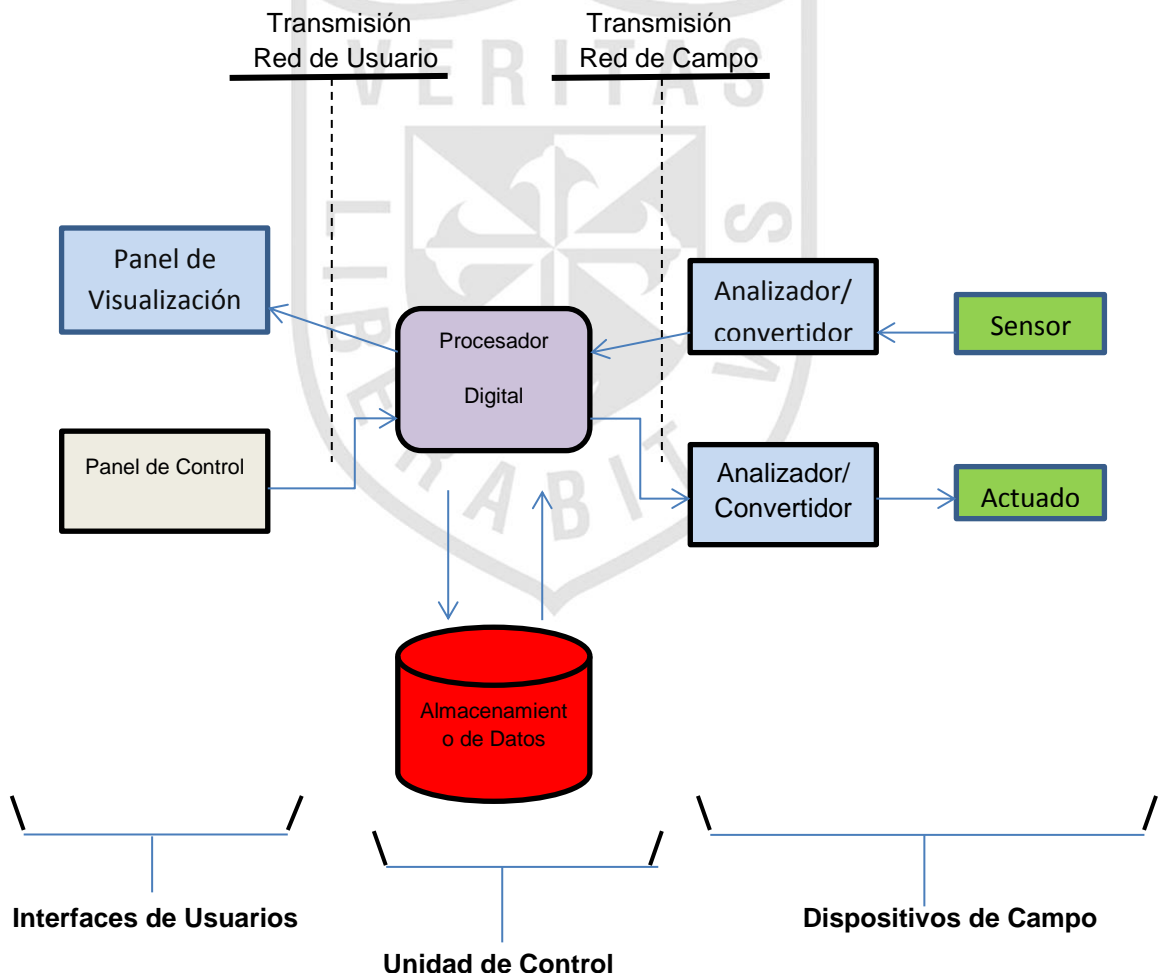


Figura N°15: Esquema de un Sistema SCADA
Fuente: Introducción a SCADA – Interfaz Hombre Maquina

El proceso señala que dispositivos son relevantes para la automatización, que tipo de estándar de comunicaciones se puede utilizar, para luego poder dar un ejemplo de implementación de equipamiento, que servirá como una guía. Se toma en cuenta que la planificación puede variar dependiendo de las condiciones y características de operación de los equipos, así mismo de los componentes y la programación que será utilizada en la implementación de la automatización. En este punto, se definirá el tipo de PLC a utilizar, su modo de interconectar las áreas a automatizar, la forma de procesamiento de los datos y el modo de uso en proceso de control de la central hidroeléctrica, el uso de sistemas de seguridad y control de calidad como relés digitales. Así mismo, determinar el tipo de protocolo de comunicación que se debe de implementar para la comunicación de niveles. Es bueno también mencionar que factores externos y ambientales, son criterios que para la selección de los sistemas PLC y los dispositivos de automatización y control, por lo cual puede ser de conocer las condiciones reales debe operar el equipo de automatización y/o control que se tomara en cuenta en el diseño y planificación de una pequeña central hidroeléctrica

2.2.3.- Nivel de presentación y visualización

En esta etapa del proyecto, se procede a configurar la red donde los procesos de información del nivel control, son visualizados y presentados en los terminales correspondientes de adquisición y presentación de datos. En este caso, se ven lo referente a la red en donde trabajaría el sistema y los programas a utilizarse en la implementación. Se definirán las características propias del sistema de monitoreo, la naturaleza de las herramientas estructurales, lo cual será el resultado del diseño que se ha hecho en el desarrollo de la misma. Algunas consideraciones que deben de tenerse en cuenta al momento de la implementación del sistema SCADA que se debe de proponer para la operación de la pequeña central hidroeléctrica, los cuales podemos mencionar:

- ❖ Programación que resulte conveniente para el sistema.
- ❖ Visualización de todos los parámetros del sistema

- ❖ Diagramas unifilares y los diagramas de los procesos en general en formato de mímicos animados.
- ❖ El mantenimiento y el diagnóstico
- ❖ Capacidad para orden de activación de interruptores tanto de forma remota/automática, como de forma manual
- ❖ Una relación completa de los equipos conectados a la red
- ❖ Reportes instantáneos de los parámetros más importantes, tanto de forma visual (pantallas y/o proyectores) como un formato de lectura y/o revisión manual (impresos).
- ❖ Capacidad de simulación

Teniendo en cuenta estas características, se debe determinar el tipo de red industrial a implementar para el diseño. Al existir 3 tipos de redes y/o topologías de red conocidas: estructura de estrella, estructura de anillo y estructura en bus. Dependiendo del diseño y las funciones que desarrollara el programa SCADA elegido, se elige la estructura de la red industrial a implementarse para el nivel. Por características y necesidades de las mismas, la red recomendable y que no posee muchos problemas en desarrollo y operación, es la red de estructura de bus, en la cual la información llega al receptor sin la ayuda de ningún dispositivo de acoplo y/o extra, siendo las estaciones individuales de diseño pasivo. Al incluir un dispositivo más al bus, no se requiere una interface adicional en la estación existente, y por consiguiente el número limitado de participante que surge por ejemplo en la estructura de estrella no aparece. Esta estructura no requiere grandes cantidades de cableado y puede agregar más dispositivos sin muchos problemas. Otras características podemos verla en la Tabla N°5, que es un cuadro comparativo de los tipos de estructuras de redes en 5 condiciones y/o atributos que poseen las topologías de redes.

Al definir el tipo de topología según la implementación de dispositivos y equipos para nuestro sistema SCADA, se definirá el tipo de red a utilizarse. Para un diseño de automatización se recomienda utilizar una red LAN (red de área Local) en la cual comúnmente se utiliza un estándar de Ethernet. El

nivel en el cual esta involucra la red utilizada, es considerado más cercana al nivel de gestión del sistema, integrando la información del nivel de Control con el nivel de presentación y toma de decisiones, llamados también nivel de gestión. La implementación de la red en nivel de presentación y visualización se determinará por el modelo de programa SCADA que se elija, el cual se elegiría dependiendo de las funciones y/o capacidades que se requieran, siendo en este caso la elección de un programa que puede ser diseñado por distintas empresas y fabricantes, que necesariamente no son las mismas que construyen y desarrollan los controladores.

Tabla N° 5: Características de Arquitectura de Redes

CARACTERISTICAS	ESTRELLA	ANILLO	BUS
Disponibilidad	Control centralizado, acceso regulado por una inteligencia central	Tiene control descentralizado, el acceso es pasado de dispositivo a dispositivo	Son posibles tanto un control centralizado o Descentralizado
Redundancia	Si la inteligencia central falla, la red falla. No son criticas líneas Individuales	Si la línea falla, la red falla Se necesita el colocar interruptores de bypass si la falla del dispositivo, no afecta la función de la red	Depende del modo de control de bus que se adopte. Para control centralizado es estrella, y para control descentralizado , anillo
Expansibilidad	Limitado al número de conexiones al controlador Central	Ilimitado; sin embargo el tiempo de rotación token, fija un límite practico pues gobierna el tiempo de res-Puesta	Ilimitado, sin embargo, el tiempo de encuesta (polling) de todos los dispositivos es un límite practico
Requerimientos de Cables	Cable Apantallado	La línea debe estar libre de cualquier interferencia; se usa cable coaxial u otro Cable confiable.	La línea debe estar libre de cualquier interferencia; se usa cable apantallado u otro cable confiable
Requerimientos de Interfaz Interfaz	Suficiente RS-232C	La interfaz debe proveer una transmisión inmune a las interferencias	La interfaz debe proveer una transmisión inmune a las interferencias

Fuentes: Tecsup – Capacitación Virtual

Algunos fabricantes de programas SCADA y sus respectivos programas y/o software son: Siemens simatic v6.2 wincc (Alemania), HMI software Scada, s240 de King Pideon Hi-tech.Co (China Continental), TEOS software Scada

de Mikrosay Yazilim Ve Elektronik (Turquía), Allen Bradley 2711-nd3fr Scada software-USA, Software Scada, Ingeteam Power Technology, S.A., Aimax Desing Instruments S.A, Fix de Intellution, Monitor Pro de Schneider Electric y Scatt Graph 5000 de ABB.

El programa SCADA debe de ser elegido, según pueda cumplir los requerimientos y/o parámetros establecidos en la planificación del proyecto, también por las especificaciones y normas indicadas por los entes de control de distribución de energía en lo referente a monitoreo, calidad y seguridad. El programa debe lograr la visualización de toda información referente a varios parámetros, estos definidos en el diseño de la central y ser presentados en sistemas de visualización a tiempo real (pantallas de PC externas), así como poder realizar diagramas y/o mímicos que permita simplificar e interpretar los procesos. Un ejemplo de la presentación que se puede desarrollar con un Software de SCADA, se puede observar en la Figura N°16. De esta manera, los parámetros pueden ser controlados y visualizados tanto en una estación dispuesta en la casa de máquinas de la central y/o si es necesario en una estación remota de control y monitoreo.

El modo de presentación visual se realiza mediante pantallas de PC industriales, PC simples, y en los últimos tiempos, sistemas de pantallas táctiles, donde se presenta la información que puede ser configurada mediante símbolos animados que al ser solicitados ya sea mediante un sistema de mouse y/o tocando sobre la pantalla, una serie de información previamente estructurada, siendo por ejemplo utilizando una simbología para pedir información sobre los generadores, servicios auxiliares, subestaciones, reportes y un diagrama general. Cada uno de estas opciones de simbología estará enlazado a una opción de alarmas. Estas presentaciones pueden estar descritas mediante diagramas y/o imágenes diferentes etapas y/o equipos de la central, tanto electrónicos, eléctricos y mecánicos.

De la misma forma, deben diseñarse diagramas de tipo unifilares de los equipos conectados de las unidades de generadores, sub-estación y los ser-



Figura N°16: Ejemplo de Visualización de Proceso SCADA
Fuente: HMI Scada - Aurora

vicios auxiliares, que ayudaran en los momentos de verificación de operación con una interpretación eléctrica de equipos eléctricos (Figura N°17). Un sistema parecido con los parámetros electro-mecánicos y de presión, que ya correspondería a la parte de mecánicos de la central se puede diseñar también para la verificación de los encargados de mantenimiento mecánico e hidráulico. La conexión de estos 2 niveles, suele realizarse mediante una HMI (Human–Machine Interface) o conocido también interfaces del operador, siendo esta función a veces confundida con un sistema SCADA, pero son 2 cosas diferentes. Un HMI sólo ofrece una función complementaria de monitorización, la función de monitorización se realiza sobre un PC industrial ofreciendo una visión de los parámetros de control sobre la pantalla del ordenador. Y, los sistemas SCADA de los sistemas clásicos de automatización donde las variables de control están distribuidas sobre los controladores electrónicos de la planta y dificulta mucho una variación en el proceso de control, ya que estos sistemas una vez implementados no permiten un control a tiempo real óptimo, aunque son casi lo mismo. Actualmente, todos los productores principales de PLC ofrecen integración con sistemas HMI/SCADA, muchos de ellos usan protocolos de comunicaciones abiertos y con variedad de propietarios y/o dueños de patentes. Las características de SCADA son populares debido a esta compatibilidad y seguridad. Ésta se usa desde aplicaciones a pequeñas

escalas, como controladores de temperatura, hasta aplicaciones de mayor dimensión, por ejemplo el control de plantas nucleares. Este nivel es interconectado al nivel de control en una red LAN, es comúnmente el usar la interface RS 232. La implementación en general de los dispositivos de penderá principalmente del factor de ambiente de operación, en donde se desplegara el diseño, ya que los dispositivos electrónicos a utilizar deben de ser resistentes a las interferencias por campos eléctricos y en condiciones de temperatura en las cuales deberá operar la central.

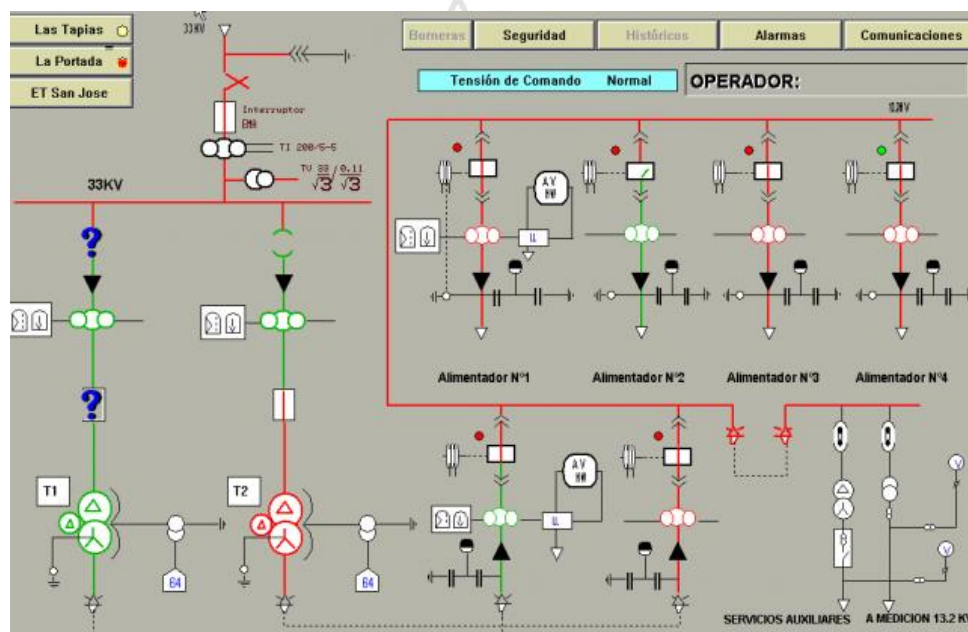


Figura N°17: Ejemplo de Diagramas Unifilares en SCADA
Fuente: SCADA - Telemecanique

Debe considerarse que la comunicación puede llegar al área de gerencia, para un proceso de verificación y la correspondiente evaluación de los objetivos de la empresa responsable de la operación de la planta de generación. Otra ventaja de este sistema, es la alternativa en una emergencia la operación de la central hidroeléctrica desarrollada, desde una ubicación remota. Para este caso, no solamente se presentaría información visual de fácil interpretación, datos estadísticos de producción, si no también si es necesario, imágenes de video directo en tiempo real de las zonas críticas de operación y señales de alarma activado por sensores específicos

de seguridad y/o emergencia, como por ejemplo detectores de humo y temperatura, sistema de cámaras de circuito cerrado, equipos auxiliares para extinguir fuego, sistemas de ventilación, etc.

2.3.- Programa de mantenimiento

El diseño de un programa de mantenimiento será estructurado en este caso, referente al área de electrónica, que puede abarcar los procesos de mantenimiento general que se pueden programar en cada periodo del año. En general, un mantenimiento se desarrollara para el funcionamiento de la Pequeña Central Hidroeléctrica, donde se planifica un **mantenimiento del tipo preventivo**, aunque también se debe tener en cuenta que se pueden presentar **mantenimientos del tipo correctivo y/o de actualización**. En estos casos, teniendo en cuenta el mismo diseño y la concepción de las pequeñas centrales hidroeléctricas, las áreas en donde debe realizarse las tareas de mantenimiento, son reducidas, se centraran en procesos revisión y en algunos casos la limpieza de sensores, cableados, RTU (unidades de transmisión remotas), revisión de los PLC tanto en sus módulos como es el estado de su batería de emergencia, los cableados entre interruptores, la verificación de los convertidores de señales, la revisión de los sistemas de control y automatización en los subestación y los servicios de comunicación, mantenimiento de los equipos de transmisión de datos, revisión de sistemas de emergencia y verificación de parámetros en el PLC y/o en algunos caso, realizar las actualizaciones y/o cambios de programación, el cambio de algunos componentes, sea por ser recomendado por el fabricante, y/o en una evaluación en el proceso de mantenimiento, se considera que el equipo se encuentra en sus límites de operación y debe de reemplazado para asegurar la operación de planta. Pero, no solamente se realizan estos procesos solo en el campo de electrónica, también se verán involucrado con los procesos de revisión de los equipos encargados de la verificación de los componentes mecánicos e hidráulicos. Por ejemplo, en el proceso en el cual los encargados mecánicos de la revisión del estado de las turbinas y generadores, los encargados de la parte eléctrica/electrónica revisaran por ejemplo, los sensores con los cuales proporcionan datos de operación al

sistema SCADA, los cableados que envían información desde los sensores hasta su correspondiente PLC, los módulos del PLC, etc. Para este caso, los puntos serán verificados previamente de iniciar el plan de mantenimiento, al programar con una verificación y/o concentración de elementos para este paso con 3 meses de anticipación y/o programación, son los siguientes:

- ❖ Revisión previa de historial de fallas y/o problemas de operación.
- ❖ Una verificación de posibles mejoras en lo referente a los dispositivos eléctricos/electrónicos en un aspecto físico y de seguridad.
- ❖ Revisión de Stock de repuesto y herramientas necesarias para el proceso de mantenimiento en el caso de equipos eléctricos/electrónicos, incluidos herramientas para revisar la programación de los PLC , como una Laptop específica de un fabricante, y/o una laptop con los programas requeridos.
- ❖ Posibilidad de actualización de procesos, si es que son necesarios tanto desde el punto de vista físico como desde el punto de vista de programación y/o equipamiento.

Por lo mencionado, el programa de mantenimiento debe diseñarse específicamente para el mantenimiento de cada central hidroeléctrica, pero debe mantener lineamientos básicos y/o genéricos, que servirá de estructura para realizar un programa de mantenimiento. Los cambios se verán dependiendo de un mayor número de funciones y equipos. Si es grande y/o pequeña la planta configurada, las dimensiones de los equipos y el mantenimiento será mayor y/o menor, lo cual también condiciona el tiempo de programación del mantenimiento, y la prioridad por cual sección de la pequeña central hidroeléctrica se iniciaran los mantenimientos, la cantidad de personal asignado y/o la conformación de equipos que puede operar al mismo tiempo y que reduciría drásticamente el tiempo de los procesos de mantenimiento. Por lo tanto, procederemos a determinar un sistema de mantenimiento practico para una pequeña central hidroeléctrica, en general, que se puede adaptar dependiendo de la clase y las características de los equipos con los cual se implementara, tanto electrónicos como mecánicos –

hidráulicos. Además, nos basaremos en las recomendaciones dados tanto por los fabricantes de equipos que se utilizaran para diseñar la central, como en la experiencia en operación y mantenimiento en otras centrales hidroeléctricas, ya sean grandes, medianas y pequeñas.



CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL DESARROLLO DE PROPUESTA

3.1. Propuesta de diseño eléctrico básico de la pequeña central hidroeléctrica

Al planificar y diseñar una pequeña central hidroeléctrica, se debe de iniciar con el diseño básico de la central, desde el punto de vista de los componentes físicos principales a representar los componentes genéricos de diseño son vistos en la Figura N° 18

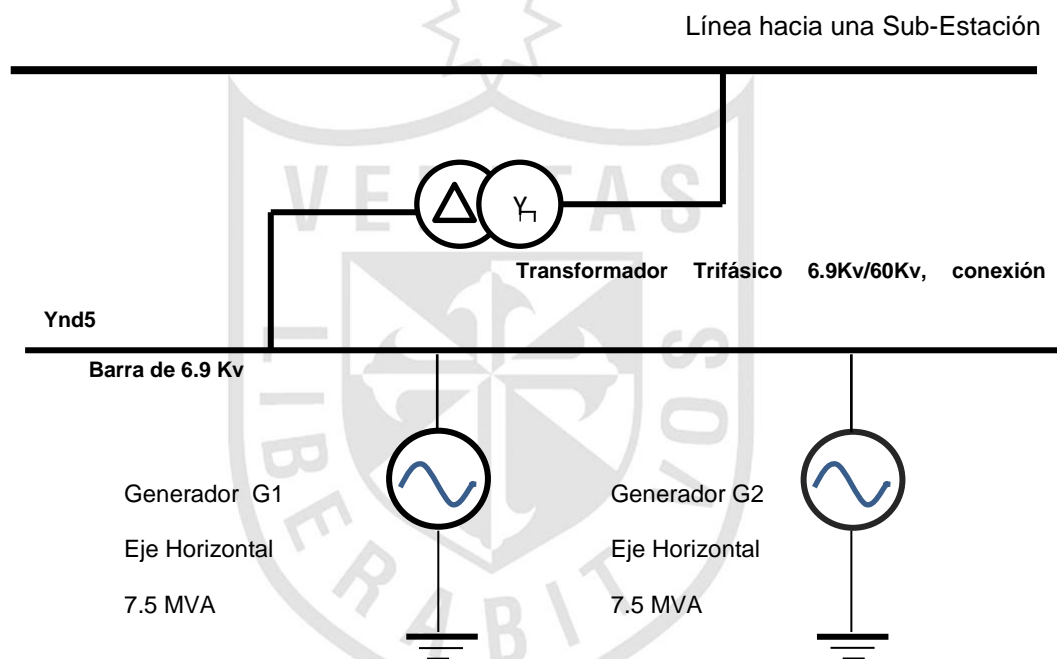


Figura N° 18.- Diagrama Unifilar Básico - Propuesto
Fuente: Propia

En el diagrama, se describe el funcionamiento de los elementos básicos de operación de la pequeña central diseñada. El equipamiento básico son 2 generadores individuales son conectados por un eje de modo horizontal hacia las turbinas que serán accionadas por el paso del caudal del río a través de la tubería de alimentación. Se determina por las características de diseño y análisis, que se requieren turbinas tipo Francis de instalación

horizontal, lo cual facilitarán los proceso de mantenimiento y reparación, lo cual podemos ver un ejemplo en la figura N° 19.

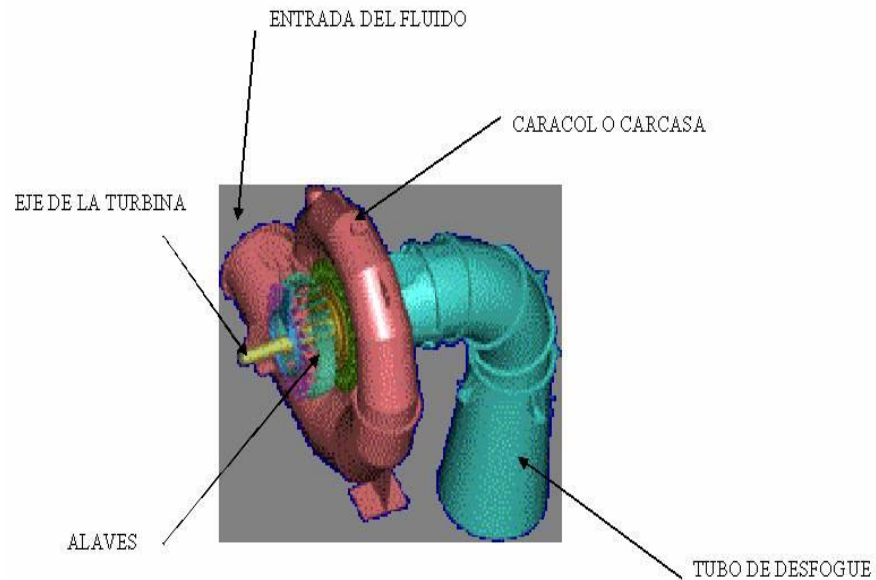


Figura N° 19 Ejemplo de Turbina Francis Horizontal – Partes
Fuente: Tripod – Turbinas Francis

Los generadores están diseñados para dar un máximo potencia de 7.5MVA cada uno, y en conjunto proporcionen 15 MVA de potencia y una tensión de 6.9 Kv total entre ambos generadores. Esta conexión podemos verla en la figura N° 20. Esta tensión es trasladada a un transformador único en el patio de llaves, que elevará la tensión de 6.9Kv a 60 Kv, dependiendo de sus características y/o condiciones del requerimiento de diseño y planificación. En este caso, se recomienda transformadores de conexión Ynd5 (conexión estrella – triangulo , con desfase de 150 grados), que elevará el voltaje y lo dirigirá hacia la barra de carga final, la cual es interconectada a la Sub-estación elegida en la zona para realizar el enlace de energía al Sistema Interconectado Nacional, el cual distribuye la energía eléctrica.

Las características de la conexión de este transformador podemos verlo en la Figura N° 21. De la misma manera, se puede desarrollar un diagrama unifilar que describirá de manera genérica la conexión de operación del

diseño proyectado, en el cual se verán las líneas de alimentación principal, la zona llamada media y baja tensión, y la conexión de respaldo en caso de emergencias y que proporcionara la energía necesaria para la operación de los sistemas básicos y el PLC; la cual se conecta a un grupo electrógeno.

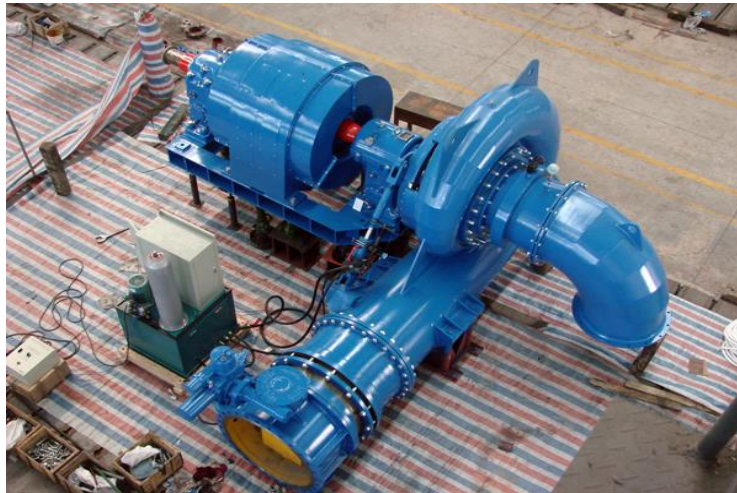


Figura N° 20.- Conexión de Turbina y Generador Eje Horizontal
Fuente: Fuchun Industry Development Co. Ltd.

El funcionamiento básico de la pequeña central hidroeléctrica en proyección se puede definir con la siguiente descripción: dos generadores, conectadas con 2 turbinas Hidráulicas de tipo Francis en posición Horizontal, las cuales generan un promedio de 7.5 MVA cada generador. Esta energía generada se distribuye a una barra de energía que conectará a un transformador que elevará la tensión de 6.9 Kv generada, a 60 Kv para ser enviada mediante la línea de transmisión de alta potencia. En la Figura N° 22, se presenta el diagrama unifilar genérico del diseño proyectado. De esta manera, alimenta la línea de media tensión, mediante un transformador de 6.9 kv a 0.40 Kv, el cual proporciona energía para la operación de los equipos de automatización, talleres, oficinas y servicios de la central. Así mismo, se tiene un generador electrógeno (diésel), preparados para entrar en operación de la central, y mantener la energía para las áreas críticas de la central (áreas de PLC, servicios auxiliares, iluminación básica, etc.).

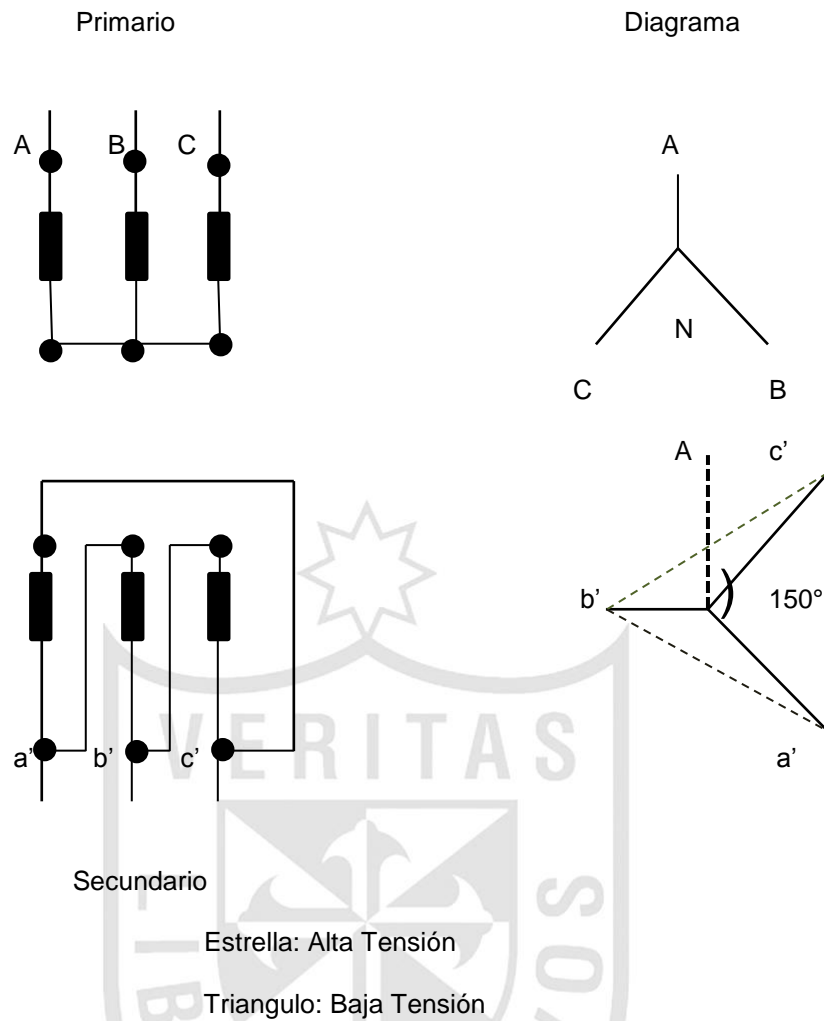


Figura Nº 21.- Diagrama de Conexión de Transformador Principal
Fuente: Tabla de conexiones de Transformadores Trifásicos

Sobre esta visión básica del diseño eléctrico, se empieza a estructurar la propuesta de sistemas de control y automatización requeridos, cumpliendo estrictamente los parámetros solicitados, así como el análisis de operación y beneficios económicos y sociales. Un esquema general del funcionamiento de la propuesta de pequeña central hidroeléctrica es presentada en la Figura Nº23. Este diagrama muestra en bloques la funcionalidad de la Central Hidroeléctrica que se proyecta, donde Indican los sistemas básicos propuestos a implementarse.

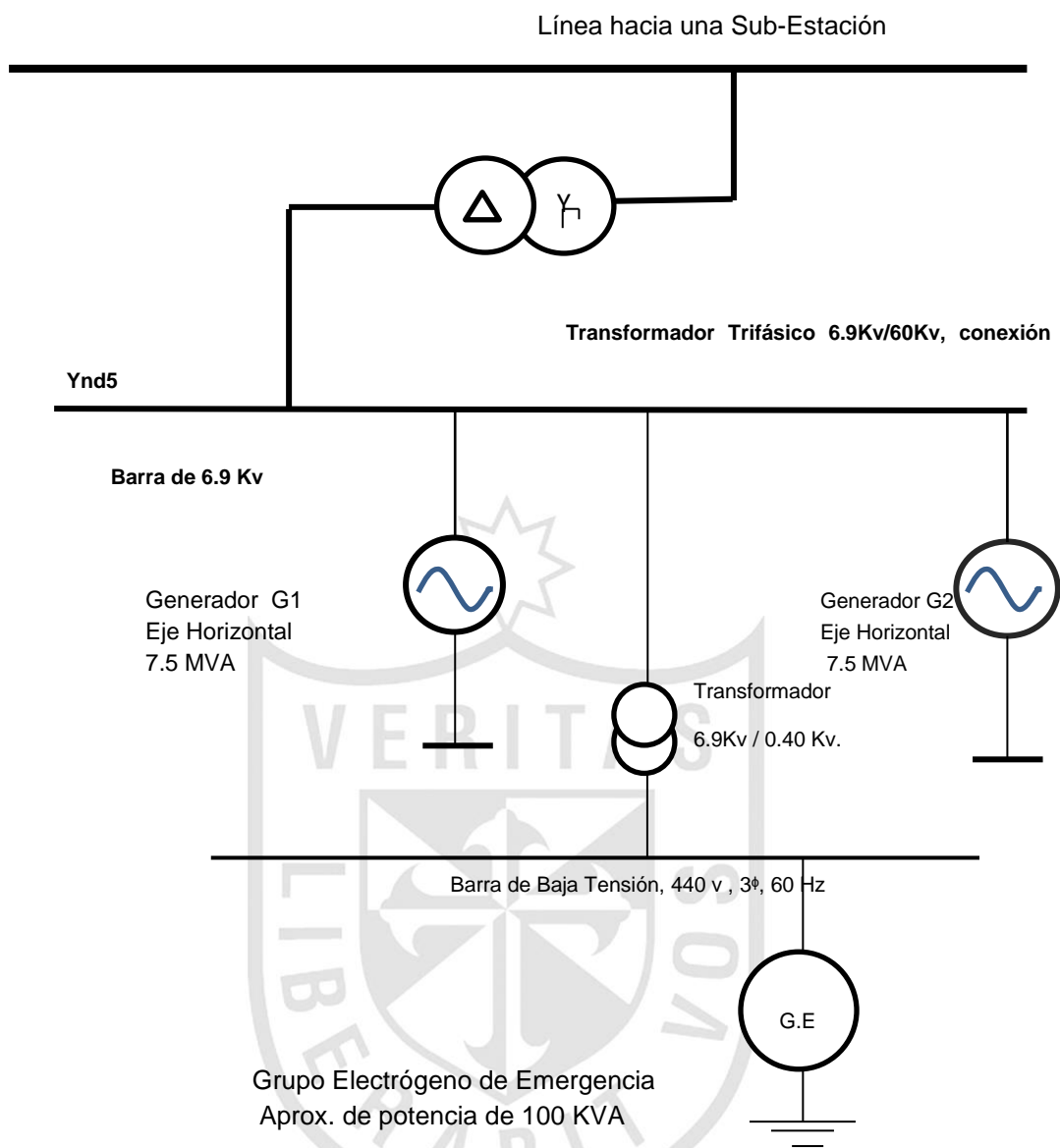


Figura Nº 22.- Diagrama Unifilar Genérico de Diseño Propuesto
Fuente: Diseño Propio

En este diagrama, muestra la implementación de un sistema de refrigeración abierto (Circuitos de Refrigeración) para los equipos de generación que incluyendo el generador y turbina, los sistemas de lubricación y de excitación; los cuales se diseñarán según las características climáticas de la zona donde se proyecta la instalación de la central hidroeléctrica, y la distribución de las instalaciones donde los equipos, lo cual determinara su disposición y diseño; siendo su único objetivo el enfriamiento de equipo

crítico en determinadas áreas (sistemas electrónicos, fluidos de lubricación, equipos electro-mecánicos, etc.).

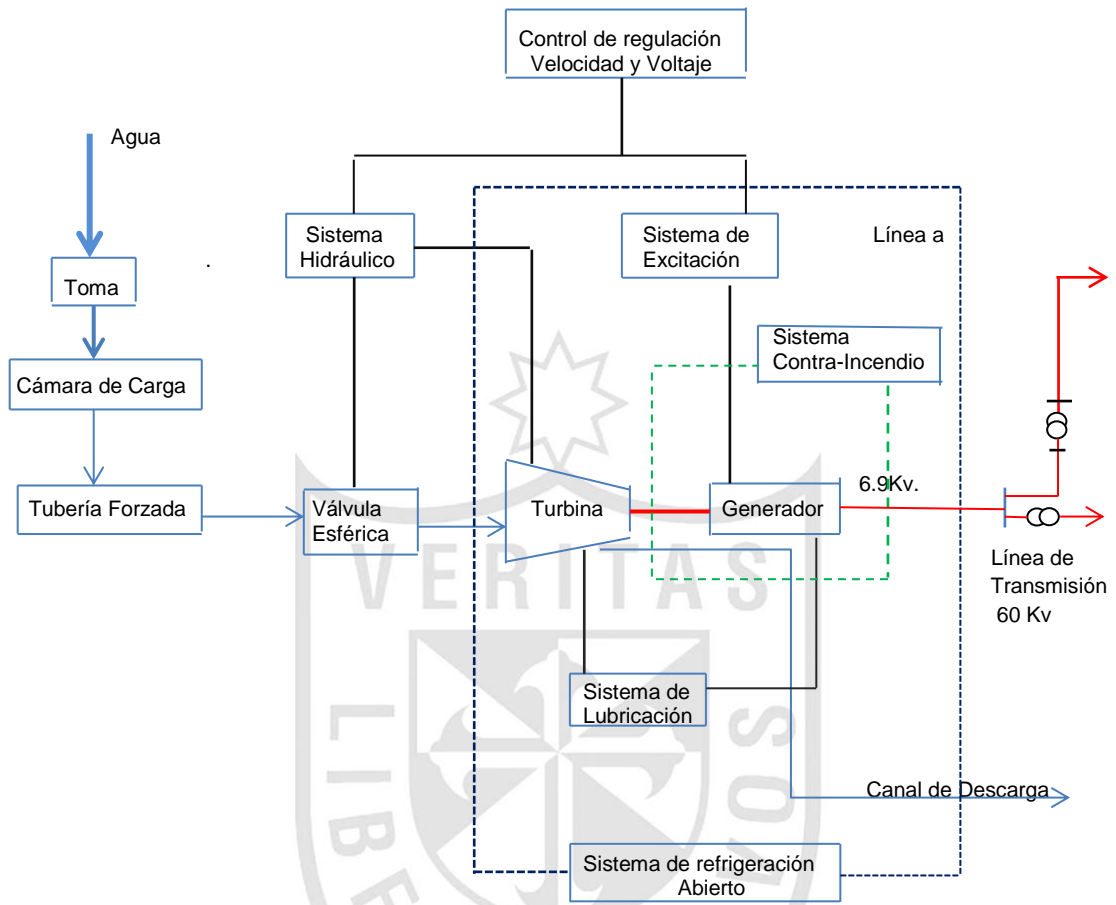


Figura Nº 23.- Diagrama de Bloques Propuesto – Función de una pequeña central hidroeléctrica

Fuente: Diseño Propuesto

El sistema contraincendios es una opción de seguridad muy utilizada específicamente en el área referente a la generación; en lo cual involucra la estructura misma del generador y las partes electrónicas que son instaladas junto al (PLC y equipos eléctricos/electrónicos cercanos extras instalados en la misma área). En el caso de instalaciones eléctricas, son recomendables los sistemas con gases inertes del tipo (Protocolos Medio-Ambientales de Montreal), siendo utilizado el gas Argón para este fin y una gran variedad de campos e industrias: Manufactura y procesamiento de pintura, almacenes de materiales peligrosos, cabinas de baño de pintura en polvo, sistemas

hidráulicos, filtros, prensas de impresión, espumas de plástico, instalaciones CPD, archivos, cableado subterráneo, paneles de control, turbinas, transformadores, procesamiento de metal, máquinas de herramientas, maquinaria textil, almacenes de arte, etc. Un ejemplo de estas instalaciones, podemos verlas en la figura N° 24



Figura N° 24.- Equipos Anti-Incendio – Sistema Gas Inerte Argón
Fuente: Fenipresa S.A

3.1.1.- Fundamentos del regulador de velocidad

También llamados Reguladores de Frecuencia, son introducidos en los diseños de infraestructura de operación de la Central Hidroeléctrica, debido a un cambio constante en la demanda de potencia que sufre un generador en la operación, debiendo contar con los mecanismos de regulación que puedan adaptar en todo momento la generación al consumo al momento de realizar el diseño. Si la potencia mecánica de una máquina se mantiene constante y varía el consumo (potencia eléctrica), la diferencia será absorbida por las partes rotantes del sistema variando su energía cinética. La variación de la velocidad de giro de un grupo generador ante los cambios en el consumo proporciona una referencia para efectuar la regulación. Cuando el consumo aumenta la velocidad baja, mientras que si disminuye la velocidad aumenta, esto proporciona un buen mecanismo de censado. Este

equipo debe estar incluido con un completo sistema de Control de Frecuencias. La función del Regulador de Velocidad es detectar cualquier error entre el valor de la velocidad actual y el deseado, y efectuar un cambio en la salida de la turbina. Para esto, los elementos principales de un Control de Frecuencia del Generador Síncrono en una central hidroeléctrica, se ven en la Figura N°25. Para los diseños de Centrales Hidroeléctricas pequeña y medianas, se recomienda que los generadores se implementan con reguladores tipo digital, retroalimentados con la velocidad real utilizando una combinación de tecnologías P.I.D (Mecanismos de Control por Realimentación), redes de comunicación SCADA y automatismos. Estos reguladores estarán preparados para los procesos de arranque, aplicación de carga, sincronización entre los equipos y la red.

En este esquema, se muestran las variables que se observan en un control de Frecuencia–Potencia, donde la constancia de frecuencia es muy importante, la cual contribuye al funcionamiento estable y facilita el control en un sistema interconectado. En la red, las caídas de frecuencia importantes resultarían posiblemente en corrientes de magnetización alta en motores de inducción y en los transformadores. Otros factores donde es importante la constancia de frecuencia, son la constancia de velocidad de los motores sincrónicos y de Inducción, el diseño de los generadores y turbinas a frecuencia nominal, el funcionamiento de los servicios auxiliares en las unidades de generación y el funcionamiento de equipos de electrónica de potencia en sincronismo con la red y la desconexión de cargas por el accionamiento de las redes de baja frecuencia.

La frecuencia del sistema, depende del balance de potencia activa debido a un cambio en la demanda de dicha potencia, se refleja en el cambio de frecuencia en el mismo sistema. Las formas como los generadores reciben información sobre los cambios que se producen por la demanda de energía eléctrica y donde las instrucciones para las variaciones en el proceso de generación de energía (Automatismo de Control), son los llamados Sistemas de Control para Regulación de Frecuencia. Cada uno de los niveles opera en

un margen de tiempo e involucra un conjunto de variables provenientes de una parte más o menos amplia del sistema eléctrico.

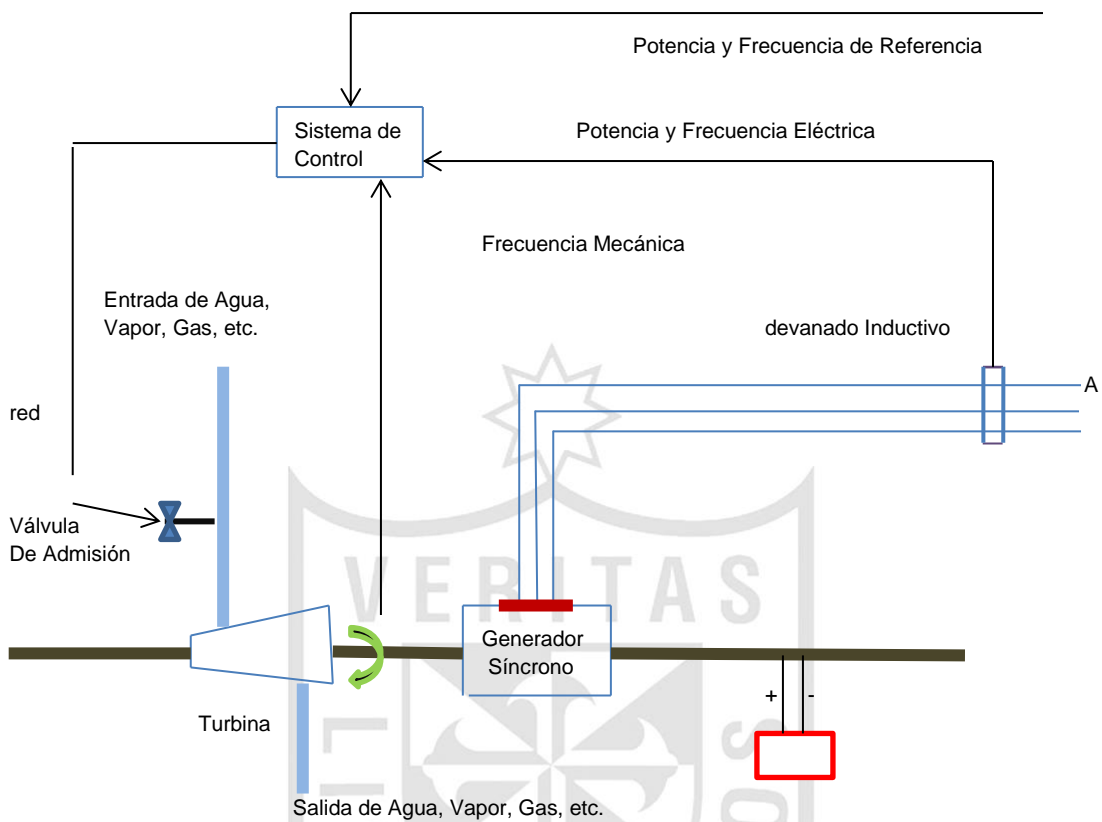


Figura Nº 25.- Elementos principales de un generador síncrono del control de velocidad.

Fuente: Fundamentos de Control - Universidad Carlos III de Madrid

Este sistema se encontraría conformado por:

- a. Regulador de velocidad, llamado también Regulador Primario de Frecuencia (RPF), es el más rápido, operando en un margen de tiempo de entre 2 y 20 segundos. Actúa de forma local en cada generador síncrono atendiendo a la velocidad de giro del eje. La rapidez de este control está limitada por la propia inercia de los generadores. Es decir, La regulación primaria tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. Se aporta mediante la variación de potencia

de los generadores de forma inmediata y autónoma por actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas como respuesta a las variaciones de frecuencia.

- b. Control Automático de Generación (AGC), que es un Regulador Secundario de Frecuencia (RSF), opera en un margen de tiempo de entre 20 segundos y 2 minutos. Actuando en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las áreas vecinas.
- c. Control del error de tiempo, llamado Regulador Terciario de Frecuencia (RTF), que opera en un margen de tiempo superior a 10 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía. Para que la regulación secundaria sea efectiva, las unidades generadoras de un sistema deben disponer de una reserva suficiente de energía lista para compensar las variaciones de demanda. Esta reserva de energía varía con el tiempo, según el mecanismo de regulación secundaria va disponiendo de ella. El objeto de la regulación terciaria es la restitución de la reserva de regulación secundaria mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de los generadores. En general, la regulación terciaria actúa sobre generadores que pueden estar o no estar acoplados, si bien el margen de tiempo en el que debe actuar (15 minutos) hace difícil que unidades térmicas no conectadas puedan participar en ella. Teniendo en cuenta todas estas consideraciones relativas a la potencia, el control de frecuencia debe conseguir que se mantenga el equilibrio entre generación y demanda, mantener la frecuencia de referencia en el sistema, cumplir los compromisos de intercambio de energía con las áreas vecinas y mantener la suficiente energía de reserva.

Para el caso de un sistema de Generación debe de tenerse las siguientes características en un sistema de control automatizado para el control de la velocidad, en los siguientes puntos básicos: Ajustar la posición de las

válvulas y/o distribuidores, para que la frecuencia retome el valor nominal a la referencia. Así mismo, operaran satisfactoriamente cuando un generador alimenta una carga aislada, o cuando un solo generador trabaja en el RPF. Finalmente con 2 o más unidades con reguladores sincrónicos pueden conducir situaciones de oscilación en los proceso de generación, debiendo encontrarse exactamente en la misma velocidad de referencia. Si las frecuencias de referencia son distintas con su propia referencia, esto conducirá a situaciones de oscilación en la generación de energía.

Para un diseño de un regulador de velocidad Sincrónico, se tiene un sistema básico, en velocidad constante, donde las funciones básicas están dadas por el siguiente diagrama de bloques (figura N° 26).

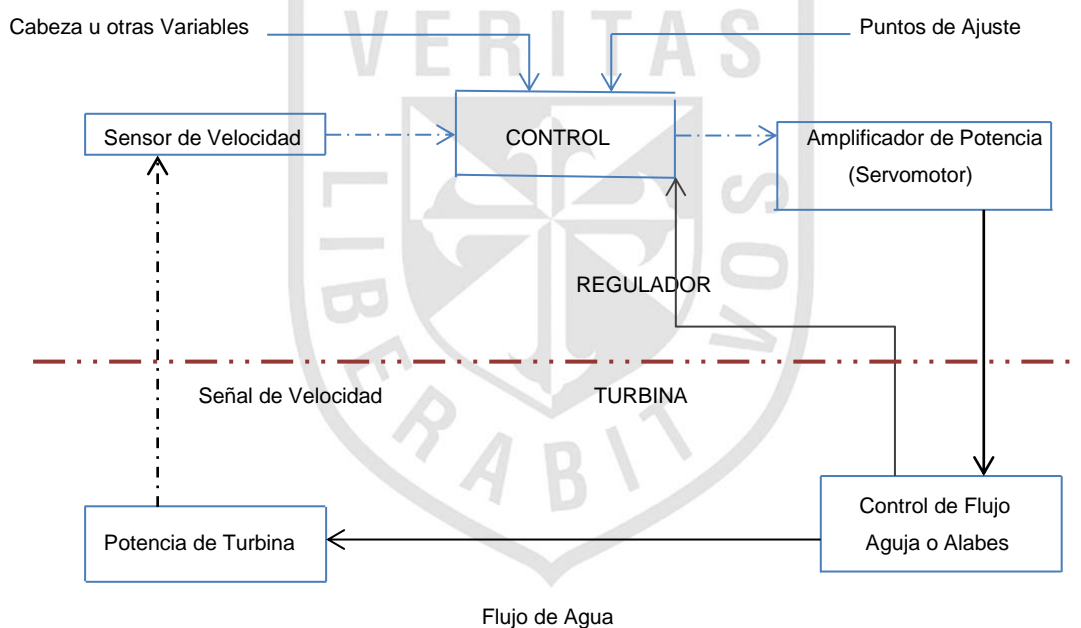


Figura N° 26.- Diagrama de Bloques básico de un Regulador
Fuente: Proyectos de Hidroeléctricas – General Electric

En este caso, el diagrama de operación (Figura N°27) muestra el caso genérico para velocidad constante, el diagrama de bloques que presenta el proceso de regulación de velocidad, donde se observa la inclusión de un sistema PID de realimentación. El módulo de control Integral tiene como misión el disminuir y eliminar el error en estado estacionario, actuando cuando surge una desviación entre la variable y el punto de consigna,

integrando dicha desviación en el tiempo y sumándola a la acción proporcional, lo cual se podrá apreciar en la gráfica de respuesta en el tiempo (Figura N°28). El error es integrado, lo cual tiene la función de promediarlo o sumarlo por un período determinado, que es multiplicado por una constante K. Posteriormente, la respuesta integral es adicionada al modo proporcional para formar el control P + I con el propósito de obtener una respuesta estable del sistema sin error estacionario. Para este caso, la integración de la salida, tiene una ecuación básica (ecuación 4.1)

$$I_{sal} = K_i \int_0^t e(\tau) d\tau \quad \text{Ecuación 4.1}$$

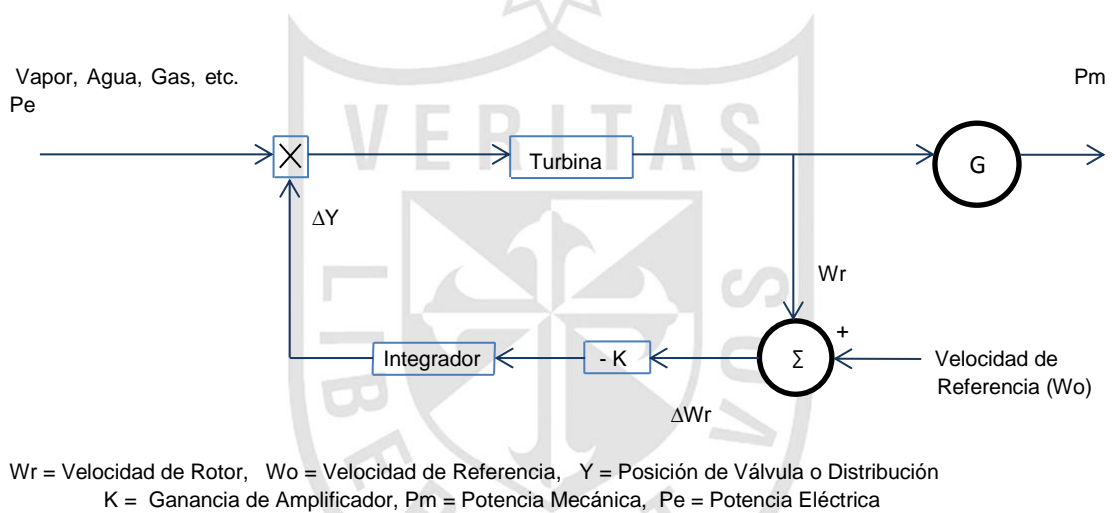


Figura N° 27.- Regulador de Velocidad Síncrono (Velocidad Constante)
Fuente: Automatización - Siemens

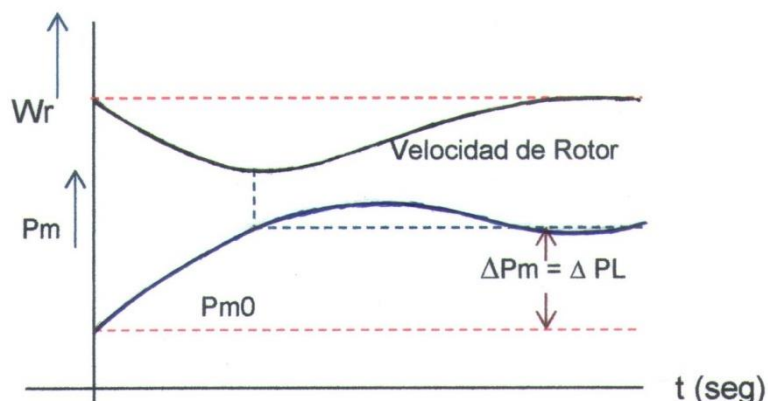


Figura N° 28 - Respuesta Generador con Regulador de Velocidad Síncrono
Fuente: Automatización - Siemens

Cuando se presenta el caso de la distribución estable de carga con generadores conectados en paralelos en un sistema, debe proveerse una regulación característica a los propios reguladores, obteniéndose al agregar un lazo de realimentación al integrador, mostrada en la Figura N° 29, así como el regulador de velocidad con realimentación de estado estacionario (Figura n° 30) como respuesta en función al tiempo.

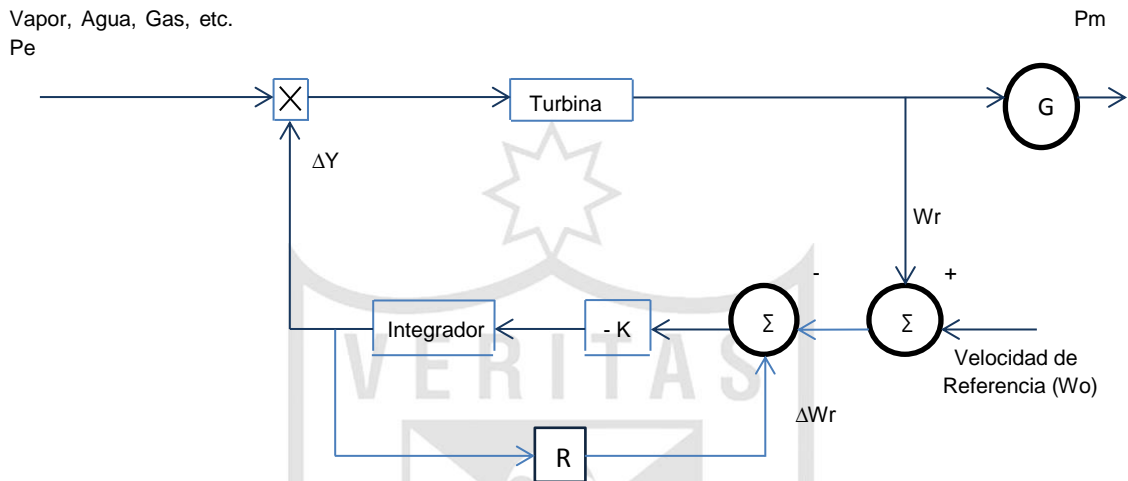


Figura N° 29.- Regulador de Velocidad con Realimentación de Estado Estacionario

Fuente: Automatización - Siemens

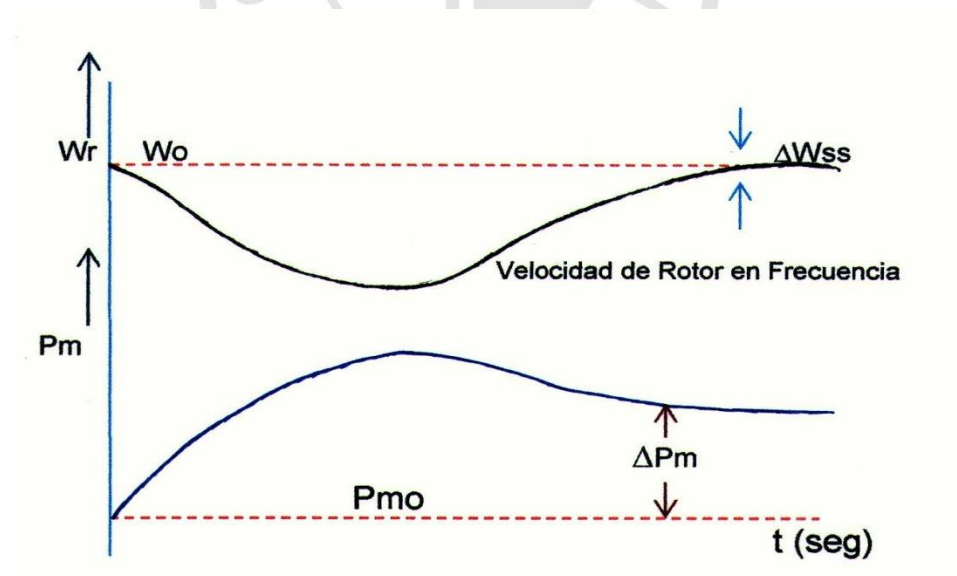


Figura N° 30.- Respuesta de Generador con Regulador de Velocidad con una realimentación estacionaria

Fuente: Automatización - Siemens

3.1.2.- Fundamento de regulador de tensión

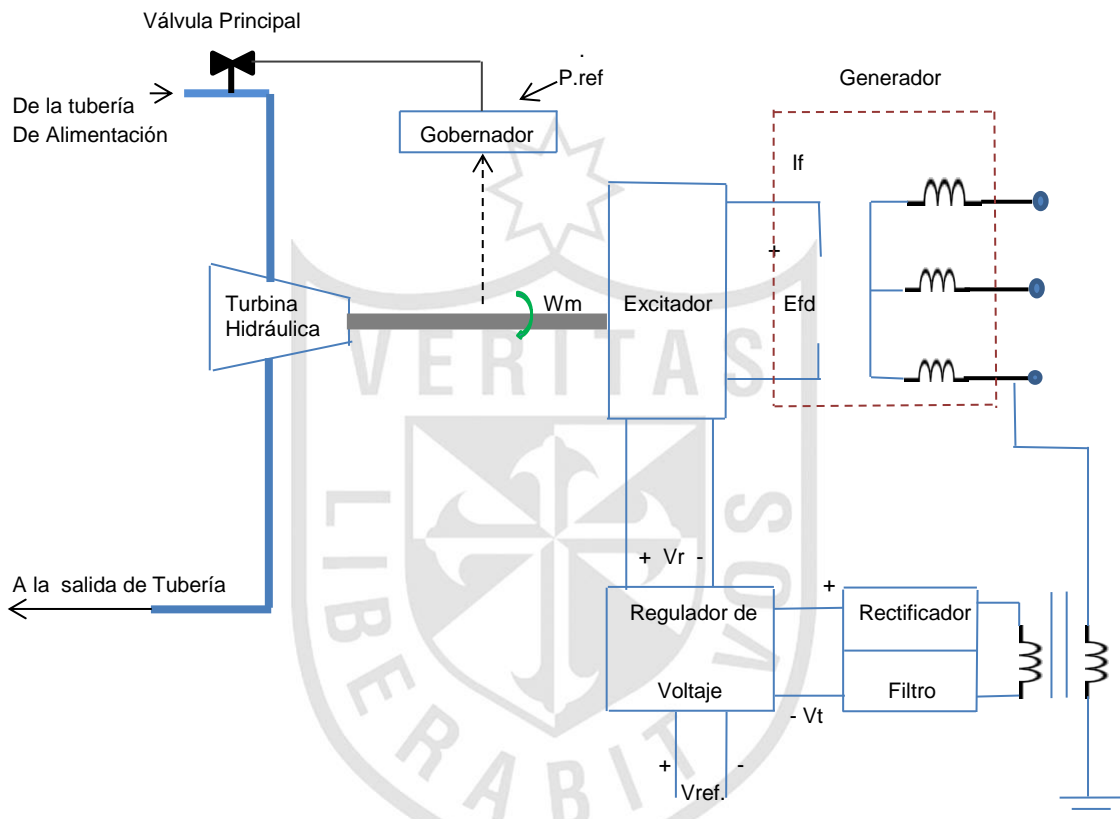
Un regulador de Tensión (Diferencial de Potencia y/o Voltaje), tiene la función de ajustar la potencia de salida del excitador para controlar la magnitud de la tensión en terminales del generador (V_t). Esto es, cuando se incrementa el voltaje de referencia (V_{ref}), el voltaje de salida del regulador (V_R) provoca un aumento en el voltaje del excitador (E_{fd}) el cual se aplica al devanado de campo del generador para incrementar su voltaje en terminales. Los dos controles básicos de un generador, cuya energía mecánica es proporcionada por una turbina son básicamente: el regulador de voltaje y el gobernador de la turbina (Figura N°31). Los sistemas de regulación de tensiones, son recomendados los sistemas automáticos (AVR) del tipo digital, con capacidad de operar con redes de comunicación SCADA y sistemas de automatismo. Se configuran para operar en el arranque, la aplicación de las cargas y la sincronización de los equipos y de la red. La demanda de energía eléctrica de una población, ciudad, región o país tiende a variar en el transcurso del día, estando estas en función de muchos factores, entre los que destacan la población existente en la zona, los tipos de industrias existentes en la zona, la climatología y estación del año, el tipo de electrodomésticos que se utilizan más frecuentemente en los hogares, el horario del día donde crece la demanda (lunes a sábado : 6.00am - 11:00 am y 5:00 pm - 11:00pm, Domingo demanda plana ; según la realidad del Perú). En un sistema de distribución de energía eléctrica, los reguladores de tensión pueden instalarse en una subestación o junto con las líneas de distribución de forma que todos los consumidores reciban una tensión constante independientemente de qué tanta potencia exista en la línea. En el caso de un Regulador de Voltaje para el generador, está compuesto por 3 componentes principales, los cuales son:

- ❖ Regulador de Voltaje Automático (AVR), primer componente principal cuya función es regular automáticamente y con gran rapidez el voltaje del generador a valores previamente calibrados mediante sistemas de censado de parámetros eléctricos de las tres fases en los terminales del generador. El AVR debe ser capaz de

cubrir desde el 80% al 100% del voltaje nominal del generador en operación de vacío. La calibración de voltaje del generador podrá realizarse remotamente usando el interruptor de control "90R (70E)" montado en el tablero de control local de la unidad y desde el tablero del operador en el cuarto de control, pudiendo también controlarse en el área del instalación del AVR. En caso de tener problemas con el AVR, el sistema de control de voltaje será calibrado automáticamente cambiando del modo automático (AVR) al modo manual (AER). La transferencia de control automático a manual no debería causar cambios apreciables de la corriente de campo (excitación). Para mantener la línea de transmisión, voltaje del generador controlado y estable desde el 30% del voltaje nominal hasta la tensión plena usando el AVR. El selector de la línea de transmisión que será cargada será montado en un tablero de control en el cuarto de control. El AVR tiene el objetivo de realizar la modulación del campo magnético del rotor (que viene siendo un imán variable) y depende de la carga (MW) que se requiera generar, cuando el AVR detecta la necesidad de generar mayor MW, aumentando el voltaje de excitación al rotor, como el campo magnético (generando más líneas magnéticas que cortan el devanado del estator) y como resultado generamos más MW (a frecuencia y voltaje constante); si de repente se requiere menos carga (menos generación de MW) el AVR ajusta el voltaje de excitación al rotor y generamos menos MW a frecuencia y voltaje constante.

- ❖ Regulador de Voltaje Manual (AER), segundo componente principal que será provisto para regular el voltaje del generador al censar la corriente o voltaje de campo y será remotamente controlado por el interruptor de control, montado en el tablero ULC y tablero del operador en el cuarto de control, y también será controlado por interruptor de control montado en el cubículo del AVR. El selector "Automático/Manual" será montado en el cubículo del AVR.

- ❖ Limitador de sobrecorriente (OCL), tercer componente principal que automáticamente limitará la corriente del generador dentro de los valores nominales subiendo el factor de potencia del generador hasta el valor de 1.0, cuando la corriente del generador sube sobre el 105% de la corriente nominal debido a caídas de voltaje del generador.



V_f = Tensión de Terminales de Generador, V_{ref} = Voltaje de Referencia
 V_r = Voltaje de Salida de Regulador, E_{fd} = Voltaje de Excitador
 P_{ref} = Potencia de Referencia, W_m = Velocidad de Rotor
 P_m = Potencia Mecánica de Turbina en Salida

Figura Nº 31.- Circuito Principal de un Regulador de Voltaje
Fuente: Proyectos de Ingeniería

Estos elementos conforman el regulador de voltaje, siendo básicos en un diseño general de un sistema de excitación de un generador. Un sistema de excitación se entiende como la fuente de corriente de campo para la excitación principal de la máquina, incluyendo sus mecanismos de control. El excitador entrega potencia en cd a los devanados de campo en el rotor del

generador síncrono. Los sistemas antiguos contaban con un excitador conformado por un generador de cd acoplado al generador síncrono, la potencia de cd se transfiere al motor utilizando escobillas y anillos rozantes.

Los generadores modernos cuentan con excitadores estáticos, los cuales obtienen potencia de corriente alterna (CA) directamente de los terminales del generador, así como puede obtener esta energía de una línea alimentada por el área de servicios auxiliares de la propia central hidroeléctrica. La potencia de CA se rectifica usando tiristores y se transfiere al rotor del generador síncrono mediante escobillas y anillos rozantes. Los sistemas de excitación deben de ser diseñados, sintonizados y probados siguiendo la norma IEEE 421 (IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines).

El sistema de excitación para esta propuesta, es diseñado para un generador Síncrono, y tener funciones específicas a desarrollar en el proceso de generación para una central hidroeléctrica, que son considerados:

- ❖ Función básica: Proveer corriente continua al arrollamiento de campo (I_{fd}) de la maquina sincrónica (generador), A través del control de la tensión y la corriente de campo, se realizan las funcione para el control y la protección en la satisfactoria operación de un sistema de potencia.
- ❖ Función de control: Control de la tensión en los terminales del generador, Control del flujo de la potencia reactiva, La mejora de la estabilidad del sistema de potencia
- ❖ Función de protección: Controlar los límites de la capacidad de la máquina sincrónica, del sistema de excitación y otros equipamientos.

El diseño básico de un sistema de excitación, básico en circuito podemos verlo en la Figura N° 32. Un sistema de excitación consta de 6 sistemas y/o componentes principales que podrán ser vistos en la Figura n° 33 como una

estructura de diagrama de bloques. Los componentes, están conformados por las siguientes partes:

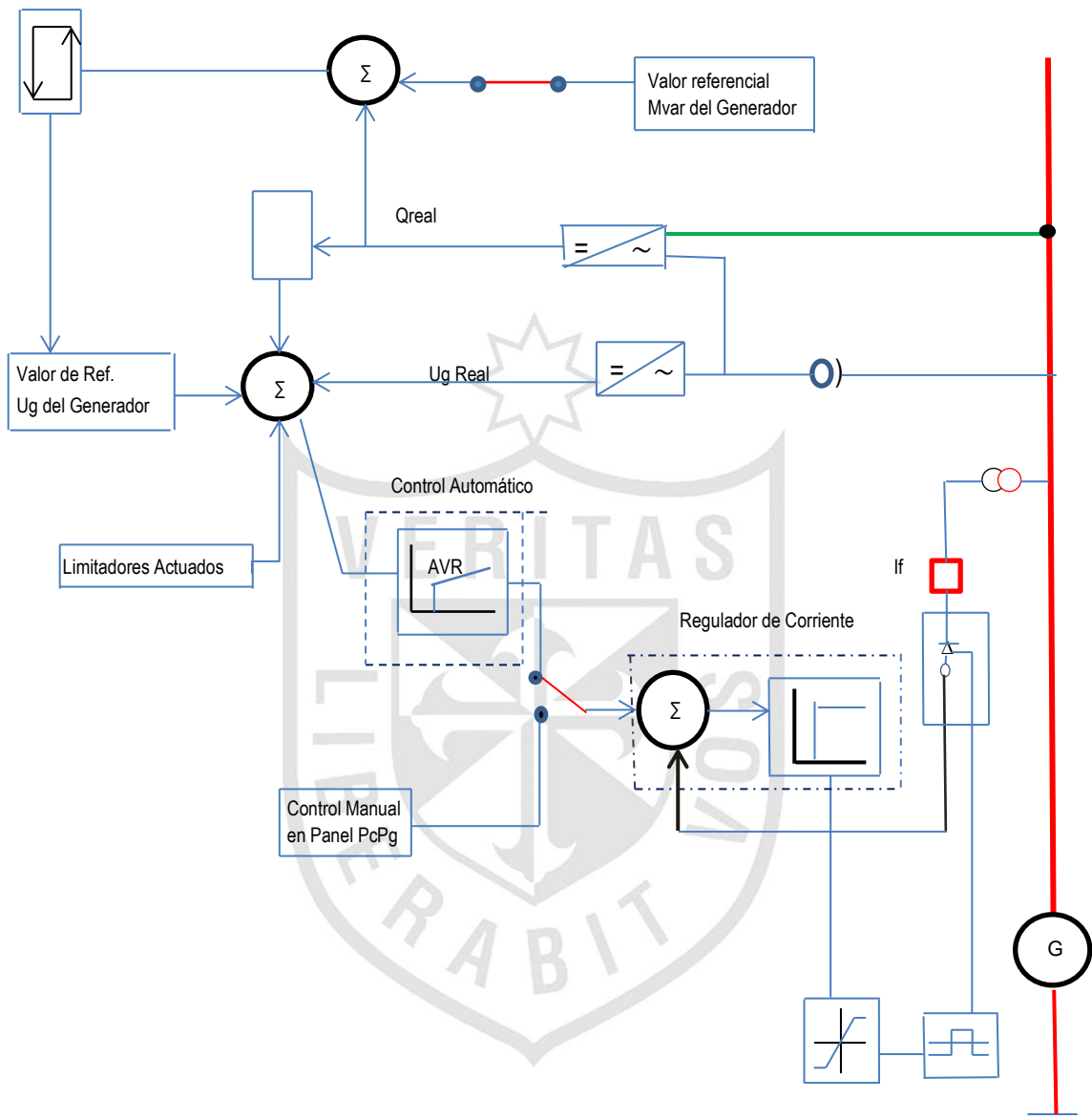


Figura N° 32.- Diseño Básico de Sistema de Excitación de Generador
Fuente: Automatización - Siemens

- a. Excitatriz.- Provee la potencia de corriente continua al arrollamiento de campo de la maquina síncrona, la cual constituye la etapa de potencia.
- b. Regulador.- Encargado del procesamiento y la amplificación de la señal de control de la entrada a un nivel y la forma adecuada para el

control de la excitatriz. Estos incluyen la función de regulación y estabilización.

- c. Transductor de tensiones en bordes.- Se encarga de medir la tensión en los bornes, rectificarla y filtrarla; obteniendo un valor de corriente continua que se compara con una corriente referencial que representa la tensión deseada en bornes.
- d. Compensador de carga.- Este dispositivo se utiliza al desear controlar la tensión eléctrica de un punto eléctrico remoto respecto a los terminales del generador.
- e. Estabilizador del sistema de potencia.- Sistema que provee una señal adicional de entrada al regulador para amortiguar las oscilaciones de potencia del sistema. Sus entradas son los deslizamientos de la velocidad del rotor, la potencia acelerante y/o la desviación de frecuencia.

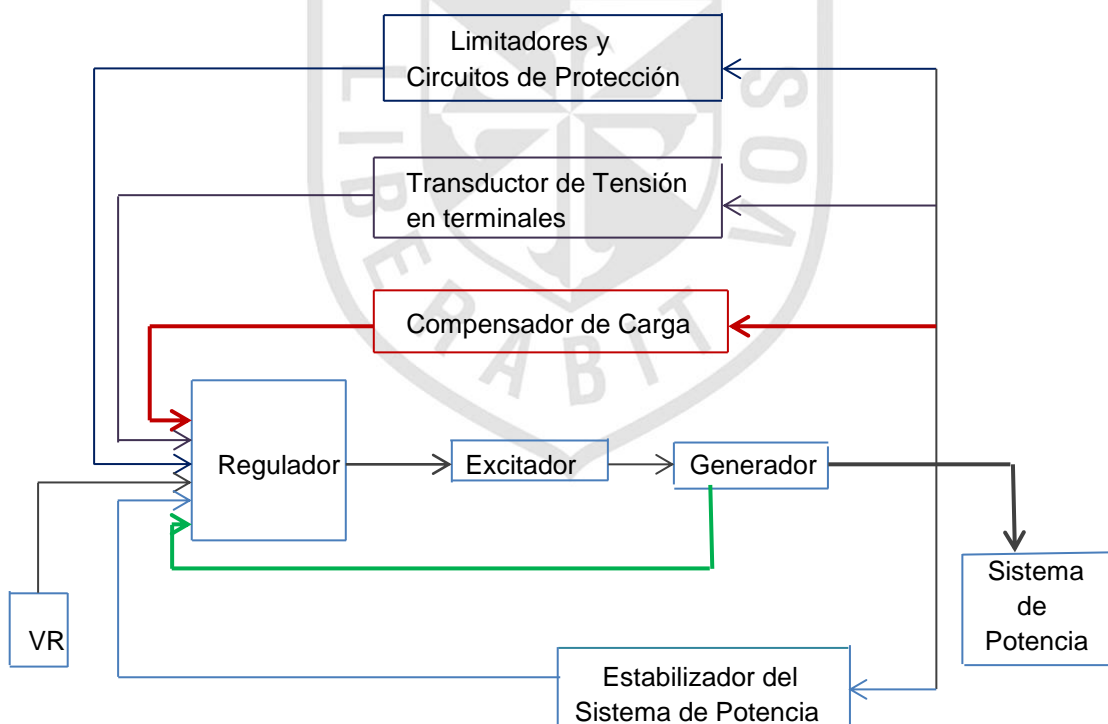


Figura Nº 33.- Diagrama de Bloques – Sistema de Excitación
Fuente: Maquinas Síncronas, Sergio Tirado – Monografias.com

- f. Circuitos limitadores y de protección.- Asegura que los límites de capacidad de la máquina síncrona no sean excedidos. Así como limita la corriente de campo, de tensión de excitación, de tensión en terminales, de subexcitación y sobreexcitación, etc. Se aplica al control de excitación en puntos de suma y/o en las compuertas.

Cómo interactúan estos 6 componentes en los sistemas de excitación utilizados en los procesos de generación de energía eléctrica, se puede observar en el siguiente diagrama de flujos (Figura N° 33).

3.2.- Planificación de diseño de automatización

El modelo para proyectar y diseñar una central hidroeléctrica de tamaño pequeño, se ejecutará siguiendo los criterios básicos mencionados en el capítulo II. Un diseño de automatización, tiene un esquema general básico que se muestra en la Figura N° 34. El primer paso a tomar, es reconocer los niveles a implementarse en el proceso de automatización. Generalmente, se proyectan 3 niveles en la central, y un cuarto nivel de datos para manejo gerencial.

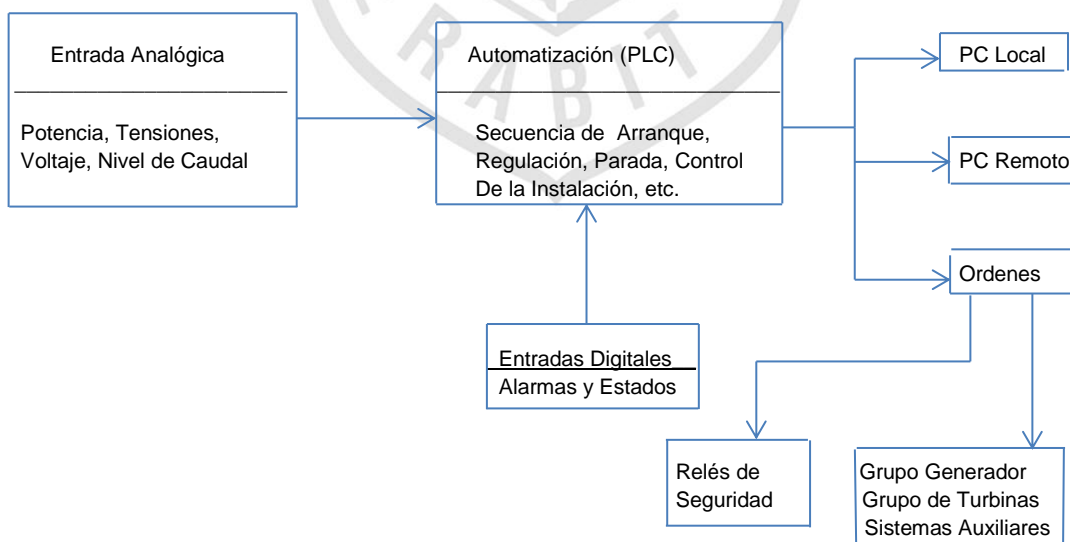


Figura N° 34.- Esquema General – Proceso de Automatización en Central Hidroeléctrica

Fuente: Esquema de automatización – diseño propio

3.2.1.- Nivel de campo y sensores

El primer nivel, conformado por equipos que recopilan los datos externos/internos de ciertos parámetros que se usaran en procesos de operación y control en todo diseño de central hidroeléctrica, según la magnitud de diseño, la capacidad de generación de energía, los parámetros para operación el sistema de control automatizado, siendo el requerimiento de sensores variable, tanto en número, como en tecnología y características de los sensores. Para una pequeña central hidroeléctrica a diseñarse, se divide en áreas (zonas de operación). Un primer grupo de sensores en la parte superior de la central, que se visualizara en la gráfica presentada (Figura N° 35), como ejemplo de sensores y dispositivo remoto que tomar los datos adquiridos, agruparlos y enviarlos hacia un sistema de PLC. Con este pequeño diagrama, describiremos la primera parte de la propuesta de este sistema de automatización.

Una serie de datos tomados de las Compuertas de Toma, que separa la zona de entrada de la toma de agua y el canal de derivación, ayudando a mantener el control del agua ya preestablecido entrante que se utilizara en la generación, graduando la entrada de agua en el proceso de control del caudal. Además, funciona como un sistema de aislamiento y/o cierre en los momentos de mantenimiento que se tengan programados y evitar el flujo de agua. En el proceso, operan 2 sistemas de sensores que proporcionan información: un sensor de caudal y un dispositivo sensor de compuerta, opera junto al equipo que motoriza la acción de la compuerta de abertura y cierre. Como característica del sistema propuesto, se determinara un valor de base al sensor en cual será preseleccionado en el diseño, el cual llamaremos el valor de caudal teórico (V_{ct}) en m^3/s . El caudal que tomaremos, será el valor de caudal de diseño para este caso que vendría a ser de $6.5 m^3/s$. El proceso del trabajo de control de la compuerta, se presentara mediante el diagrama de flujo que muestra el proceso de automatización y control (Figura N° 36), y su correspondiente explicación. El proceso inicia cuando el sensor de caudal verifica el caudal que entra en canal de derivación. Si el caudal permanece constante en los $6.5 m^3/s$

previamente en operación, el sistema continuara manteniendo la estabilidad de la entrada y el nivel de caudal y compuerta.

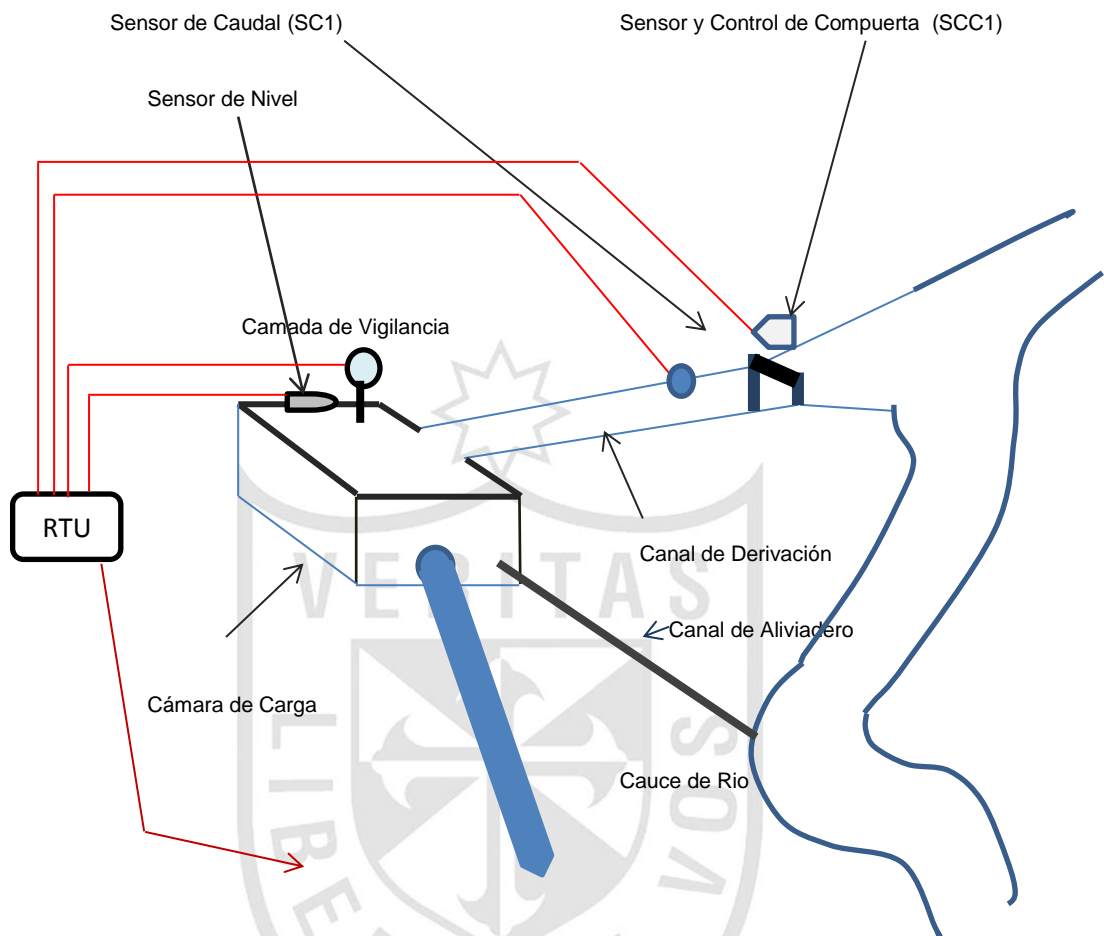


Figura N° 35.- Visualización de Sensores Externos

Fuente: Diseño propio

En caso que el caudal sufra una variación mayor y/o menor de $6.5 \text{ m}^3/\text{s}$, significa que el caudal pre- establecido presenta variaciones, se procederá al paso de corregir la apertura de compuerta, estabilizando el caudal al valor ya programado. Esto sucede por las variaciones de caudal que el río puede presentar dependiendo del tiempo del año en el cual se presente estas variaciones. Para corregir este diferencial de valor, se realizará la consulta en que caso se encuentra ahora la medición del caudal. Si el sensor indica un caudal por debajo del valor idóneo de operación, se regulara la compuerta hasta regresar al caudal establecido. En el caso que el caudal se encuentre por encima del valor pre-establecido, se regula la entrada de caudal mediante la maniobra de cierre de la compuerta, hasta regresar

igualmente al valor de caudal pre-establecido. Con este esquema de sensores y lógica de operación, se diseña el proceso de control de caudal de entrada mediante el uso de la compuerta. Este sistema también puede ser reprogramado desde el centro de control remoto y/o centro de control básico en la casa de máquinas de la central si posee una PC para el control, para las épocas en las cuales el caudal puede bajar drásticamente a los niveles en los cuales solamente es necesario la operación de una turbina operativa en vez de las dos turbinas en la época de caudal bajo, que puede verse en el **anexo No 04**. En esta etapa, estarán involucrados el Sensor y Control de Compuerta (SCC1) y un Sensor de caudal (SC1). Dependiendo del estándar de comunicación de campo que propuesto en la planificación, se elegirán los equipos y aditamentos que llevaran para ser conectados y envíen los datos a los RTU y así enviar la información al sistema SCADA. Ejemplos de sensores a utilizar, se puede mencionar un sensor de desplazamiento por cable de la marca ASM sensor, Siko GmbH, Scaime entre otros. En el caso de los sensores de caudal, puede utilizarse un sensor para caudales de líquidos, así como se utilizaría un sistema de medición de caudal de sistema de discos rotatorios.

Una segunda serie de datos, un sistema de sensor en la cámara de carga son instalados. Se propone un sistema que proporcione los parámetros de volumen necesarios para poner en marcha la turbina sin interferencias. La cámara de carga tiene el objetivo la acumulación de agua para esta función, para lo que utilizaremos un sensor de medición de niveles de agua, el cual nos puede ayudar a mantener el volumen máximo y/o mínimo requerido para mantener operativa las turbinas y/o el arranque de las mismas. Puede implementarse un sensor con la característica de programar un parámetro de altura y/o nivel necesario para la operación. El intervalo de valor y/o nivel de operación, será tomado guiándose de los datos realizados por expertos en infraestructura y de mecánica en turbinas en el diseño de las estructuras y la mecánica de operación.

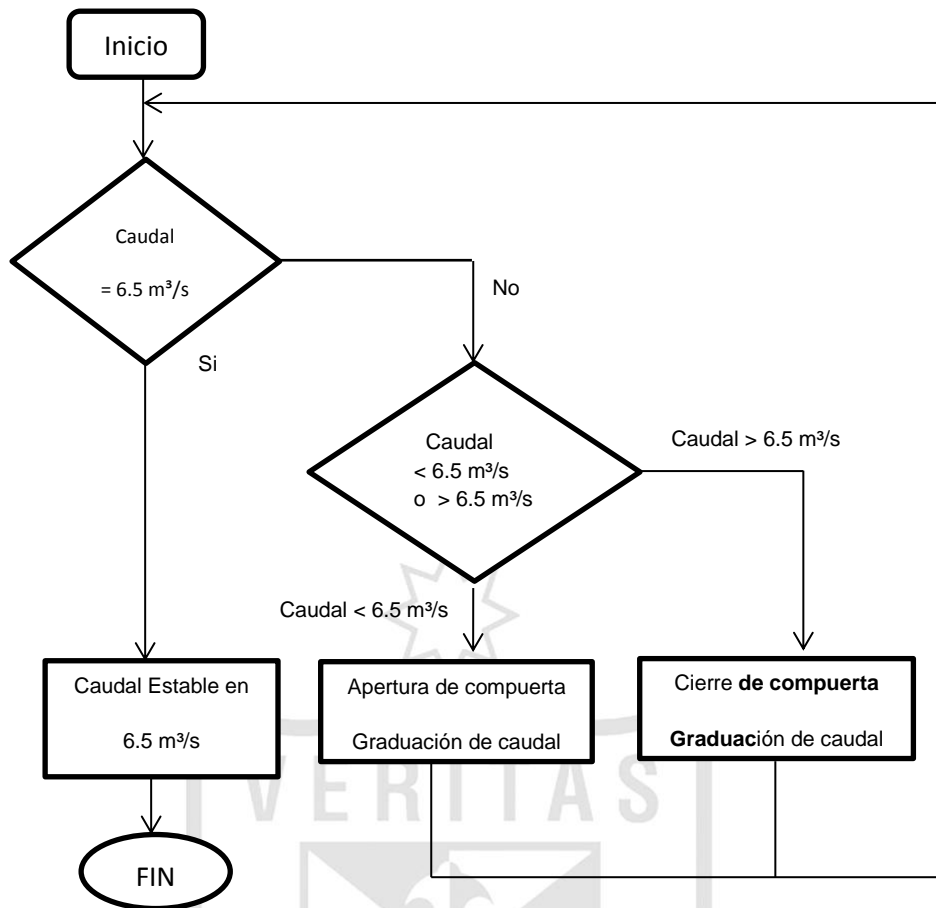


Figura N° 36.- Esquema de Flujo de Operación Compuerta de Toma
Fuente: Diseño Propio

A estos niveles se denominan Nivel A, como el máximo nivel que puede tener la cámara de carga, y el Nivel B, será el mínimo nivel que puede tener la cámara de carga para operaciones esto puede verse en la Figura N°37, proporcionando el modo de implementación que se plantea para el proyecto. El sensor trabaja con un nivel máximo y un nivel mínimo programado, según las condiciones de operación de la turbina que nos indique el diseño. Estos niveles determinan un rango de operación con el sensor. el cual verificara los niveles de operación y seguridad de la planta. Esto se podrá ver el esquema de flujo en la Figura N° 38. El sensor está programado con un parámetro de rangos en niveles máximos y niveles mínimos, realizando el proceso de censar el nivel, y pregunta si el nivel de la poza está dentro del nivel de rango programado. Si el sistema nos indica que el nivel del agua en la cámara se encuentra por debajo del nivel mínimo establecido, se regulara el ingreso de agua para mantener de nivel existente y lograr que la cámara de

carga se llene y recupere su nivel aceptable para operación. Es muy probable que esta condición se vea más en la época que menor caudal en el río que alimenta la central (periodo de estiaje). El otro caso, es cuando el nivel máximo es superado y existe el peligro que rebalse el agua acumulado en la cámara. Al tener este caso, se puede dar la orden de apertura de un aliviadero, donde el agua excedente puede ser evacuada hacia el cauce del río y de esta manera poder ayudar a reducir el excedente de agua en la cámara de carga.

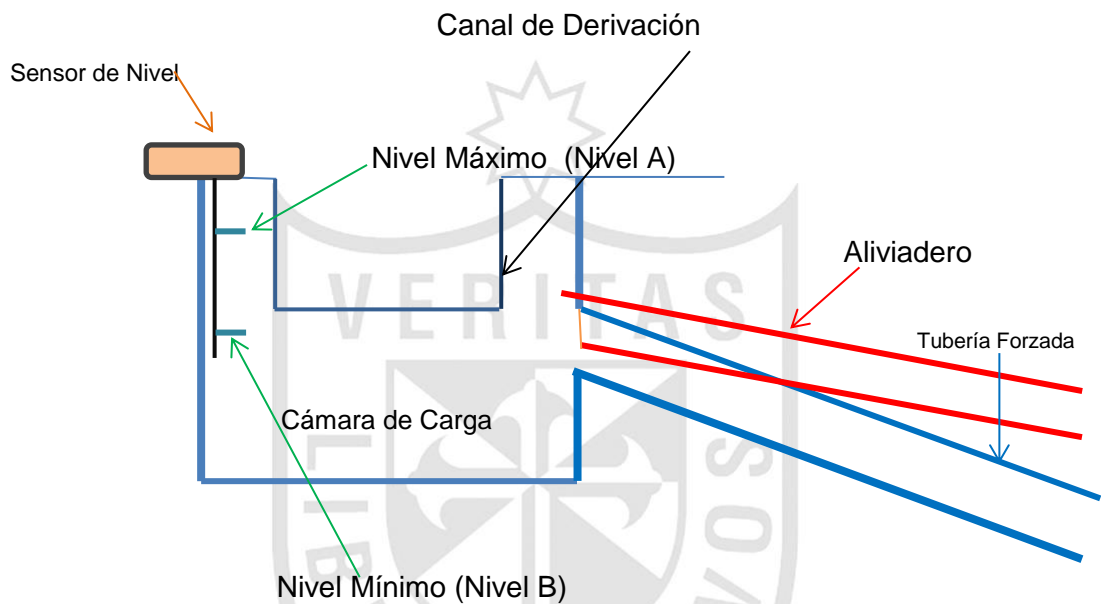


Figura N° 37.- Disposición de Cámara de Carga
Fuente: Diseño Propio

En el proceso de diseñar un sistema de cámara de carga, se obtiene un rango de valores en la cual puede dar un rango de arranque de las turbinas para operación. El rango mínimo de operación, no necesariamente es el valor exacto calculado para este procedimiento, sino un valor mayor de entre 10% a 15% como margen de seguridad tanto para la operación de arranque como para la operación constante de generación de energía. Por ejemplo, si la cámara de carga de una profundidad de 4 metros. Y, se tiene calculado un rango de operación efectiva de entre 3.00 metros a 3.85 metros para iniciar y mantener la operación de las turbinas se calibra el sensor de nivel a un rango máximo de 3.85 metros y un rango mínimo de 3.30 metros, como un

margen de seguridad tanto para el arranque de las turbinas y para la operación continua de la misma en niveles de caudales bajos.

De esta manera, se implementa el sistema de control de cámara de carga que ayuda a determinar las mejores condiciones para reiniciar el proceso de generación de la planta y mantener las mismas. Pueden implementarse sensores de nivel, dependiendo de las condiciones y diseño, del tipo conductivo, ideales para dar alarmas de alto y/o bajo nivel, y son los más prácticos y económicos de operar en condiciones externas. Los sensores recomendables para usarse en líquidos altamente conductores como el agua. Dependiendo del sensor a utilizarse, se proporcionarán los equipos necesarios para poder conectarlos a los equipos de RTU y trabajar junto a la estructura de PLC que serán elegidos para la implementación del proyecto.

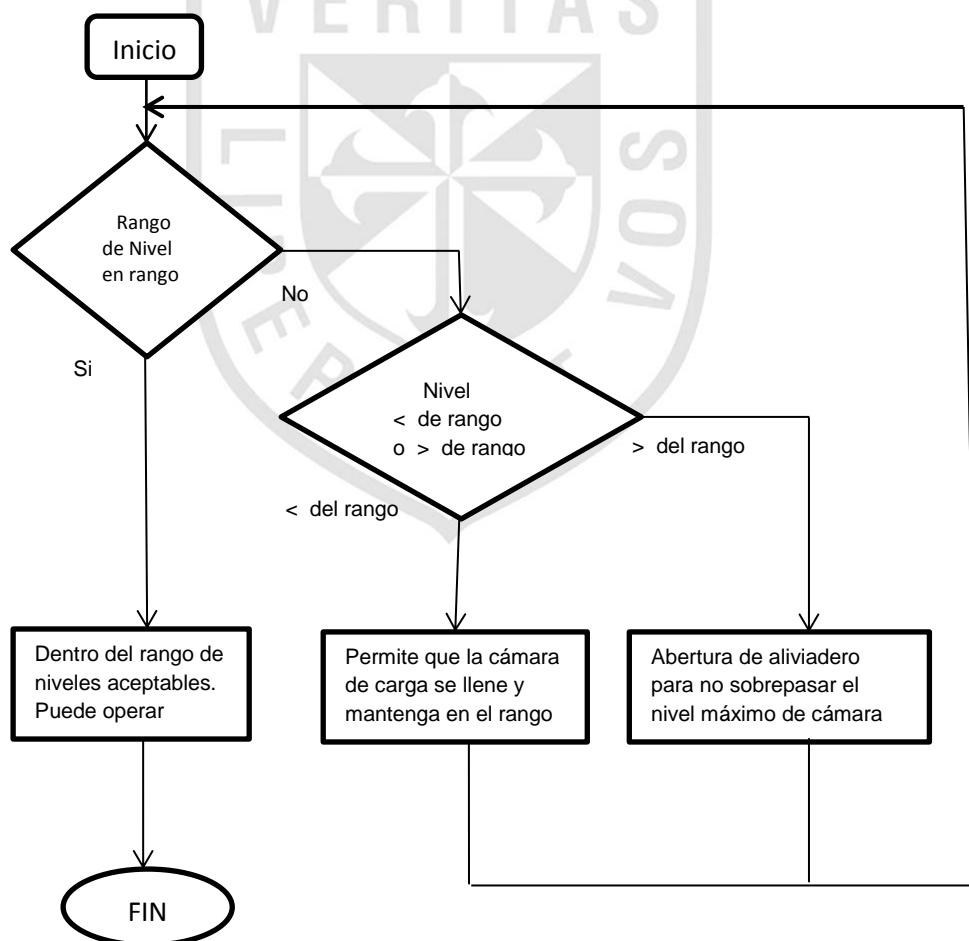
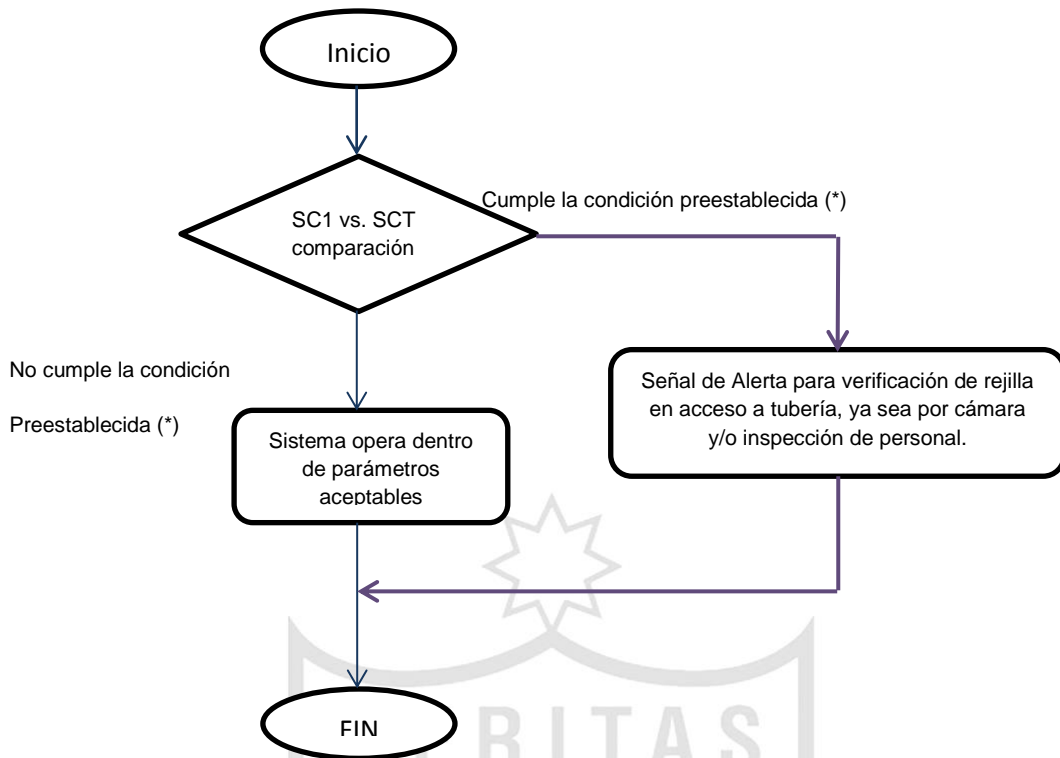


Figura Nº 38.- Esquema de Flujo de Cámara de Carga
Fuente: Diseño Propio

Se busca elegir equipos compatibles con estándares de comunicación de campo y comunicación de redes que sea elegido para la implementación. Un ejemplo de estos equipos son el Interruptor Limite de Nivel Conductivo tipo NES de la compañía KOBOLD Messring GmbH. Otro punto en el cual se puede implementar y sirve para la verificación de fallas, es utilizar una cámara de vigilancia instalada en un punto de perímetro exterior de la cámara de carga. Esta cámara se utilizaría para mantener la vigilancia de la zona y verificación del estado de la compuerta de acceso de la tubería que lleva agua de la turbina desde la cámara de carga. Puede implementarse un sistema pequeño en el cual, al tener una variación entre el sensor de caudal del canal de derivación (SC1) y los sensor de caudal para la turbina (SCT). Este sensor puede estar instalado antes de la bifurcación que divide la tubería forzada en dos y que distribuye en caudal en cada turbina.

Así se puede realizar un circuito simple, en el cual nos señalaría el siguiente modo de operación para verificación de problemas en el ingreso de caudales mostrándose en la Figura N° 39. De esta forma mientras el valor de comparación de los sensores de caudal instalado en el canal de derivación y los sensores de tubería de turbinas, muestra que el nivel del caudal que recibe se encuentra por debajo de un valor porcentual al valor de caudal sea detectado en el canal de derivación, se dará una señal de alerta, indicando la variación existente entre el nivel de caudal que recibe las turbinas, está por debajo de un valor porcentual al valor de caudal detectado en el canal de derivación, se dará una señal lumínica y/o de alerta sonora en el cuarto de control, la verificación mediante la cámara montada en el exterior, de la rejilla de filtro de la entrada de la tubería, debido a que una de las razones comunes es la obstrucción de la misma es la acumulación de lodo, sedimentos y material orgánico, lo cual interfiere con el flujo constante de agua en la turbina. Se recomienda que el valor de comparación tenga un margen de 15% a 20% por debajo del nivel de caudal entrante, que indicara la alerta de problemas.



(*) Condición: Cuando el caudal de turbina en su entrada, sea menor en un 15% al valor de caudal mostrado por SC1.

Figura Nº 39.- Diagrama operación de verificación de caudales y alarma por posibles obstrucciones en entrada
Fuente: Diseño Propio

Este hecho no es nada raro en la operación de central hidroeléctrica, ya que se consideran causas comunes de fallas y/o disminución de caudales para que las turbinas rindan los valores establecidos para su correcta operación. Así, tenemos un sistema práctico que a la vez de servirnos como control de seguridad de las estructuras, también de los procesos de operación y mantener los estándares requeridos tanto en el diseño como de operación proyectada. Los tres bloques de sensores que reciben y acumulan datos, son interconectados con a un sistema de RTU (Unidad Terminal Remota), que administrara los datos de los sensores y/o dispositivos externo que le proporcionan datos al sistema SCADA para que cumpla sus operaciones, trabajando sobre una plataforma de comunicaciones elegida, siendo relevante el tipo de equipos, programas y protocolos que sean selección para su implementación. La tendencia actual es utilizar plataformas que se

implementen en lo posible sobre interfaces y estándares de comunicación en capas físicas del modelo ISO. En algunos casos, dependiendo del tamaño de los proyectos y las necesidades requeridas, habrá la necesidad de utilizar equipos que se puedan comunicar entre sí, sin importar el fabricante del mismo y sin utilizar interfaces de adaptación. La RTU debe de soportar operar en áreas alejadas y/o remotas, asegurar que su fuente de alimentación sea por baterías y/o alimentación por línea de alimentación eléctrica, fuentes naturales (eólica y/o energía solar), etc.; operar con Protocolos recientes y estándares que nos asegura una proyección de mejora en modernización y crecimiento a futuro. Así mismo, pueden utilizar sensores conectados directamente a los PLC que estén instalados en las cercanías a la casa de máquinas, lo cual constituiría un segundo grupo de sensores, como por ejemplo el uso de sensores en las tuberías que se dividen en dos de la principal, para alimentar las turbinas, instalado unos metros antes de la conexión donde acopla la tubería con la turbina.

Puede verificarse no solo la alimentación continua y sin ninguna obstrucción a la turbina con el caudal que se recibe del río, también un proceso de control en la operación de las turbinas, para determinar cuándo se debe operar con las dos turbinas, y/o con solamente una turbina en el caso de reducción de caudal de alimentación del río y/o fuente fluvial utilizada. Estos sensores puede denominarse Sensores de Caudal de Turbina 1 y 2 (SCT1 y SCT2). Aquí podemos presentar la idea de la instalación en tubería y de los sensores (Figura N° 40). Con esta configuración de sensores se planifica como el sistema de automatización para censar la entrada de caudales se comportaría y definir la operación de una de las turbinas en las épocas de estiaje. Esto es importante, ya que en caso de permitir que el programa de SCADA se configure el proceso de ordenar la salida de una de las turbinas en caso de no tener un caudal establecido previamente y que nos llevaría a evitar un desgaste de la turbina innecesariamente, como en el caso de llevar a la turbina por usar caudales pequeño a un proceso de cavitación.

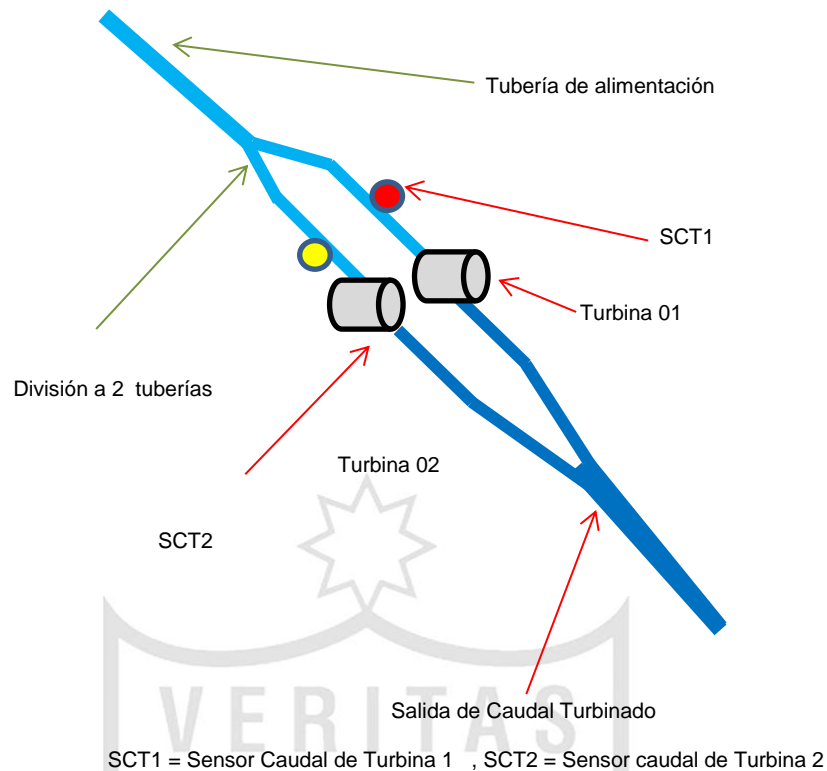


Figura Nº 40.- Sensores de Caudal en Tuberías de Alimentación

Fuente: Diseño Propio

Como primer paso, se define la forma de operación por configuración. En caso de operación en el año, la central hidráulica podrá mantener las turbinas con las que cuenta en diseño, tomando como ejemplo que se utilizarán 2 turbinas. Pero, en un periodo especificado del año, los caudales de alimentación que proporciona la fuente natural hidrológica que se utilizará y/o el río de alimentación, sufrirá una reducción y dando como resultado que la operación de una turbina para este periodo, lo cual producirá la degradar las turbinas y los generadores al cual se encuentran unidos. Así mismo, la rotación de estos equipos para la operación en estos periodos de estiaje, se recomienda para revisiones periódicas y complementar los mantenimientos que se deban de realizar. Este plan de operación, donde los sensores que se encuentran en la tuberías, antes de llegar a las turbinas con las cuales se implementa la central estos sensores regulados en los rangos de caudal que han sido diseñadas para la operación de la Pequeña central, para el cual tomaremos como referencia los datos tomados como base para nuestro

ejemplo de diseño, siendo el valor máximo de $6.5 \text{ m}^3/\text{seg}$ el caudal requerido de entrada, y el cual se dividirá en cada tubería un caudal de $3.25 \text{ m}^3/\text{seg}$ para hacer funcionar a cada turbina a la vez, realizar la programación para actuar al momento en la cual, los caudales tanto de los sensores SCT1 y SCT2 nos registre un valor inferior, a un valor de rango mínimo de caudal, lo cual nos llevaría a proceder a apagar una de las turbinas. El valor de caudal que se utilizará para la base de estas operaciones, deberá ser calculado en base a los estudios realizados por los diseñadores hidráulicos y mecánicos, los cuales se usarán para implementar el diseño de automatización. En este caso, podemos estimar una cifra de ejemplo, la cual postularemos que sea un caudal de $3.25 \text{ m}^3/\text{seg}$. (Anexo **No 04**) para cada bifurcación de la tubería que comunica a cada turbina. Sabemos que las variaciones de caudal en el transcurso del año este decrecerán hasta que no puedan operar las dos turbinas al mismo tiempo, por lo cual se deberá sacar una de las turbinas de servicio y maximizar la operación de la otra. Por eso, el siguiente caso de operación, los pasos serán:

- a. Los caudales serán medidos por un sensor en cada bifurcación e instalados antes de entrar a la turbina, denominaremos STC1 y STC2.
- b. Una comparación básica es la suma de los dos sensores, ¿se mantiene en el caudal de $6.5 \text{ m}^3/\text{seg}$? Si la suma de los caudales es igual al caudal de diseño requerido, la operación de las dos turbinas se mantiene y concluirá el proceso y/o ciclo de verificación. En caso de tener una suma de valor menor de $6.5 \text{ m}^3/\text{seg}$, se procederá a realizar una nueva evaluación.
- c. La nueva evaluación sería, el caudal sumado del Sensor STC1 + STC2, ¿es menor de $3.25 \text{ m}^3/\text{seg}$? Si el caudal es menor de $3.25 \text{ m}^3/\text{seg}$, el sistema ordenará la salida de una de las turbinas (la elección de la turbina programada, es decisión del operador de la central) y este proceso terminará su ciclo de verificación. En el caso que el caudal sea mayor de $3.25 \text{ m}^3/\text{seg}$, se procederá a realizar una nueva evaluación. En este caso, elegimos para el ejemplo la salida de la turbina 2.

- d. En esta evaluación, se consultará: ¿están operativas las dos turbinas? En caso de ser cierta la afirmación, se mantiene la operación de las dos turbinas y termina el ciclo de verificación. En caso de que solo opere una de las turbinas, se dará la orden para que el sistema inicie la operación de la turbina fuera de servicio, revisando los parámetros pre-establecidos previamente. Una vez dada la orden, el sistema termina su ciclo de verificación.

Estos pasos son el procedimiento que puede implementarse para un programa que controle la operación de las turbinas mediante las instrucciones que se requerían para su control automático y/o de ser necesario, para un sistema semiautomático (intervención de un operador en alguno de los pasos). El diagrama de flujo que representa este programa (Figura N°41), la lógica de operación automatizada de las turbinas hidráulicas independiente de la presencia de un operador (las tendencias actuales son prescindir de un operador y automatizar completamente las centrales Hidroeléctricas, debido a que esta decisión se encuentra sujeta a la realidad de las características de ubicación y operación de las plantas de generación eléctrica). La programación, protocolos, dispositivos extra y el lenguaje a utilizar, dependerá de los equipos con los cuales sean seleccionados para la implementación de sistema SCADA y las características y/o requerimiento actual de todo sistema de automatización, donde los equipos sean estructuras abiertas y con protocolos de comunicación e interconectividad entre los dispositivos sean universales como ser intercambiables entre sí (equipos Plug and Play). La implementación de este programa, puede hacerse directamente al PLC encargado de la supervisión y operación de la central. Por lo cual no es necesario utilizar un RTU, pero si los datos que los sensores en forma directa, ya que la distancia de toma de datos son cortas y técnicamente se realiza en el área correspondiente a la casa de máquinas. En estos casos, se puede realizar las conexiones para recibir los datos, que pueden ser enviados directamente al PLC destinado al procesamiento de información de los servicios auxiliares.

Finalmente, un control para una compuerta en la zona de descarga, donde el agua turbinada es evacuada nuevamente hacia el cauce del río es igualmente necesario. Esta compuerta puede ser utilizada para aislar el área de tubería en los periodos de mantenimiento, se tendría una referencia de comparación de caudales de la misma fuente del río, utilizar un sensor que mida el mismo antes de llegar a la salida de descarga. Estos datos pueden ser adquiridos y presentados al sistema de automatización, usarlos en la planificación de procesos de mantenimiento, así como mantener una data histórica de comportamiento y/o variaciones de caudales en el mismo río y como esto afecta las proyecciones y procesos de generación de energía. Los equipos que se pueden proponer para su implementación, también implementar un pequeño RTU para conectar estos dispositivos, en caso se proyectan implementar en algunos años otros equipos y/o ampliar los parámetros a tomar en cuenta externamente para la operación. Comúnmente, al elegir un equipo de PLC e incluso un RTU, se solicita un equipo que cumpla todas las capacidades requeridas, y tener entre 25% - 30% de capacidad libre como una reserva de procesamiento y/o recolección de señales para planes de crecimiento a futuro. El mismo criterio se utiliza en la elección de un sistema de PLC, debido a la evolución y/o crecimiento de un sistema y/o planta, es un proceso que actualmente no se descarta y se tiene en cuenta en los estudios de proyección que se presentan en la planificación que se realizan para todo proyecto.

En este caso, implementaremos en el diseño el uso de un RTU para la zona de salida de aguas turbinadas y caudales de río. Sabiendo que puede haber otros factores que se presentarían en el proceso de implementación, sabemos que podrán surgir otros factores que se deberán tomar en cuenta por lo cual tener módulos periféricos libres nos serviría como una previsión a futuras mejoras y/o ampliaciones. En algunos casos, existen otros sensores que podrían utilizarse para censar datos y/o variables en los generadores, siendo los principales en este caso el mantener la temperatura, la lubricación de los cojinetes y los sensores de temperatura para el estator de los generadores.

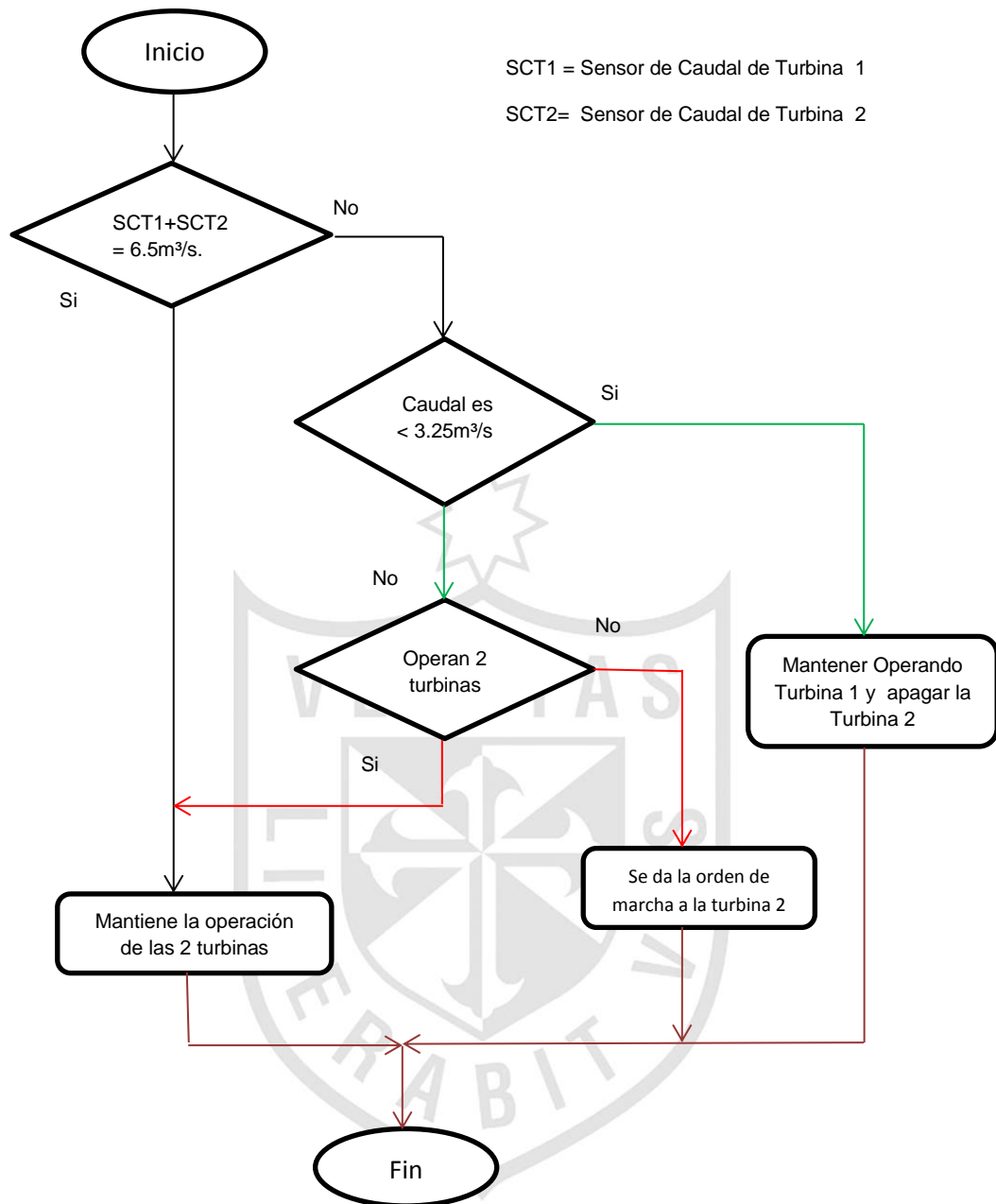


Figura Nº 41.- Propuesta de Diagrama de Flujo, Control Automatizado
Fuente: Diseño Propia

Estos sensores pueden darnos datos de temperatura que también afectan el desempeño del proceso de generación de la planta. Se pueden utilizar sensores basados en termo resistencias para que nos proporcionen los datos de temperatura, y que el sistema pueda realizar las correcciones necesarias, mediante elementos complementarios (sistema de aceite para

mantener el nivel de lubricación en los cojinetes, equipos para controlar los niveles de temperatura en componentes mecánicos). Estos dispositivos están directamente conectados a los generadores, y las señales son enviadas directamente a los equipos que realizan su control correspondiente (PLC de generadores). En el caso de grandes centrales hidráulicas, estos dispositivos son esenciales y se pueden observar grandes áreas con grupos de bombas, dispositivos de lubricación y enfriamiento, bombas de drenaje, etc. Para una pequeña central hidráulica, los dispositivos se reducen y solamente se implementan dependiendo del estudio de la parte de implementación eléctrico – mecánico y la distribución estructural del proyecto. Puede definirse en la planificación y el diseño, en lo referente al nivel de sensores y dispositivos de campo para una pequeña central hidroeléctrica, proponer la siguiente distribución:

- ❖ 1 RTU para los dispositivos externos en el sector superior de la central (las compuertas de acceso, canal de derivación y cámara de carga). Un módulo de interface y se realizar las conexiones a los dispositivos en los módulos periféricos que serán asigne para la recepción de los datos, los sensores dependiendo de la infraestructura y/o diseño que se elige para la implementación, vendrán con sus propios dispositivos de interpretación de datos.
- ❖ 1 RTU para los dispositivos externos en el sector inferior de la central, entre los cuales están los sensores de compuerta inferior y sensores de caudal instalados en esta área
- ❖ Dispositivos de sensores, para el área referente a los generadores. Los datos son enviados directamente a los PLC que controlan y verifica cada generador en sus componentes de puede sufrir sobrecalentamiento por ejemplo los cojinetes y estatores.

Actualmente los dispositivos de captación y/o verificación de parámetros, y los RTU operan sobre estándares de comunicación de campo actuales en el mercado, independencia de los proveedores de equipos actuales y ampliar la aplicación de los procesos. Como ejemplo se da el actual Estándar de

Comunicación de Campo, llamado también **PROFIBUS (anexo 08)**. En el caso de los dispositivos de sensores, con opción de utilizar el formato de transmisión analógica de corriente de 4 -20mA, un sistema clásico para implementar sistemas de adquisición de datos variables físicas típicas, como nivel, presión, caudal, temperatura, etc. En otros casos, se requiere un sistema donde la información de la variable primaria y señal de mando es transmitida mediante la señal analógica de 4-20mA, mientras que la señal digital es utilizada para transmitir otro tipo de información diferente como parámetros del proceso, configuración, calibración e información de diagnóstico del instrumento. En este caso, se implementan los sistemas de bus de datos, como lazo de comunicación para intercambio de información entre los sistemas de automatización y los elementos de campo distribuidos. Un sistema de bus de campo reemplaza la transmisión de señales analógicas (4-20mA) con una línea de 2 hilos que va desde la estación de control a los dispositivos de campo. El bus de campo conecta a todos los dispositivos en paralelo, y la información transmitida es totalmente digital. Esto incluye los datos necesarios para control y monitorización del proceso, los comandos y parámetros requeridos para puesta en marcha, calibración de dispositivos y diagnóstico. Los requisitos más importantes que deben reunir los buses de campo para su utilización en la industria de proceso son: la demanda de alta seguridad, la necesidad o posibilidad de funcionar en áreas peligrosas, así como que sean sistemas abiertos y extensibles. Por consiguiente, se puede utilizar una configuración para conectar sensores externos a una unidad remota, y tener la siguiente estructura de interconexión, conectando los sistemas RTU y otros sistemas de sensores (Figura N° 42), en un esquema que presenta la conexión de un RTU como debería ir conectado. Existen otros tipos de datos que podemos tomar con la RTU, pero que dependiendo de la implementación de dispositivos extra que se requieran al desarrollar el proyecto, y su proyección de crecimiento y/o implementación de nuevos equipos y variables de operación a futuro. Así, se recomiendan equipos que puedan tener una reserva aproximada de 20% para futuras implementaciones como un parámetro de límite mínimo, la capacidad de implementar módulos extra (equipos de extensión) a futuro.

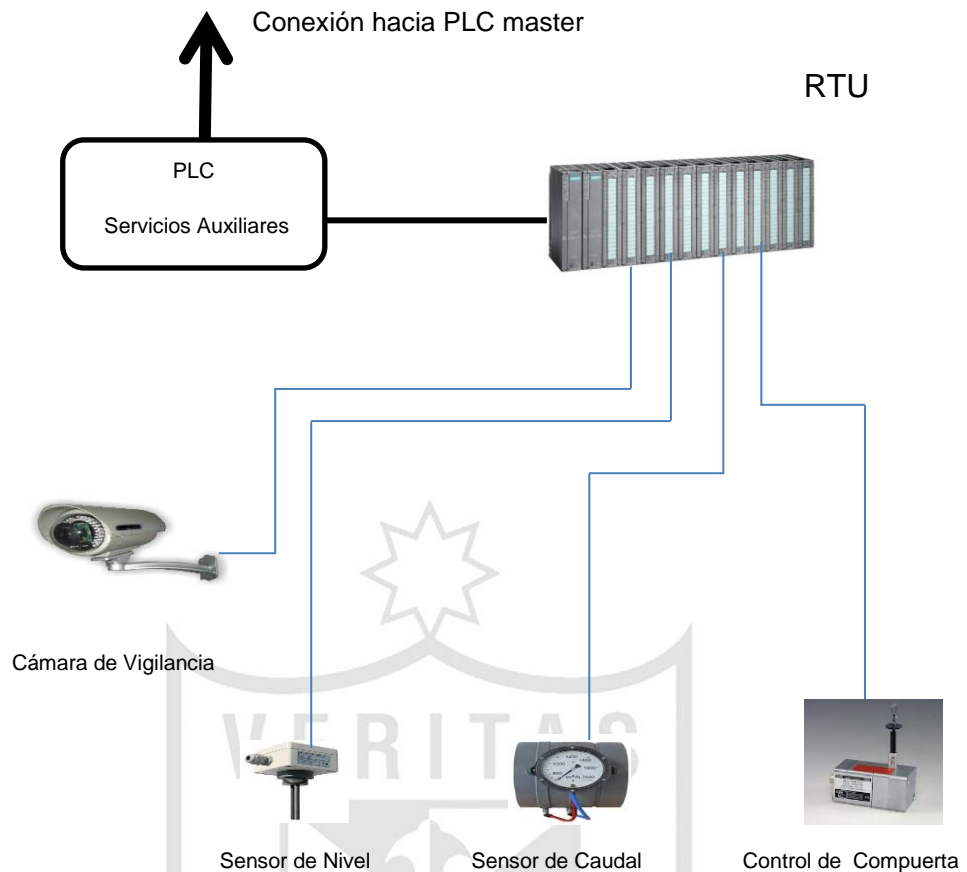


Figura N° 42.- Modelo de interconectividad RTU/Sensores

Fuente: Propia

Para esta implementación, puede utilizarse los clásicos sistemas de cableado de señales de 4-20mA con sus conversores ya establecidos hasta los últimos avances de protocolos y equipos par control de campo, lo cual dependerá de tipo de SCADA y equipamiento que se implementara con sus correspondientes algoritmos y programas. Como ejemplo actualmente los sistemas de bus de campo estandarizado y ampliamente utilizados y aceptados en la industria actualmente, se denomina la PROFIBUS. Esta tecnología es recomendada en los dispositivos de campo, como un standard de comunicaciones y un standard bus de campo que nos permitirá transmitir información y/o datos , que puede ayudar a la implementación de un conjunto de sensores y/o equipos de recolección de datos e información de unidades remotas, así como el uso de sistemas de válvulas y accionamientos, teniendo este sistema la facultad de poder trabajar con RTU

como dispositivos lejanos para tomar datos, y ponemos como ejemplo el sistema de RTU un sistema de Siemens ET-200M , conocidos también como Módulos de Entradas – Salidas Descentralizadas.

En este caso, los dispositivos pueden ser conectados al PLC asignado para el procesamiento de señales y monitoreo de dato, usando el formato de Profibus DP como un ejemplo. Según el área en la cual se colectaran los datos, y sus características se elegirán los medio y formas de envió de la información al PLC.

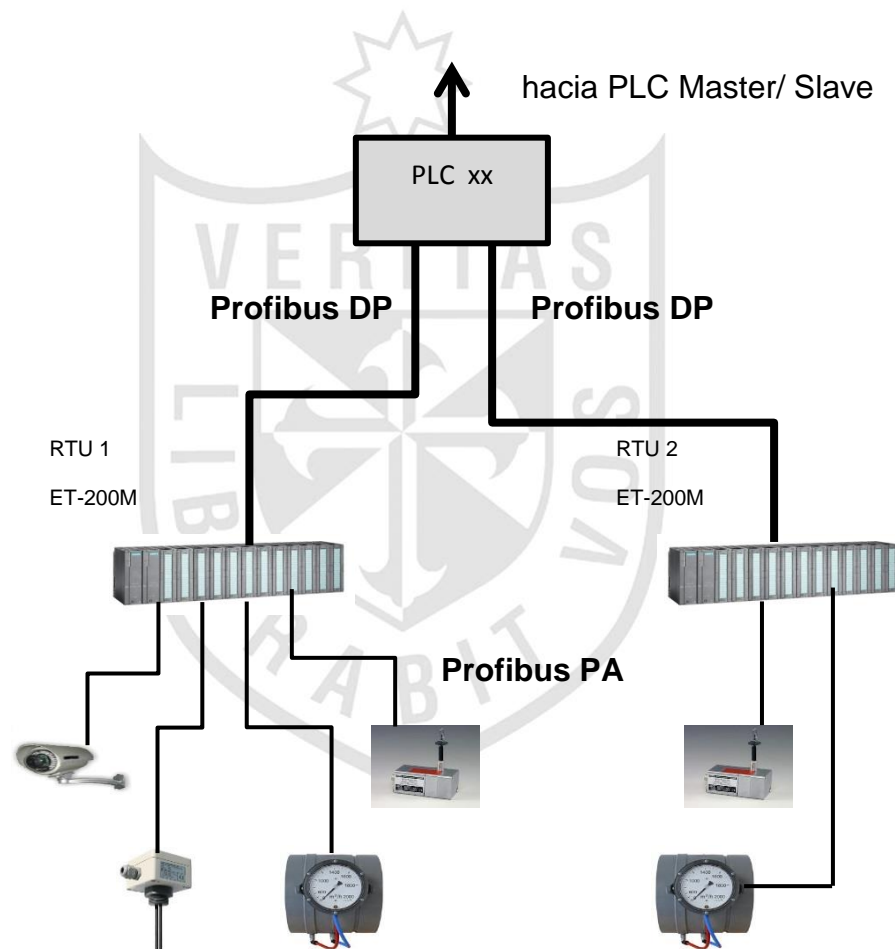


Figura N° 43.- Ejemplo de Propuesta de Nivel de Campo y Sensores
Fuente: Diseño propio

Se determinará el esquema visual de conexión (Figura N° 43). En donde se estructura un sistema de comunicación de los sensores con los RTU por sistemas Profibus PA, y la comunicación de los RTU hasta el PLC con Profibus DP. Esta es una propuesta, que se realiza para visualizar una

solución económica y moderna para este nivel de automatización SCADA, con una gran variedad de equipos y dispositivos que se pueden utilizar, pero el equipamiento se decidirá al momento en el cual se implemente el sistema al desarrollar el proyecto .

3.2.2.- Nivel de control

Se diseña la estructuración de la red de comunicaciones para los dispositivos de control PLC y los equipos de relés de seguridad, según los parámetros de operación que se determinen, equipos a elegir, protocolos y programación requerida para las operaciones de control y automatización; donde el control directo lo realizan los PLC, estando conectados a un ordenador que realiza funciones de diálogo con el operador, el tratamiento de la información y control de la generación producida en la Central Hidroeléctrica, operando el sistema SCADA que se implemente. Al planificar se definirán los dispositivos relevantes para la automatización, estándar de comunicación, la implementación de los equipos, como una guía, que puede variar el esquema general de propuesta según las condiciones y características de operación de los equipos, componentes y programación a utilizarse para la implementación del mismo. Estos detalles es una mejor manera interpretar y tener la idea de las actuales tendencias de automatización en este mundo que demanda fuentes de energía alternativa y no contaminante.

Los PLC deben elegirse al diseñar la propuesta de automatización, según condiciones y/o parámetros de operación requeridos. Entre estas características que deben de ser observadas, tenemos:

- ❖ La Fuente de alimentación .- donde se observan los datos técnicos básicos : El Nivel de Tensión (Valor Nominal = V_n), Margen Admisible (0.85 – 1.2) V_n , La potencia Admisible (W), Frecuencia de la Red (Valor Nominal de entre 50 / 60 Hz y margen admisible de + o – 5%), Capacidad de Corriente de entrada y salida, Condiciones Ambientales y Humedad (sin

condensación), Índice de Protección, CPU ,Módulos de Entrada/Salida, Módulos Inteligentes y Ampliaciones Futuras.

- ❖ Unidad de procesamiento .- Donde hay condiciones como : Capacidad de memoria Total (Kb), Interna RAM (Kb o instrucciones) y Modulo de Memoria (EPROM y EEPROM), Tiempo de Ejecución (Scan Time , sea de cada operación binaria (μ s), de cada operación tipo palabra (μ s), de una operación mixta: 35% binarias + 65% palabras (μ s)), Tiempo de Vigilancia de Ciclo (ms), Cantidad de E/S Discretas y Analógicas., Cantidad de Memorias Internas (totales, remanentes, no remanente), Cantidad de temporizadores y contactores.
- ❖ Entradas discretas: La cantidad de entradas discretas, El tipo de corriente (AC / DC), nivel de tensión nominal (V), la intensidad de corriente (mA), la temperatura ambiente admisible ($^{\circ}$ C) En este caso, se recomiendan utilizar entradas discretas en DC por razones de seguridad y económicas, en vez de utilizar de entradas en AC.
- ❖ Salidas discretas: Cantidad de Salidas Discretas, el tipo de corriente, AC/DC (Tipo: transistor, rele o triac), Nivel de tensión (Valor Nominal y Margen Admisible, siendo los valores usuales: 24 VDC, 110/115 VAC, 220/230 VAC), Capacidad Admisible en Corriente (mA, A), Potencia (W/DC, VA/ AC), Condiciones ambientales de temperatura ($^{\circ}$ C).
- ❖ Entradas/Salidas tipo analógicas: cantidad de entradas/salidas analógicas, tipo de señal en corriente: (mA)/(0-20)mA, (4-20)mA, etc. , y en tensión (V)/(0-2) V, (0-5) V, (0-10) V, +- 10 V, etc. , resistencia de entrada (MW) en entradas analógicas, resistencia de carga (W) en salidas analógicas, resolución (N $^{\circ}$ de bits + signo /8,12,16bits), Tiempo de escrutinio (ms/50Hz,ms/60Hz), corriente/tensión de entrada admisible máxima (mA/V), entradas analógicas, corriente de cortocircuito (mA), salidas analógicas
- ❖ Módulos inteligentes: conformado por módulos de temporización, módulos de contadores, módulos de regulación PID, módulos de posicionamiento, módulos de comunicación, controladores de motores paso a paso
- ❖ Lenguaje de programación

- ❖ Sistemas de configuración: Configuración Compacta, Configuración Modular, Configuración Compacta – Modular
- ❖ Soporte técnico : repuestos (totalidad de las partes y accesorios de referencia), catálogos y manuales, servicio técnico (mantenimiento y programación) , asesoramiento en caso de ser requerido

Se plantea un diseño, basado en los parámetros y condiciones previamente propuestos. Determinando el tipo de equipamiento básico a implementar, según las condiciones específicas solicitadas, los parámetros a censar, los medios y/o materiales que deben implementarse, siendo el factor importante la implementación diseñada pueda hacer cumplir los objetivos de todo sistema SCADA, donde las principales funciones son: Monitoreo para controlar la generación de distribución de energía de la central ,Gestión del proceso de generación de la Pequeña Central Hidroeléctrica que se diseña, apoyo a los procesos de mantenimiento correctivos que puedan suceder tanto en un momento inesperado como en planeamiento de los cronogramas general de mantenimiento preventivos anuales , el control de la calidad en el servicio de generación de energía y la administración de los recursos y gestionar una base de datos para registros históricos en los servicios de generación y distribución de energía

Para las condiciones descritas tenemos que tomar en consideración que el diseño utilizara sistemas de PLC (Controladores Lógicos Programables) para controlar en tiempo real y en este ambiente industrial los procesos de Operación de la Pequeña Central Hidroeléctrica. La implementación de controladores en área como el generador, los equipos de sub-estaciones, los servicios auxiliares, transmisión de datos, y equipamiento de protección, sincronización y control de calidad. Y, todos estos datos deben de ser reunidos en un sistema PCL mayor, que procese todo los datos que se obtengan y realice las funciones que control y automatización.

Se implementa con el primer PLC y los equipos que se puede adjuntar, siendo este el PLC para los Generadores. Se requiere un PLC para cada

equipo que se utiliza, siendo el caso de propuesta la utilización de 2 generadores, tomar los datos y procesar las ordenes mediante su programación de instrucciones de manera automática, ya sean estas previamente establecidas y/o enviadas desde un centro remoto alejado del área de generación (cuarto de control), considerando que la opción del proyecto es la posibilidad de poder operar en manera manual en caso de emergencia. Este grupo de PLC instalado en cada generador, adquirirá datos de la generación de energía, siendo el proceso de medición y recolección de datos, enviados a otro sistemas de mayor jerarquía que presentaran esta información de forma correcta, procesar y realizar las acciones de control y corrección que son enviadas en forma remota y/o se encuentren pre-establecidos por sistemas de automatización de mayor jerarquía. Requeriríamos como datos y/o información básica de la generación de cada turbina: La tensión en las líneas (RS, ST y TR), Corriente en las fases (R, S, T), La Potencia Activa y la Potencia Reactiva, La Frecuencia, El Factor de Potencia, Energía Activa y Reactiva entregada, tanto en hora punta como en hora fuera de punta.

Un diagrama unifilar del modo de conexión de seguimiento de datos de un sistema Scada puede dar un ejemplo. Estos datos son los principales que se verificaran en toda central hidroeléctrica interconectada a un sistema principal. Un ejemplo podemos verlo en la Figura N° 44, en los cuales los parámetros de medición que son presentados en el PLC son: Potencia Activa (**Kw**), Potencia Reactiva (**KVAr**), Frecuencia (**Hz**), Factor de Potencia, Energía Activa Entregada (**KWh**); tanto en hora punta como en hora fuera de punta y Energía Reactiva Entregada (**KVArh**), tanto en hora punta como en hora fuera de punta.

Debido a los procesos de control y verificación de datos que requiere cada generador, el PLC debe tener el número requerido en entradas y salidas tanto analógicas como digitales, así como un extra de 20% como una reserva para futuras aplicaciones en cada unidad. Dado estas características, la confiabilidad de operación, así como los protocolos y

estándares de comunicación e intercambio de información, se podrá determinar el tipo de PLC recomendable para esta operación.

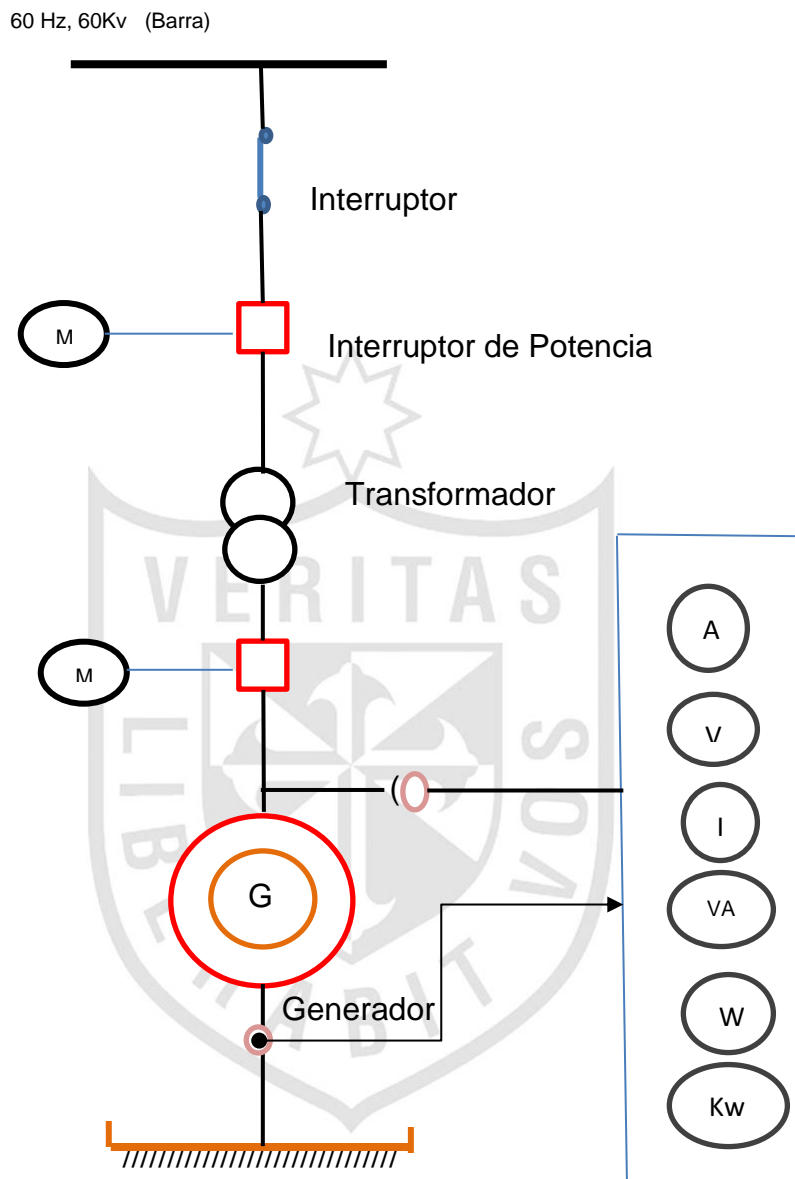


Figura N° 44.- Diagrama Unifilar de medición de Generador – Scada
Fuente: Diseño Propuesto

Otro proceso es la verificación de los parámetros del sistema de excitación de cada Generador. El sistema de excitación es un elemento básico que tiene como función el suministrar corriente directa al devanado de campo de la maquina síncrona, y a la vez proporcionar control al voltaje del campo,

como a la corriente de campo; realizando las funciones de protección y control logrando la operación del sistema de potencia. Se debe mencionar que los generadores del tipo síncrono son los más utilizados en la generación de gran parte de la energía eléctrica consumida por la red eléctrica, siendo su respuesta dinámica determinante para la estabilidad del sistema al ocurrir una perturbación. Las funciones de control que se puede verificar por medio del PLC para el sistema de excitación son el Control de Voltaje, flujo de la Potencia Reactiva y la estabilidad del sistema. Desde el punto de vista de la operación, el sistema de control de excitación debe de responder a perturbaciones, tanto transitorias como estacionarias, sin alterar la operación normal del generador; así como ser capaz de integrarse con otros sistemas de protección que puede poseer los generadores.

Este sistema de excitación puede ser interconectado al PLC del generador, como también varios sistemas de protección en el caso de una pequeña central hidroeléctrica, como por ejemplo los relés electrónicos multifuncionales, reguladores de tensión automática (AVR) y reguladores de frecuencia. Otros equipos con los cuales se encuentra interconectados son los Relés de sincronización, necesarios para lograr la interconexión entre el sistema de generación de energía y las líneas de transmisión de energía (Barras de sistema y/o Barra Infinita). Componentes extras que se conectan son sensores de temperatura internos para dar la alarma en caso de fallas en el equipo de generación desde el punto de vista mecánico (fallas de componentes y/o desgastes), otros procesos que podrían ser determinados desde el punto de vista de los procesos mecánico / hidráulico. Un ejemplo de relés de sincronización, que podemos ver en el mercado, como por ejemplo el SYNCHROACT 5 de ABB–Suiza, y/o un Relé de sincronización CSQ-3 de DEIF, podemos ver las características de un modelo de Relé de Sincronización en el **anexo No 09**.

Entre los equipos que interaccionan con el PLC asignado a los generadores tenemos a los Relés Digitales de Protección, que son equipos importantes y requeridos por normativa por el **COES** (Comité de Operación Económica del

Sistema), según sus requerimientos estos deben de cumplir principalmente las siguientes funciones de operación, según la codificación reglamentada por la **ANSI**, también conocida como El Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (American National Standards Institute) (**anexo No 06**). Pero, la pregunta es ¿Qué significado tienen los números codificados? Cada uno de estos códigos organizados por la ANSI, son utilizados en todo diseño de los sistemas de energía eléctrica. Llamados también **números de dispositivo estándar** (ANSI / IEEE Estándar C37.2) indican que cuenta con un dispositivo de protección compatible (como un relé o interruptor automático). Estos tipos de dispositivos de protección de sistemas eléctricos y componentes de daños cuando se produce un evento inesperado y que puede causar fallas, como por ejemplo un fallo en el suministro eléctrico. Los números de dispositivo se utilizan para identificar las funciones de los dispositivos que se muestran en un diagrama esquemático. Las descripciones de funciones se dan en este conjunto de normas, siendo el ANSI / IEEE C37.2-2008 es uno de una serie continua de las revisiones de la norma, que se originó en 1928. Esta es una gran ventaja en la actualidad, ya que antiguamente se requerían un gran número de relés para cada protección, incluso en la actualidad, dependiendo del tamaño del diseño de la central hidroeléctrica y la potencia que puede generar y entregar, se le pedirá un número mayor de relés de protección digital. Según las necesidades, se puede elegir un relé y configurar para que procesar las normas de seguridad ANSI requeridas. Pero, estos no son los únicos equipos que pueden operar con el PLC asignado a los generadores de la pequeña central hidráulica. Algunos modelos de relés de protección, son Relé de Protección para Generador SR 489 de General Electric, Relés de Protección para Aplicaciones de Demanda Sepam Serie 40 de Schneider Electric, Relé de Protección del Diferencial 865 de Allen Bradley. En el **Anexo N°09** veremos el ejemplo de uno de estos equipos, y sus características de diseño.

Otro equipo requerido para el proceso de control, es un equipo denominado PQM, los cuales son equipos para la medición de la calidad de la energía

eléctrica al supervisar continuamente de un sistema trifásico. Este sistema indica si se mantiene sobre los parámetros y/o requerimientos establecidos para el diseño de la pequeña central hidroeléctrica. Otra función que toma el PQM, es la posibilidad de ser configurado para proporcionar señales de alarma del sistema en casos como por ejemplo la sobre intensidad, mínima intensidad, máxima/mínima tensión, deslastre de cargas basado en la demanda, etc.; como también se puede ser configurado como una buena herramienta de recolección de datos para los PLC, siendo una buena opción, al recuperar en el tiempo parte de la inversión en la central, y generar recursos para la de operación. Actualmente, los PQM no son únicamente utilizados en el campo de la generación eléctrica, teniendo otros campos de aplicación en la industria de manufactura e industria, debido principalmente a que el proceso de operación en el monitoreo continuo de los parámetros y minimiza la interrupción de los procesos, identificando inmediatamente problemas potenciales que son debido a fallas y/o cambios desde su origen. Así mismo, los PQM son herramientas fundamentales en los actuales criterios sobre la calidad de energía eléctrica, asegurando que los sistemas de distribución eléctrica no sufran perturbaciones y/o distorsiones que ocasionen problemas de inestabilidad en las redes eléctricas. Todo este conjunto de PLC, y equipamiento de monitoreo y seguridad nos permitirán operar los dispositivos de generación de potencia a los parámetros requeridos y/o solicitado en los diseños. Algunos confiables equipos de PQM en el mercado actual, podemos mencionar por ejemplo los equipos PQM Power Meter Calidad y/o PQM II Power Quality Meter de General Electric – Digital Energy.

Con esta idea de esquema general, se puede planificar y diseñar una configuración para la etapa del PLC asignado a cada generador, con la propuesta de interconexión de los relés, sistemas de protección y sistemas de control de calidad, que nos ayude a realizar las operaciones de los generadores siguiendo los parámetros y normas de seguridad nacionales e internacionales que son requeridos no solo por el operador, si no por los

entes reguladores de los procesos de generación de energía. Este esquema básico se puede visualizados mediante la Figura N° 45.

Los PLC en el mercado son varios, y se elegirán dependiendo a las características de operación y en el caso de ser una central hidroeléctrica, su capacidad de poder trabajar con una variedad de equipos afines y/o que cumplan los criterios de capacidades. Entre las marcas que se encuentran disponibles, tenemos: Exor, Hitachi, Microcon, Fuji, Mitsubishi, National, Hitech, Omron, Parker, Siemens, Xycom, Telemecanique (Schneider). Además, las marcas que se presentan aquí tienen variables en cada PLC que se caracterizan por sus capacidades y compatibilidad.

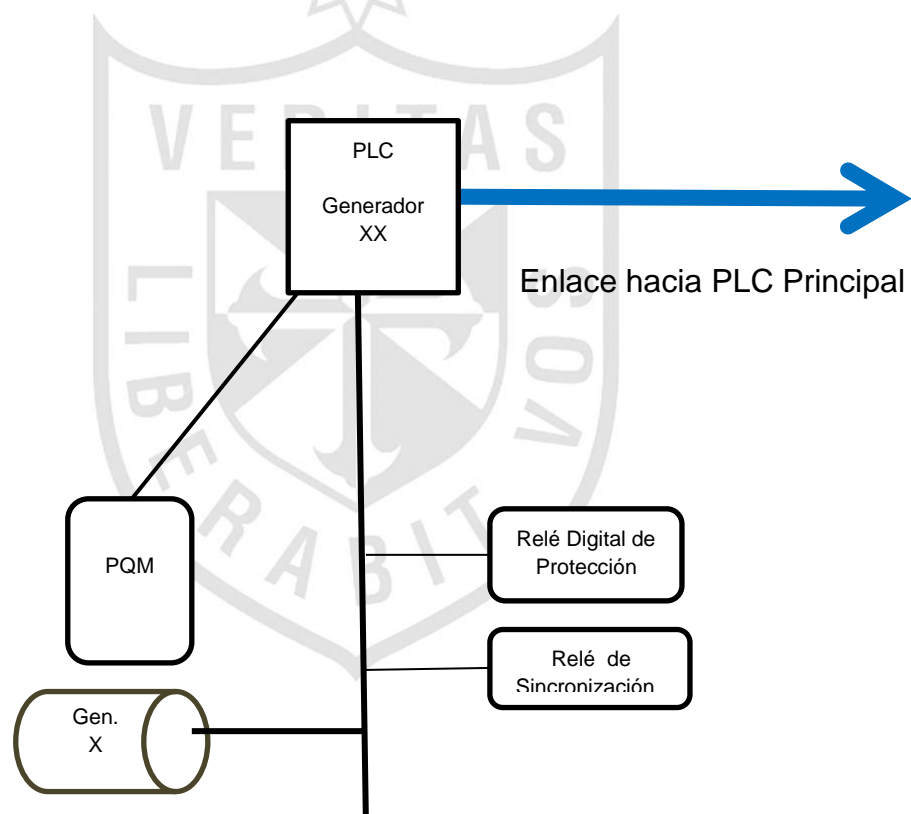


Figura N° 45.- Diagrama de conexión de PLC – Generador
Fuente: Diseño Propio

Para la elección de los PLC para la planificación y diseño de una Pequeña Central Hidroeléctrica se debe tener en cuenta los siguientes puntos:

- ❖ PLC de marcas conocidas, con opciones de ser compatibles entre ellas, de acuerdo al proceso a realizar y verificando las limitaciones de variable internas con que cada PLC puede operar.
- ❖ Según el número de entradas y salidas requeridas para la implementación de la automatización.
- ❖ La velocidad de variación de los procesos a monitorear o controlar, ya que se requieren velocidades altas de proceso siendo necesario un PLC rápido o con módulos de entrada rápidos.
- ❖ Capacidad de ampliación y/o crecimiento de los PLC elegidos, así como Capacidad de comunicación y drivers incluidos para comunicación con otros dispositivos.
- ❖ Las tensiones de alimentación disponibles.
- ❖ Software incluido con la compra del PLC y Posibilidad de capacitación gratuita para programación y configuración.
- ❖ La simplicidad para la programación del mismo, distintos tipos de programación y acceso a diferentes niveles.

El área de la Sub – Estación, donde se implementara un PLC. En una central hidroeléctrica, esta destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de la infraestructura eléctrica, para facilitar el proceso de transporte y distribución de la energía eléctrica generada. Su equipo principal es el transformador (Figura N°46). Aquí se pueden ver que se divide en 3 secciones principales, las cuales son: la sección de medición, la sección para las cuchillas al paso y la sección para el interruptor. Se observara todo lo referente al patio de llaves, donde se ubicara el transformador, pararrayos e interruptores de cierre, los cuales pueden estar conectados mediante sistemas de automatización dentro de los tableros, y pueden dar órdenes para apertura y/o cierre de interruptores, verificar parámetros del transformador y datos de las líneas de energía para realizar el proceso de sincronización para acoplar los generadores. De igual manera, el PLC de las sub-estaciones tendrá comunicación entre la estación supervisora y/o de control remota, como también entablar la comunicación con la subestación donde se puede dar las ordenes de mando y/o otras sub estaciones donde

ser realiza la distribución se procederá a conectar la línea desde la central hasta la sub estación de 60 kV, importante para los procesos de sincronización de los equipos al operar, como también para lograr un sistema de control y supervisión en otra zona más alejada, la cual puede ser utilizado líneas de comunicación normales (red de telefonía , microondas y/o satelital). El PLC realizara el control y supervisión de los estados y procesos de operación del equipamiento externo ubicado en el patio de llaves, recopilación de los datos y los enviara hacia el plc master. Los datos que se proporcionan serán mostrados ya en el nivel de visualización de datos, mediante un diagrama de configuración general, que nos mostrara información como Líneas de alimentación, estado de los contactores para las líneas, estado de las protecciones y transformadores , datos de medidores instalados con los equipos. El PLC puede enviar y la recibir instrucciones mediante enlaces de comunicación, ya sea mediante sistema telefónico normal, redes de microondas y/o radio-frecuencias y/o sistemas satelitales. En la actualidad, se recomienda la utilizar nuevas alternativas para transmitir señales digitales, como por ejemplo la implementación de cable de fibra óptica OPGW. Este tipo de cable se diseña para extenderse hasta 10 Km., reemplazando al cable de guarda existente en la red de transmisión eléctrica, permitiendo un doble uso real aprovechando, mejor los recursos de la torre de transmisión eléctrica. Llamado también Cable Compuesto Tierra – Óptico (**anexo N°10**) tiene la función de proteger las líneas aéreas de alta tensión contra la sobretensión y a la vez crea un canal de comunicaciones. La fibra óptica especializada de propósito dual está constituida por un núcleo de aluminio flexible, dentro del mismo se concentran los tubos buffer, que permiten a la fibra óptica, distribuirse entre ellos en número de 6, 12, 16, 24 o 48 fibras. Este tipo de cable es recomendado a ser utilizado en nuevos proyectos.

Otro PLC a implementarse es la correspondiente a los servicios auxiliares, en los cuales el PLC se encargara de las procesar la información que viene de unidades externas remotas (RTU) así como otros dispositivos de los servicios auxiliares. Estos servicios auxiliares son esenciales para un alto

nivel de confiabilidad de operación de la Central. Entre estos equipos y/o funciones de los servicios auxiliares se tiene: Bombas de agua, sistema de aire comprimido, equipos anti-incendios (detección y extinción), servicios de lubricación, aire acondicionado y sistemas de aireación, servicios mecánicos y eléctricos, etc. Los servicios auxiliares son cuidadosamente considerados en los procesos de diseño de la planta desde su concepción, determinando la confiabilidad y flexibilidad de la operación. En estos servicios existen servicios auxiliares mecánicos y servicios auxiliares eléctricos; estos últimos dividiéndose en servicios auxiliares de corriente alterna y servicios auxiliares de corriente directa. Debe de darse énfasis, en este caso de calcular el cortocircuito en baja tensión con el objetivo de dimensionar adecuadamente los interruptores que alimentan los diferentes circuitos.



Figura N° 46.- Ejemplo de Patio de Llaves – Subestación
Fuente: COES

Para el caso de diseño, se centraran en servicios auxiliares desde el punto de vista eléctrico, y en lo referente a la seguridad. Para diseñar los sistemas auxiliares, se debe tener en cuenta 3 puntos fundamentales: Ser técnicamente realizable, económicamente factible y dispones de alta confiabilidad debido al carácter imprescindible para el funcionamiento de la central. Los Servicios auxiliares para el nivel de corriente alterna, son clasificados como:

- ❖ Servicios Auxiliares de Unidad, compuesto por los equipos esenciales para el arranque, la marcha y la parada de las máquinas, que requieren una buena confiabilidad y son cargas relativamente bajas.
- ❖ Servicios Auxiliares de Subestación, no son directamente servicios relacionados con las máquinas, su funcionamiento son esenciales para la operación de las máquinas, y por consiguiente requieren un buen nivel de confiabilidad.
- ❖ Servicios Auxiliares no Esenciales de Casa de Máquinas, no son esenciales para la operación de la central, pero representa una carga alta dentro de los servicios auxiliares y deben de ser configuradas y diseñadas adecuadamente
- ❖ Servicios Auxiliares Externos, son los servicios requeridos por el patio de conexiones, como de los demás barrajes involucrados en la central, debiendo de ser de alta confiabilidad.

Así mismo, algunas de las cargas en equipos conectados a las diferentes barras de los servicios auxiliares, son las que a continuación se describen:

- ❖ Servicios Auxiliares de Unidad: Control de Motores y Servicios Auxiliares Generales (ventilación e iluminación de casa de máquinas, Compresores de aire para los interruptores de máquina y el acumulador de aire/aceite del regulador de velocidad, alimentación para herramientas del taller, puente grúa, cargadores de batería para servicios auxiliares de corriente directa).
- ❖ Servicios Auxiliares del patio de Subestación: donde está la barra de 220 Voltios para la alimentación, cuyas carga suelen ser motores para la operación de interruptores y seccionadores, tomas e iluminación de gabinetes de relés, la calefacción de los interruptores y seccionadores, los cargadores de baterías para los servicios auxiliares de corriente continua.

Así mismo, los sistemas de Servicios Auxiliares de Corriente Directa están representados por:

- ❖ Cargador de Baterías, el cual debe de ser diseñado con la capacidad para abastecer toda la carga de corriente directa de la casa de máquinas, teniendo en cuenta que toda carga cuya duración sea mayor o igual a 1 se considerara como permanente.
- ❖ El Banco de Baterías, el cual se dimensionara para una autonomía mínima de 10 horas, sí que sufra deterioro su nivel de tensión. Es decir, si hay una falla de carga, las baterías abastecerán toda la carga por 10 horas.
- ❖ Los Tableros de Distribución, desde donde se distribuye la alimentación para las cargas de corriente directa. Las cargas más representativas son los sistemas de control y protección, inversores para los sistemas de comunicación, alumbrados de emergencia, circuitos de disparo de los interruptores, bombas y sistemas de señalización y alarmas.

Al diseñar los servicios auxiliares y su distribución, debe tenerse en cuenta mucho cuidado la separación independiente de las diferentes cargas, para que al existir una falla y/o cortocircuito de una de ellas, no altere el funcionamiento de las otras cargas. Igualmente, se debe de tener en cuenta la implementación de un sistema de protección que detecte la puesta a tierra de uno de los polos, debido a que la puesta en tierra de los sistemas de corriente directa debe de realizarse a través de resistencias iguales que se conectan a tierra y conformen un divisor de tensión. Estos métodos de protección, están reglamentados por normas del IEEE, como por ejemplo la IEEE standard 1375 – 1998 que reglamenta el sistema de protección para bancos de batería.

En este caso, una red PLC servirá para el proceso de la etapa de Nivel de Control, así como para una red de comunicación que enlace a todos los sistemas a nivel control. La elección del mismo, dependerá de la arquitectura

e implementación que se elija en el sistema SCADA, siendo una de las características primordiales usar protocolos de comunicaciones que proporcionen información en tiempo real, ya que sistemas interconectados de generación y distribución de energía pueden sufrir variaciones en una fracción de segundo y generar alteraciones en el sistema, dando respuestas rápidas para evitar problemas y/o eventos que puedan llevar una falla de uno de los subsistemas un corte y/o apagón de energía, llamado también "Black-out". Ahora, la estructuración del nivel control estaría constituido por los PLC que se utilizan en unidades específicas y conectados a los PLC Master y Stand/by (Slave), unido a dispositivos de seguridad que nos ayuda a la protección y una correcta sincronización de los equipos y nos proporcionara un adecuado estándar de calidad del servicio. En bueno mencionar que la implementación de los PLC, lenguajes de programación y estándares de comunicación dependerá de las condiciones y el sistema de equipos elegidos, pero actualmente primara el criterio de sistemas de arquitectura abierta entre marcas y/o fabricantes que permitan el intercambio entre equipos y dispositivos compatibles, esto determinara junto a las características de implementación elegida los modos de transmisión de la información, y la interfaz que se propone utilizar, así como los protocolos que podemos implementar. Algunos protocolos conocidos que se podrían usar para este nivel, son los protocolos de comunicación industrial, como el Profibus. Modbus y/o el Foundation Fieldbus. Dependiendo de los equipos con los cuales se requieren y la tendencia de actualización y/o crecimiento a futuro. Por ejemplo, el sistema Modbus es un protocolo de comunicación considerado de bajo costo y de fácil implementación, pero sin olvidar que hay sistemas con protocolos de comunicación más avanzados y con capacidades de crecimiento a futuro, que pueden reducir el número de componentes y cableados a tender con sus correspondientes interfaces, pero no son convenientes para proyectos de determinadas capacidades. Dependiendo de las necesidad, y del sistema planteado por el contratista del proyecto viendo lo referente al hardware y/o software. De esta forma, se planifica un esquema de sistema de automatización para el nivel de control, en el cual podemos estructurar como se muestra en Figura N° 47.

En este diseño planificado para la operación de una Pequeña Central Hidroeléctrica, dependiendo de las características de operación y el sistema SCADA que sea elegido para el proceso de control y automatización. Cada generador posee un sistema independiente de PLC para su control y procesamiento de información, e igualmente cada generador cuenta con sus respectivos dispositivos de sincronización para la interconexión de la etapa del generación hacia las línea de distribución de energía eléctrica (barra de energía), los relés de protección para la protección de los equipos de generación, que deben de seguir en este caso los requerimientos e indicaciones de la entidad nacional de norma la operación de generación de energía. Todo este grupo debe de estar conectado en a un plc, señalizados como PLCXY Generador 1 y PLCXY Generador 2. Dependiendo de los parámetros que deberá procesar, las condiciones de operación del PLC, los márgenes de seguridad y eficiencia requeridas en la generación de energía (las operaciones de generación y distribución de energía se consideran operaciones de alta confiabilidad y mínimas fallas), espacio a ocupar, se elegirá entre el grupo de sistemas de PLC que existen en el mercado, de acuerdo al diseño estructurado y sistema SCADA elegido y/o propuesto por el contratista para la implementación. En **anexo No 11**, se verán las características de equipos PLC y sus parámetros básicos.

De la misma manera, se utilizaran otros 2 sistemas PLC, uno denominado PLC XY Servicios Auxiliares, que se encargara de procesamiento de los datos de los RTU (unidades remotas de recolección de datos), así como los servicios que son necesarios para la operación de la central. En este caso, el diseño de los sistemas de servicios auxiliares, definirán las características del PLC que se requiera para esta etapa, debido a que los servicios auxiliares, como se mencionó anteriormente , son diseñados con mucho cuidado ya que representan la confiabilidad y flexibilidad de la operación del sistema, debido a que comandara parámetros de equipos eléctrico y/o electrónico, como también dispositivos electro-mecánicos e hidráulicos, teniendo en cuenta la implementación de este PLC.

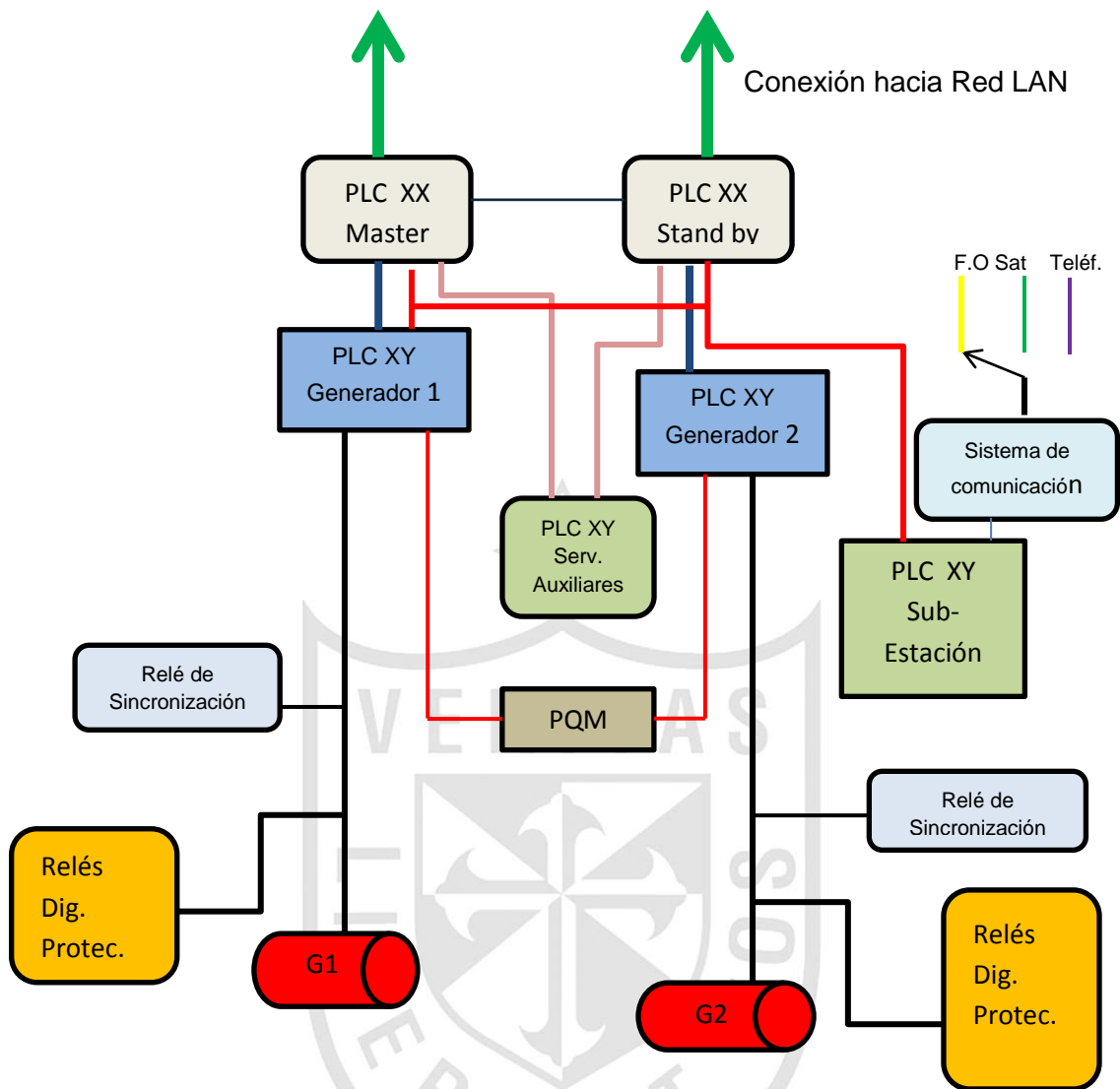


Figura N° 47.- Propuesta para Nivel de Control – Diagrama Genérico
Fuente: Diseño Propio

Puede haber la posibilidad que sea un PLC igual a los usados para generadores con ciertos cambios, otra versión y/o modelo derivado del mismo que pueda manejar parámetros extras, llegando incluso a la interoperación entre PLC de diferentes marcas, pero con compatibilidad con otros equipos. Otro PLC XY es el de Sub-estación, que dará la información que llega del procesamiento de datos de parámetros y estados de operación de equipos que ayudan al proceso de distribución y transporte de la energía generada hacia el sistema interconectado. Este PLC también se implementa con un sistema de información para procesos de recepción y envío de datos

tanto para verificación y el control remoto y/o a distancia de las operaciones de la central.

La elección del sistema de comunicación depende de la ubicación y las características geográficas de donde se realizara la construcción de la central, con la opción de implementar un sistema de comunicación para el caso de falla del sistema de comunicación principal, de ser necesario. Como lo podemos indicar en este ejemplo, el dispositivo puede tener tres alternativas para mantener la comunicación para enviar y recibir información, telemetría de medidas y ordenes de comando y control. Podemos utilizar un sistema de comunicaciones a base de fibra óptica, que en caso de fallar, se puede activar la opción de usar 2 medios alternativos existentes para mantener la comunicación remota. Así, podemos indicarlo mediante un diagrama de flujo (Figura N°48) la subrutina de implementación para una emergencia del sistema de comunicación en caso de falla del lazo de comunicación principal.

Estos PLC, son interconectados a 2 PLC que necesariamente poseerán la misma capacidad de I/O y procesamiento. Estos serán los PLC XX Master y el PLC XX Stand/by (Slave) interconectados entre sí. El PLC Master recibe toda la información recolectada de otros PLC (Generadores, Sub-estación y Servicios Auxiliares), procesa la información, administra y genera las alertas correspondientes, y en algunos casos operar con programas especiales. Este PLC XX master se encuentra conectado a una PLC en Stand By y/o Slave, que recibe el mismo flujo de información del Master. Entra en operación, al sufrir el PLC Master una falla y/o un desperfecto de momento, se da una orden para que el PCL de Stand By tome la posición y/o cumpla las funciones del master, y no se detenga el proceso control y manteniendo así el proceso de generación de energía.

El sistema de protocolo a utilizar dependerá de la implementación que se elija. Los protocolos más utilizados para interconectar el nivel de control y automatización, podemos encontrar el sistema Modbus, el cual es un

protocolo que opera en la capa de aplicación empleado redes de campo sobre RS-232, RS-422, RS-485 o TCP/IP.

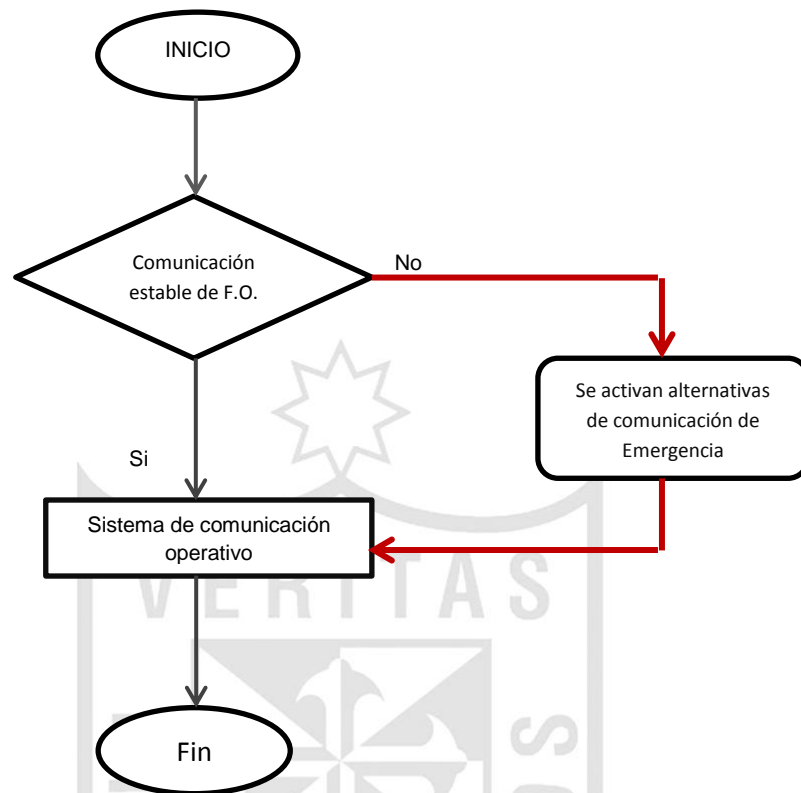


Figura N° 48.- Sistemas de Comunicaciones Alternativo Emergencia en Comunicación
Fuente: Diseño Propio

La principal ventaja es la simplicidad y ampliamente usado en procesos de control de sistemas SCADA. En el nivel de control, una alternativa de utilizar redes de campo del tipo RS-485. Dependiendo del protocolo que se utilizó al final se definirá la infraestructura de redes a utilizar, y a la vez el protocolo que se puede implementar para operar el sistema de PLC y equipos de relés y otros equipos interconectados. Este es el nivel que gestiona la información que los instrumentos de campo envían a la red de ordenadores desde el sistema. El tipo de BUS utilizado en las comunicaciones puede ser muy variado según las necesidades del sistema y del software escogido para implementar el sistema, por lo cual SCADA, ya que no todos los softwares (así como los instrumentos de campo como PLCs) pueden trabajar con todos los tipos de bus.

Hoy en día, gracias a la estandarización de las comunicaciones con los dispositivos de campo, podemos implementar un sistema SCADA sobre prácticamente cualquier tipo de BUS. Podemos encontrar una variedad de sistemas SCADA sobre formatos estándares como los RS-232, RS-422 y RS-485 a partir de los cuales, y mediante un protocolo TCP/IP, puede ser conectado el sistema sobre un bus en configuración DMS ya existente; pasando por todo tipo de buses de campo industriales, hasta formas más modernas de comunicación como Bluetooth (Bus de Radio), Micro-Ondas, Satélite, Cable, etc. La tendencia actual es utilizar sistemas que puedan minimizar la estructura física de instalación, y en la cual debe de primar el principio de interconectividad para ser más accesible a los procesos de mantenimiento de estos equipos y reducir la posibilidad de fallas en operación.

3.2.3.- Nivel de presentación y visualización

Se puede definir esta idea de diagramar una red de nivel presentación y/o visualización de datos. Así, se puede visualizar la siguiente grafica mostrada ejemplo (Figura N° 49). En este diagrama formamos la idea del proceso de interconexión en el nivel de Control (PLC Master y Stand by/Slave), en el cual los terminales de visualización y presentación de datos se encuentran desplegados en el cuarto de control de la pequeña central. El ejemplo presentado son dos estaciones de visualización y presentación, donde una estación es designada para un operador y/o personal de permanente monitoreo en la instalación. La segunda terminal y/o computadora, estará designada como una reserva de emergencia que puede ser utilizado para la verificación de los procesos en el nivel de mecánicos y/o sistemas hidráulicos al personal del área de mecánicos. Pero, existe la opción en el cual se implementa un nivel extra en lo referente a gerencia, en el cual intervendría la opción de una estación remota que recibe la información y que en caso de necesidad se puede dar instrucciones remotas de operación a la central.

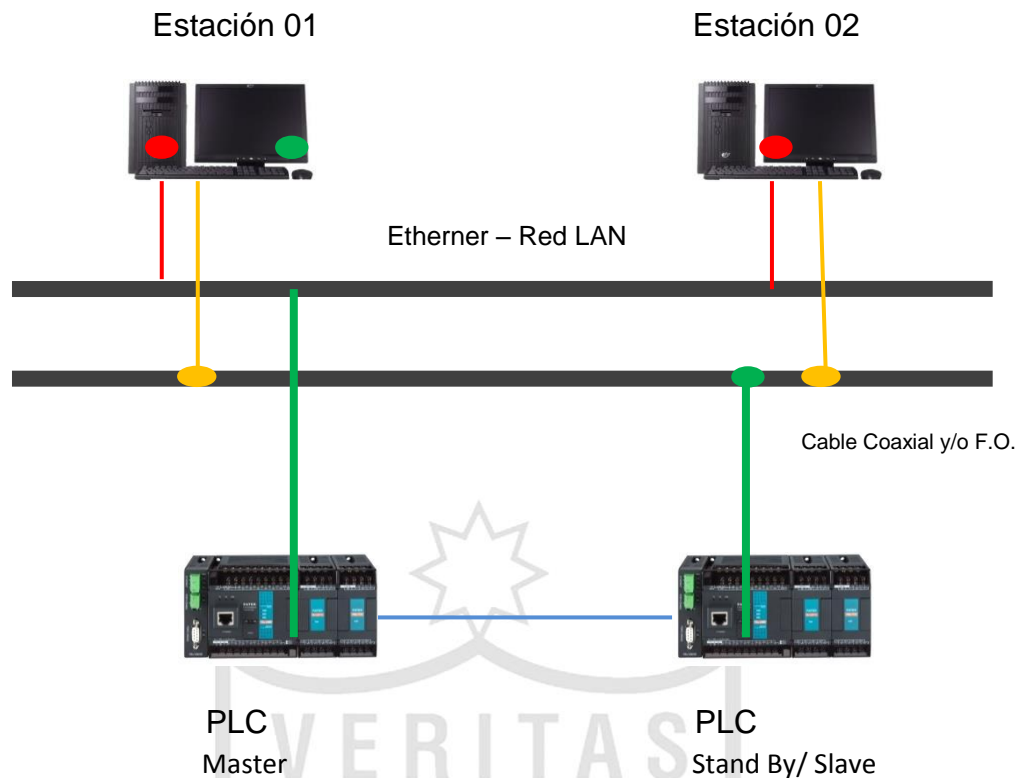


Figura N° 49.- Propuesta de Nivel de Visualización y Presentación de sistema SCADA.
Fuente: Diseño Genérico Propio

En este caso, el sistema del PLC que tenemos en la estación remota es una versión de PLC más simple debido a requerirse solo el proceso de información que servirá para tomar decisiones de operación y/o revisar los resultados programados anualmente de generación, así como recibir de antemano las señales de alerta y/o verificación si los procesos cumplen con las condiciones establecidas. Esta información es transmitida desde la central usando el PLC de Subestación. Para enviar estos datos, se propone un sistema básico de comunicación mediante Fibra Óptica, satelital/radio enlaces y/o telefónico.

Así, tenemos la siguiente diagrama que se puede implementar, dependiendo de sistema de comunicaciones que se decida implementar para el modo remoto de la transferencia y la recepción de datos, ya sea en el sistema principal y/o en sus dos sistemas de comunicación opcional de emergencia, que puede visualizarse en la Figura N° 50. Dependiendo de las distancias

para mantener estos enlace, pueden intervenir sistemas de repetidoras con sus correspondientes modos de enlaces, cuyo objetivo es mantener el mejor modo de comunicación, siendo los recomendable en caso de transmitir áreas lejanas, son en la actualidad enlaces de microondas/satelital; tomando la opción y/o el caso de existir la opción de señal se puede usar sistema de redes celulares, siendo la opción actualmente más difundida, es el utilizar la Fibra Óptica. Siguiendo estos puntos que se desarrolla la implementación y/o estructuración de un sistema SCADA. Dependerá de los requerimientos establecidos por los encargados de la planta de generación de energía eléctrica, los cuales deben de ser analizados y plasmados en una propuesta general por los contratistas que realizaran el estudio y la propuesta de implementación, con sus respectivos costos y tiempo de desarrollo. Es por esto, que la elección de los equipos se centraran de acuerdo a las características solicitadas por los clientes, siguiendo un criterio de compatibilidad entre componentes y tecnologías existentes, dándole prioridad a soluciones prácticas en tecnología dependiendo de las condiciones de operación en generación de energía eléctrica en este caso y el mantenimiento del mismo.

La elección de estos dispositivos tecnológicos se relacionan con las características solicitadas tanto por el administrador/propietario del proyecto, como por los entes reguladores de generación y distribución de energía en proyectos a nivel nacional, en el caso propuesto que es sistema sea interconectado a la red nacional de energía se considera más rentable y con capacidades de crecimiento a futuro. Siguiendo el criterio existente y tomando en cuenta en ambiente en donde el sistema SCADA debe de operar, se toman las siguientes consideraciones del sistema:

- ❖ Velocidad de procesamiento de datos e intercambio de señales y/o información captada por el nivel de sensores y RTU.
- ❖ Rápida nivel de comunicación a nivel de transmisión de datos e información, logrando un alto nivel de resultados en respuestas a los

procesos de automatización y control de generación de energía eléctrica.

- ❖ Ejecutar acciones de control, para modificar la evolución del proceso, actuando bien sobre los reguladores autónomos básicos (consignas, alarmas, menús, etc.), bien directamente sobre el proceso mediante las salidas conectadas.
- ❖ Arquitectura abierta y flexible con capacidad de ampliación y adaptación/actualización de equipos y/o programas, con el fin de lograr una mejora en los procesos a manejar en la operación.
- ❖ Explotación de los datos adquiridos para gestión de la calidad, control estadístico y gestión de la producción y/o generación, con opción de utilizar esta información en la gestión administrativa y financiera.
- ❖ Poder comunicar las alarmas correspondientes de los procesos en caso que los mismos salgan de sus rangos de operación preprogramados previamente y/o fallas externas que puedan alterar la operación de la Central, entregando la información de manera local (sala de control en central) como de manera remota y/o lejana (cuarto de control remoto y/o gerencia de compañía en algunos casos).

Con estos puntos a consideración, al estructurar una configuración física de diseño para un sistema SCADA básico, que cumpla con las normas y/o requerimientos básicos, combinando una serie de dispositivos tanto de campo como de procesamiento de datos, por lo cual la implementación básica genérica sería:

- ❖ Sistemas de PLC, los cuales dependiendo de sus funciones, podrán ser de igual serie y/o de diferentes versiones según los procesos y/o las condiciones donde operarían.
- ❖ Componentes de seguridad en los cuales se encuentran los relés digitales, sistemas PQM, equipos sincronizadores.
- ❖ Sensores y equipos remotos de datos

- ❖ Cableados y dispositivos de presentación de datos
- ❖ Sistema de telemetría y comunicación remota y/o larga distancia.

La elección de los equipos, dependerá del criterio utilizado por el contratista encargado del proyecto, el cual también estará subordinado a la suma de dinero que se desea invertir como máximo, y su interconexión con los equipos electro-mecánicos e hidráulicos. También se consideran las características de compatibilidad de algunos mecanismos del PLC original seleccionado, con equipos y/o marcas equivalentes. Por ejemplo, la compatibilidad de PLC Siemens - Alemania, con equipos de la serie Shenzhen UniMAT Automation Technology Co., Ltd. de origen Chino, teniendo como referencia el sistema de PLC Siemens de la serie S7 - 300, la compañía china ofrece módulos de expansión equivalentes como el Shenzhen Sm321 16 di 24 v dc, lo que lo convierte en un sistema compatible entre marcas. Otro ejemplo, se presenta en el **anexo No 12**.

En caso de emergencia debe dar instrucciones y/o realizar las correcciones correspondientes desde larga distancia, como por ejemplo dar orden de arranque y/o de parada de la central, regular y/o cambiar parámetros básicos para el modo de operación de la central, además debe conocer de antemano cualquier problema que puede surgir en el proceso de generación. Estos sistemas también toman mucha importancia en la actualidad, debido a las normativas de control y verificación de proceso y al estar la central unida al sistema interconectado nacional de energía eléctrica (COES–SINAC). Puede determinarse la existencia de un nivel y/o escala más en la estructuración de SCADA, siendo un nivel mayor al de planta, pero pudiendo dividir el nivel de presentación (nivel de Visualización) en dos sub niveles: Sub Nivel de Planta y Sub Nivel de Gerencia y/o Empresarial.

Estos dos subniveles, son muy usados especialmente en los sistemas de manufactura y servicios. Así, podemos poner como ejemplo, el Sistema de Control de Procesos – PlantStruxure de Schneider Electric, un sistema colaborativo que permite a las empresas pertenecientes al segmento Oil &

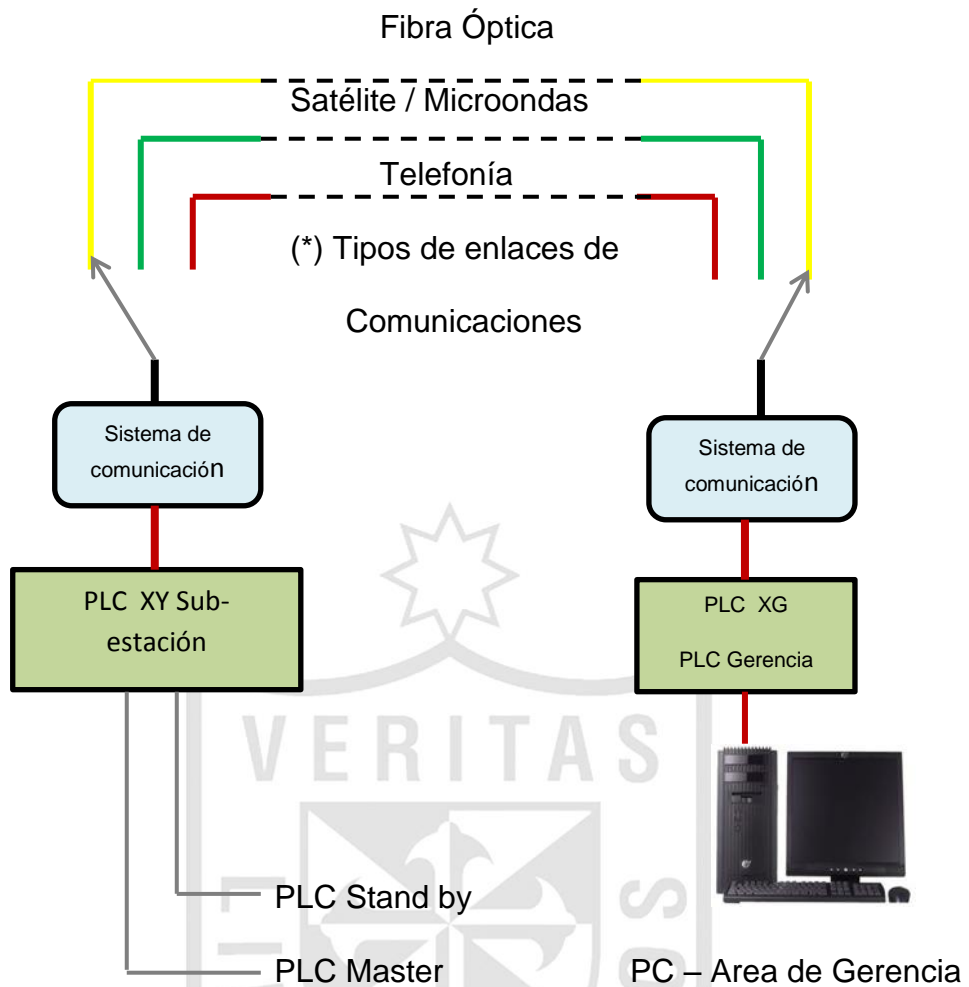


Figura Nº 50.- Esquema Genérico Comunicación Remota a Gerencia.

Fuente: Diseño Propio

gas satisfacer la necesidad de automatización y control industrial de manera eficiente, productiva, segura, confiable y verde. Esta arquitectura puede resultar en ahorros de hasta un 30% de la energía consumida en plantas, ya que incorpora dentro de una misma red de trabajo inteligente soluciones de ERP, MES, Batch, Historiador, SCADA, PLCs, operación y monitoreo, automatización de procesos, monitoreo de energía, control de motores inteligentes, y gestor de dispositivos, entre otras soluciones.

Mientras se manejan los requerimientos necesarios para la gestión de la energía en la planta. PlantStruxure controla en un solo ambiente, medición de energía y datos de proceso que pueden ser analizados y usados en

tiempo real para obtener una planta optimizada de manera integral, ya que sus tecnologías de alta disponibilidad incluyen redes y comunicaciones basadas en Ethernet, cuyas capacidades, dentro de la solución, ofrecen las características necesarias para el control de procesos, facilitando la comunicación transparente entre el piso, proceso, planta y la empresa , lo cual se observa en la Figura N° 51 .



Figura N° 51.- Ilustración de Niveles de SCADA PlantStruxure
Fuente: Schneider Electric

De esta forma se planificaría el Nivel de Presentación y Visualización de SCADA para una pequeña Central Hidroeléctrica, donde su operación, desarrollo, interfaces y red de trabajo deben de ser implementados de acuerdo a los parámetros y/o requerimientos de diseño, y la propuesta realizada por el contratista de implementarlo. Todo el sistema SCADA debe estar adecuado a las necesidades y parámetros que se soliciten en el diseño de la Pequeña Central Hidroeléctrica.

Con los conceptos definidos, se desarrollará un sistema de SCADA básico requerido para una Pequeña Central Hidroeléctrica, donde se define definir con el siguiente arreglo de configuración. Puede observarse en la Figura N° 52, en el cual se planteará la idea general de estructurar un sistema de SCADA. Aquí se presentan 17 puntos básicos para esta propuesta, los cuales podremos describir a continuación, comenzando desde el nivel de presentación y visualización, pasando por el nivel de control y finalmente en el nivel de sensores y datos de campo. Así, se señalará cada uno de los

puntos y/o números que nos indican cada componente propuesto para el diseño del sistema de SCADA como una propuesta de un bloque básico y/o patrón para implementarlo para pequeñas centrales hidroeléctricas. Así, los puntos señalados son:

- a. (1) y (2), son los terminales de presentación de maestra y complementaria, donde el sistema SCADA presenta de manera gráfica los estados de procesos de la planta, proporcionando al operador las funciones de control y supervisión en tiempo real de operación de la central. La estación auxiliar y/o de respaldo como reserva en caso la terminal maestra sufra alguna falla y/o desperfecto que la deje fuera de operación. Estas estaciones representaran con un grupo de sinópticos almacenados en el ordenador de procesos y que son generados desde el sistema de editor incorporado en el SCADA o importados desde otra aplicación durante la configuración del programa de automatización.
- b. (3), es una estación opcional, que actualmente es una tendencia en automatización a larga distancia. Se desarrolla para lograr un proceso de control y/o gerencia de procesos en instalaciones ubicadas en zonas geográficamente alejadas. Pueden observarse los procesos de generación de energía y si se cumplen los estimados anuales de generación; así como dar las ordenes y/o ajustes en parámetros de operación, verificación de los parámetros de seguridad, recibir señales de emergencia en tiempo real y estar al tanto de las mismas. Es una opción que actualmente se difunde poco a poco en las grandes plantas industriales, integrado con el sistema SCADA que opera en la central, pero con algunas subrutinas que nos ayudarán en el campo gerencial.
- c. (4), Compuesta por la Red donde trabajara el sistema SCADA tanto en la etapa de transmisión de la información del nivel de control y campo al nivel de visualización. Con una estructura recomendable para operación, el material y/o tipo de cableado que se utilizaría, siendo la tendencia actual la utilización de cable apantallado y/u otro tipo de cable confiable, como un cableado de fibra óptica, que han demostrado tener una gran resistencia a interferencias eléctricas. La red recomendada para estos

diseños, es una red tipo LAN con estructuración de Bus, debido a que los dispositivos pueden ser conectados directamente a la misma línea de datos a través de la cual la información viajara, y que tiene la ventaja que si se añade un dispositivo extra al bus, no es requerida interfaces adicionales a la estación existente.

- d. (5) y (6), Los PLC Master y PLC Stand By (Slave). Estos PLC son los de mayor capacidad. El PLC Master, tomara el control automatizado en procesos eléctricos/electromecánicos y mecánicos a la vez en la planta, y cumple funciones específicas asociadas al proceso de supervisión del SCADA: presentación de información de variables en tiempo real, administración de alarmas y la presentación y recolección de información histórica, actuando como una interfaz al operador. Este PLC debe tener la capacidad procesar todo el grupo de instrucciones y mandos con información tanto programada como obtenida mediante los equipos de medición, dispositivos de seguridad y dispositivos de campo. El PLC Stand By (Slave), es un PLC de respaldo, también recibirá toda la información que recibe el PLC máster y/o principal, pero no procedería a efectuar ningún proceso de automatización, control y monitoreo. Cuando el PLC master de una señal de falla y/o un desperfecto que le impida realizar estas acciones de procesos de automatización, El PLC Slave entrará en operación y reemplazar al PLC Máster.
- e. (7), PLC ubicado en la estación remota. Comúnmente es un PLC de la familia y/o modelo utilizado como estación Maestra y Slave, la información transmitida desde la planta a larga distancia, procesando las órdenes que se envían desde esta estación hacia la planta. Este PLC comúnmente es un modelo más simple que los instalados en planta, y su misión es la transmisión y procesamiento de información y ordenes de ser necesario.
- f. (8), identifica a la unidad de transmisión y recepción de datos instalada en una estación remota, dependiendo del modo de comunicación que se elija en el proyecto para operaciones, las cuales pueden ser fibra óptica, señal satelital, radiofrecuencia, telefonía fija y/o celular. La elección del sistema de comunicación dependerá de la ubicación de la planta y la

factibilidad de la red de comunicación. En este caso, los sistemas de comunicación también pueden tener un sistema de respaldo por emergencia, como por ejemplo que el equipo de comunicación a larga distancia tiene como sistema principal de comunicación un radioenlace. Y, cuando fallara este enlace, existe una opción de emergencia que es la transmisión y recepción de datos y órdenes mediante una línea telefónica y/o una línea de comunicación satelital, microondas, etc. Este sistema de respaldo debe estar sincronizado entre la estación transmisora y receptora (estación de operaciones y estación remota). La elección de sistema de comunicación dependerá de la propuesta que el contratista realiza, después de estudiar las características del sistema SCADA.

- g. (9) y (10), los PLCs que se utilizaran para la automatización y control de los generadores. Cada PLC debe de dirigir un Generador. Estos PLC manejan los parámetros, los procesos de operación del generador asignado y se encargara de comunicar el estado de estos y sus parámetros de operación al PLC tanto master como al stand by. A la vez, trabajarán junto a equipos auxiliares, como el sistema de sincronización, relés de protección y controles de calidad. Estos PLC son comúnmente equipos de dimensiones menores a lo asignados como Master y Stand by. Y, el número de I/O dependerá de sus funciones asignadas y de las variables que deba manejar para realizar sus protocolos previamente asignados por el diseño propuesto.
- h. (11), PLC de servicios auxiliares. Este procesara y automatizara la operación de los servicios auxiliares, ya que esta área es la que se estructura e implementa con más detalle en el proceso de diseño, y estos servicios se basan y/o se fundamentan los procesos de operación de la Central Hidroeléctrica, sea pequeña y/o grande. Este PLC también procesaran la información que es enviada desde unidades RTU y/o otros sensores externos.

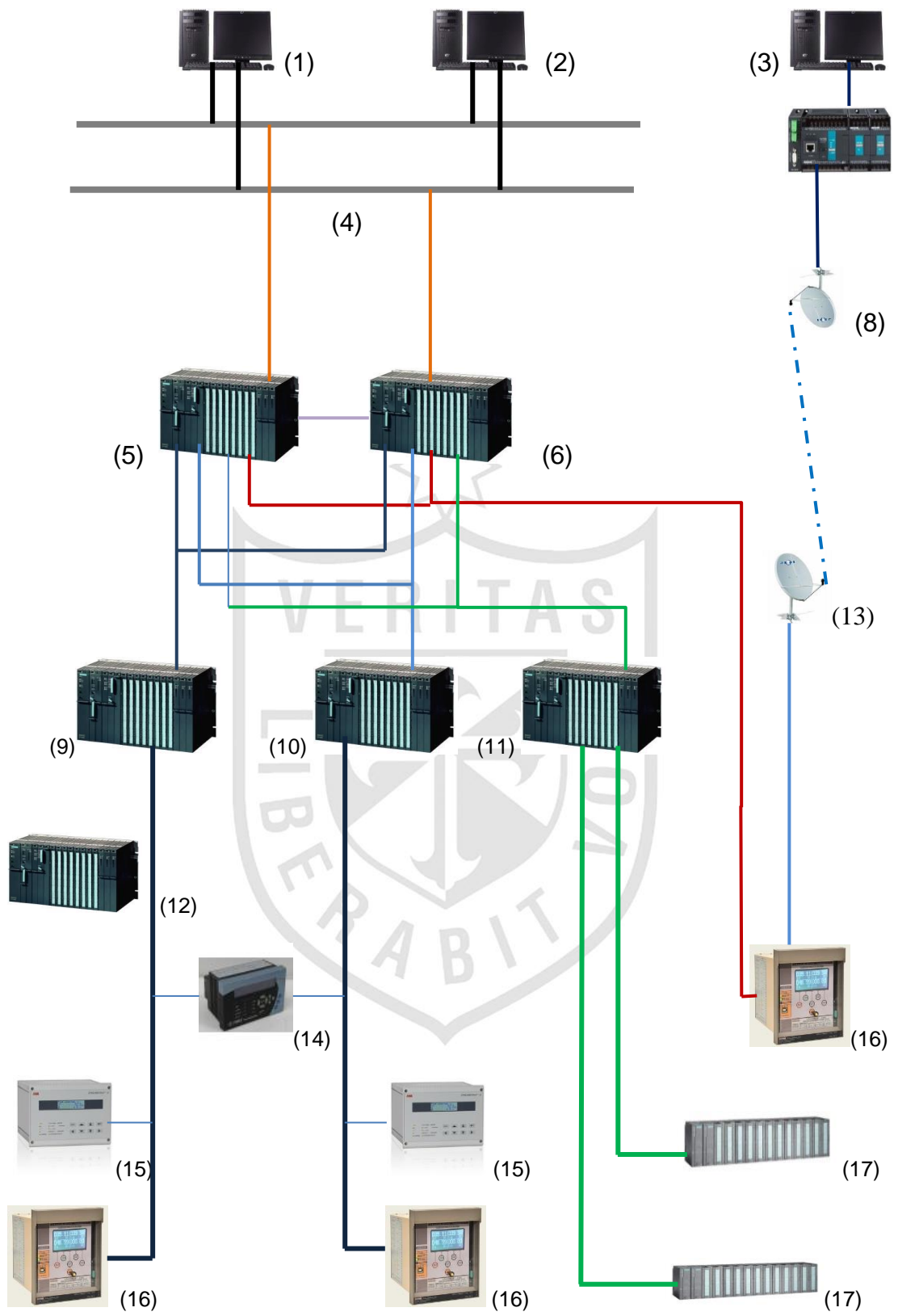


Figura N° 52.- Esquema propuesto para PLC para Pequeña Central Hidroeléctrica
Fuente: Diseño Propio

- i. (12), PLC de Subestación, el cual maneja los parámetros de equipos electro-mecánicos y transformados que se encuentran en el área externa llamada también patio de llaves. Este PLC procesa la información, manteniendo la comunicación al exterior, dependiendo del sistema de comunicación elegida para transmisión de información y datos. Se debe de ver el número de componentes del patio de llaves y del sistema de comunicación a elegir y un posible respaldo, y un área de reserva para futuras implementaciones, lo cual determinara la elección del dispositivo PLC y sus características de operación.
- j. (13) Sistema de comunicación diseñado para estar destacado en la planta de generación, según las características de ubicación geográfica, sistema de comunicación básica requerida y sus respaldos en caso de emergencia.
- k. (14) PQM. Instalado para los generadores, tiene la función de monitorear y verificar parámetros con el objetivo de mantener la calidad de un servicio y/o producto. Dependiendo de las características del diseño, se elegirán los adecuados para la operación de la central hidroeléctrica.
- l. (15) Relé de Sincronización, que son equipos digitales que nos ayuda realizar la conexión del sistema de generación de energía con la línea de transmisión de energía y/o Barra del Sistema (llamada Barra Infinita). Estos sistemas son críticos en los procesos de generación de energía y transmitir esta energía hacia la red de distribución de energía a nivel nacional.
- m. (16) son los Relés de Digitales de Protección, son dispositivos que se consideran siempre en todo diseño de SCADA de central hidroeléctrica, ya sea pequeña y/o grande. Son usados con sistemas de procesos industriales o de control, un relé de protección digital funciona con un micro controlador con algoritmos de protección basados en software para la detección de fallos eléctricos o proceso. Estos equipos se configuran según las necesidades planteadas por los entes reguladores correspondientes.

- n. (17) son las unidades RTU conectadas hacia el PLC de servicios auxiliares. Estas son las que recolectan la información suministrada por sensores que se encuentran conectados a los procesos, puede comandar elementos finales de control que actúan sobre el mismo y la comunicación con la estación maestra. El tipo, tamaño y/o habilidades del RTU serán definidos de acuerdo al diseño que se estructure para el SCADA. Los RTU recomendables para una pequeña central hidroeléctrica, son los que poseen un promedio de 12 módulos periféricos para control de parámetros, aunque existen sistemas con mayor número de módulos. Dependiendo de número de sensores y/o variables de campo a procesar, se elegirá entre una RTU del tipo tonta y/o del tipo inteligente.

En esta distribución realizada, se debe de tener en cuenta la implementación de los componentes de acuerdo a las características de operación. En los PLC a elegirse, se prefieren los diseñados para operar en entornos de alta exigencia de precisión, confiabilidad y respuesta en tiempo real. Algunos fabricantes de PLC realizan sub-variables de un solo PLC, en donde cada versión tendrá una característica especial y un campo específico de uso. Otro factor, es el tipo de conexión para información y datos que pueden utilizar. Los estándares actuales hacen muy utilizados los formatos de RS 485 y el uso de fibra óptica. Por eso, los módulos CPU que pueden operar los PLC, poseen sus variables, según los puertos elegidos para datos, así como dependiendo de cuantas E/S pueden manejar. Un ejemplo serían los CPU para los S7 200 (micro PLC), existiendo variables como el CPU 221 con E/S = 6/4, el CPU 224 con E/S = 14/10 y el CPU 226 con E/S = 24/16.

Los PLC deben de cumplir características de operación en ambiente de trabajo variables, como en regiones alejadas, temperatura y humedad como los principales factores y/o condiciones de funcionamiento. Los PLC deben de ser cuidadosamente seleccionados de acuerdo a los parámetros de condiciones de operación ambiental. Así, las características técnicas de cada PLC con sus correspondientes parámetros de operación en lo referente

a temperatura y humedad, siendo en algunos casos necesario que los equipos tengan una unidad de aire acondicionado y/o calefacción para mantener un nivel de temperatura pre-establecido son condiciones que deben de cumplir las operaciones. Además, se deben de diseñar los espacios y canaletas necesarias para que se desplieguen los cables requeridos para la interconexión y transmisión y recepción de datos, si como los cables de alimentación y otros. En los procesos de diseño, se debe de tener en cuenta que los cables de alimentación y alta tensión deben de ir separados de los cableados de datos y/o automatización, tanto como para evitar interferencias en los cables de comunicación como para tener los cables clasificados y ordenados.

La implementación de sistema SCADA en lo referente a su nivel de comunicación, se recomienda un entorno de operación basado en **Ethernet** el estándar de redes de área local para computadores con acceso al medio por contienda (CSMA/CD). Este definirá las características de cableado y señalización de nivel físico y los formatos de tramas de datos del nivel de enlace de datos del modelo OSI. Las características de la tecnología a utilizarse el Ethernet, hace variar su implementación basándose en 4 factores básicos (Tabla N° 6): La Tecnología, La velocidad de transmisión de datos, El tipo de cableado a utilizar y la distancia máxima a ser desplegado.

La elección del sistema de Ethernet y su implementación, es resultado de las especificaciones presentadas por los impulsores y/o propietarios del proyecto a los contratistas. Esto contratistas implementarán su sistema SCADA, y propondrán la mejor opción de infraestructura y equipamiento con características principales como la interacción, arquitectura abierta, compatibilidad, un nivel de mantenimiento práctico, y un área de repuestos al alcance para poder solucionar fallas que se pueden presentar en la operación.

Tabla Nº 6. - Tabla de Tecnologías de Ethernet

Tecnologías Ethernet				
Tecnología	Velocidad de transmisión	Tipo de cable	Distancia máxima	Topología
10Base2	10 Mbit/s	Coaxial	185 m	Bus (Conector T)
10BaseT	10 Mbit/s	Par Trenzado	100 m	Estrella (Hub o Switch)
10BaseF	10 Mbit/s	Fibra óptica	2000 m	Estrella (Hub o Switch)
100BaseT4	100 Mbit/s	Par Trenzado (categoría 3UTP)	100 m	Estrella. Half Duplex (hub) y Full Duplex (switch)
100BaseTX	100 Mbit/s	Par Trenzado (categoría 5UTP)	100 m	Estrella. Half Duplex (hub) y Full Duplex (switch)
100BaseFX	100 Mbit/s	Fibra óptica	2000 m	No permite el uso de hubs
1000BaseT	1000 Mbit/s	4 pares trenzado (categoría 5e ó 6UTP)	100 m	Estrella. Full Duplex (switch)
1000BaseSX	1000 Mbit/s	Fibra óptica (multimodo)	550 m	Estrella. Full Dúplex (switch)
1000BaseLX	1000 Mbit/s	Fibra óptica (monomodo)	5000 m	Estrella. Full Dúplex (switch)

Fuente: Tecsup – curso de automatización

Estos sistemas SCADA pueden configurarse en sus parámetros al realizar reprogramaciones, en algunos casos que pueden realizarse de una forma

directa mediante el sistema de visualización y presentación de datos (teclados), pero lo común es realizar modificaciones en los programas que actúan en el sistema. Los PLC actúan con dos tipos de lenguajes de programación: los visuales, que admiten estructurar el programa por medio de símbolos gráficos. Los escritos son listados de sentencias que describen las funciones que ejecutan. Los PLC de sistema utilizan lenguajes de programación visual, llamados también lenguaje de alto nivel. En estos casos podemos usar el lenguaje de contacto, diagrama de bloques funcionales y organización de bloques secuenciales. La elección del lenguaje de programación, será resultado del equipo a utilizar por su factibilidad y/o fácil manejo para la configuración que sea elegida para el sistema de los PLC. Esta programación comúnmente puede ser revisada en caso de fallas utilizando una terminal externa de verificación en una Laptop industrial, la cual puede conectarse mediante puertos externos al PLC, revisar y diagnosticar el estado de la programación en cada módulo. Estos equipos son especiales y comúnmente llevan programas de diagnosticarían y algunos programas clásicos como creadores de informes y procesadores de texto (Figura N° 53).



Figura N° 53.- Ejemplo de Laptop Industrial
Fuente: Imágenes Siemens

Es la estructura del sistema SCADA a implementarse, debe tenerse las rutas de comunicación de los equipos en la red, que es diseñado según la necesidad de la arquitectura que se elija para su desarrollo en el sistema SCADA. En este caso, se recomienda usar tecnología reciente en la implementación de los proyectos, a la vez que sea compatible con la

tecnología anterior en cierto grado. Es objetivo del uso de estas dos tecnologías incluso combinadas, es debido que algunos proyectos actuales no son únicamente proyectos nuevos, debido a que existen alternativas de actualizaciones y/o modernizaciones de plantas antiguas, incluso con una antigüedad de casi 40 años, la opción es modernización de los equipos y adicionar un sistema de control y automatización hasta cierto nivel, debido que en algunos casos los costos de una automatización completa es realmente costosa y podría llevar a la alteración en gran parte de la infraestructura lo cual lo haría antieconómico. Un ejemplo de la actualización y el compromiso entre la tecnología nueva y la que estaba antes, son los módulos para algunos PLC y RTU. En algunos casos, los módulos y/o CPU que utilizan poseen conexiones para interface RS 435, existiendo a la vez otra versión del mismo modulo que se interconectan con un cable de fibra óptica. Este detalle, permite la implementación no solo en una nueva vía de comunicación, también el utilizar sistemas de comunicación de datos previamente instalados. No puede descartarse igualmente que la opción de elegir la interface de comunicación dependerá de los presupuestos y costos de implementación que se desee desembolsar y el nivel que puede llegarse para mejorar los procesos de las antiguas plantas. Este caso no se ve únicamente en la industria energética, también en otras industrias de producción y servicios.

Algunos PLC actuales, poseen el sistema de programación mediante sistema de lenguaje de programación (lista de instrucciones), el cual puede ser un lenguaje textual orientado a la máquina, un lenguaje de diagramas de funciones y/o un lenguaje de diagrama de contacto. Se podrá utilizar algunas de las alternativas de control expresadas como ejemplo de programación.

Para la propuesta de implementación, se puede dar como ejemplo el primero el diagrama referente a la Propuesta de control automatizado de turbinas. En este caso, se desarrollaría la propuesta primeramente con el diagrama de conectores y/o contactos, y luego propondremos el programa en lenguaje AWL. Esto se observara en la Figura N° 54.

A.- Programación por AWL

AWL	Programa
: U	E 1.0
: U	E 1.1
: =	A 1.0
: U	E 1.0
: UN	E 1.1
: =	A 1.1
: U	E 2.0
: U	E 2.1
R (t2)	A 2.0
: U	E 2.0
: UN	E 2.1
: =	A 2.1
: U	E 3.0
: U	E 3.1
: =	A 3.0
: U	E 3.0
: UN	E 3.1
: S	A 3.1
: BE	

B.- Diagrama de Contactos

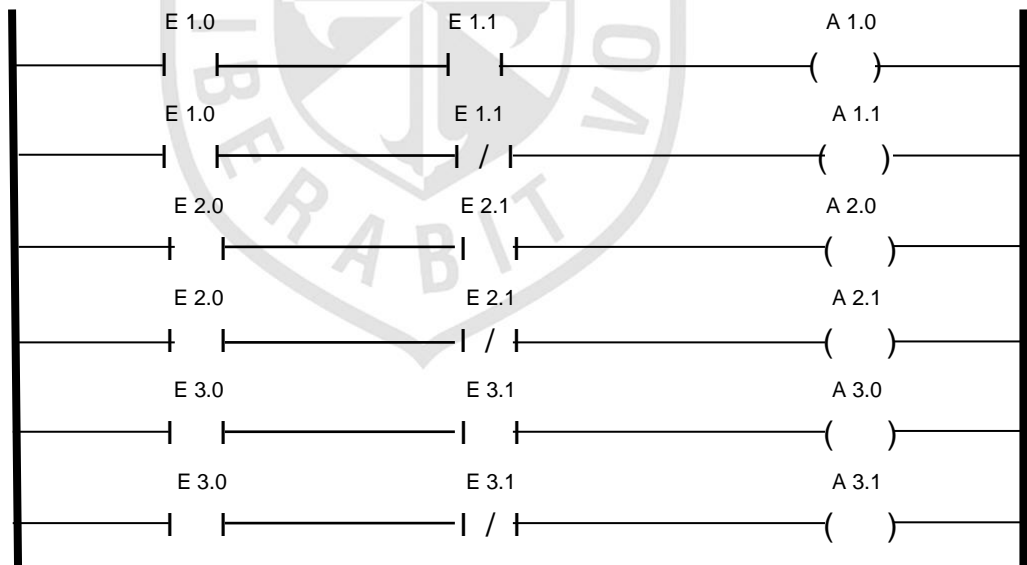


Figura Nº 54. - Ejemplo de Programa Control Automatizado de Turbinas

Fuente: Diseño Propio

En un segundo ejemplo, el programa de la Figura Nº 55, Diagrama de Flujo en Operación del Caudales y Alarma por obstrucción de entradas. Como el

ejemplo anterior, primero se realizara la programación del lenguaje de contacto, y luego en programa AWL. Estos dos casos, son ejemplos de la manera de utiliza un lenguaje para programar la operación y/o funciones que Debe realizar el sistema de automatización, al procesar la información que son recopilados en diferentes puntos externos e internos, y son comparados con la información previamente programada de condiciones de operación.

A.- Programación por AWL

AWL	Programa
: U	I 1.0
: U	I 1.1
: =	Q 1.0
: U	I 1.0
: UN	I 1.1
: O (
: UN	I 1.0
: U	I 1.1
:)	
: S	Q 1.1
: BE	

B.- Diagrama de Contactos

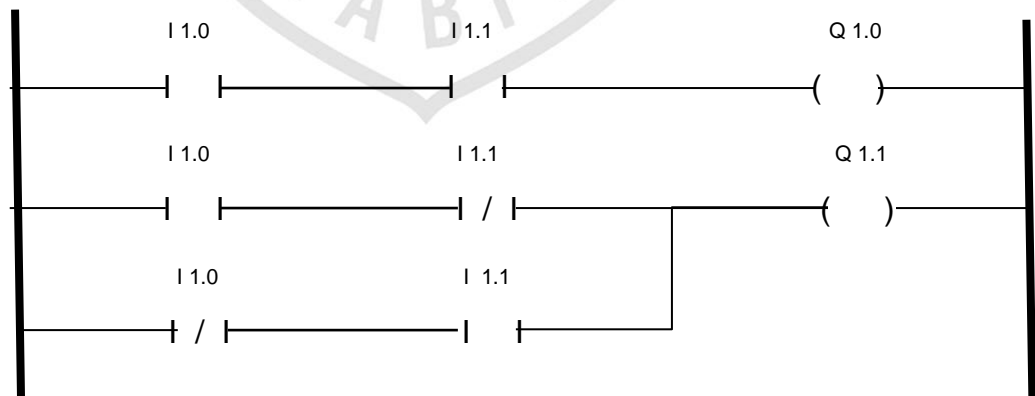


Figura Nº 55.- Flujo de Operación de Caudales - Alarma por Obstrucción de Entrada
Fuente: Diseño Propio

El lenguaje de programación AWL (lista de instrucciones) es un lenguaje textual orientado a la máquina. Las diversas instrucciones equivalen a los pasos de trabajo con los que la CPU ejecuta el programa y éstas se pueden reunir en segmentos. Este lenguaje de programación se encuentra regido por la norma DIN EN 61131-3 / IEC 61131-3; siendo solo uno de tres lenguajes de programación difundidos y estandarizados para los procesos de automatización actualmente:

- **FBS** (Funktionsbausteinsprache FUP Funktionsplan) , Diagramas de Funciones
- **KOP** - Kontaktplan englisch LD o LAD, diagrama de contactos
- **AWL** - Anweisungsliste englisch STL, lista de instrucción

Estos tres lenguajes son los llamados lenguajes de alto nivel. El AWL o lista de instrucciones es similar al lenguaje ensamblador. Al igual que SCL está basado en la programación en texto. Todas las herramientas de programación son interfaces de programación gráfica.

Todas las operaciones están centralizadas y permiten funcionar con cualquier tipo de datos. Mediante la programación estructurada es posible reutilizar los módulos de simplificando ampliaciones o modificaciones de proyectos posteriores, utilizando herramientas de ingeniería para el diagnóstico, simulación y control simple o complejo de los bucles de programados. Todos los sistemas actuales de programación mediante PLC utilizan el lenguaje de programación de alto nivel, que se convierte en el programa más difundido para todo sistema de PLC y SCADA actualmente. Otras alternativas son tecnología más simple y de bajo nivel llamado lenguaje de maquina o de ensamblador, pero son utilizados en proyectos simples y de menor tamaño en diseño e infraestructura, como en Microcentrales hidráulicas para zonas rurales utilizando una tecnología de circuitos más simples, denominada PIC. Los PIC son una familia de microcontroladores tipo RISC fabricados por Microchip Technology Inc. y derivados del PIC1650, originalmente desarrollado por la división de

microelectrónica de General Instrument. Estos son muy solicitados como componentes para soluciones de bajo costo y de aplicaciones básicas y de inmunidad al ruido, siendo un método muy interesante para implementaciones en campo abierto y proyecto pequeños rurales.

Finalmente, se debe tener en cuenta que la implementación final de los equipos en esta propuesta de estructuración de SCADA para una Pequeña Central Hidroeléctrica, dependerá de los equipos a utilizarse y de la arquitectura de la red de automatización a elegirse. De acuerdo a la opción elegida y la propuesta de diseño, se implementarán los equipos requeridos (Estaciones de Trabajo, PLC, sensores, conexiones, cableado, convertidores Análogos/Digitales, módulos de entrada y salidas, programas, etc.). Al realizarse estos trabajos de diseño, se puede ir estructurando la forma del sistema de automatización, moldeándolo de acuerdo a las necesidades específicas del usuario, y en este caso se verá el tipo de lenguaje de programación de los dispositivos y los sistemas de respaldo de operación y mantenimiento, tanto de software como de hardware. Pero, se debe observar que en este caso se juntarán los requerimientos no solo electrónicos, también se debe observar sus requerimientos de variables mecánicas, electromecánicas e hidráulicas, por lo cual se deberá conjugar estos factores para lograr un sistema de automatización que operen organizadamente en los procedimientos de operación y control de la planta de generación. Al realizarse este proceso, se definirá la arquitectura y diseño del sistema SCADA, debiéndose tener en cuenta que debe haber siempre un margen de seguridad y/o maniobra para poder realizar ajustes y pequeños cambios de ser necesarios y/o de presentarse en la etapa de implementación física del diseño.

3.3.- Implementación y Programación de Mantenimiento

Todo proceso de diseño de una central hidroeléctrica, ya sea de gran tamaño y/o pequeña, se debe de diseñar a la vez un programa de mantenimiento, el cual se adecuara a sus características y distribución

particular resultante por su diseño. Principalmente existen dos métodos de mantenimientos:

a. Mantenimiento de Conservación , en donde tenemos dos métodos de procesos de mantenimiento :

❖ **Mantenimiento Correctivo.-** es el método que corrige los defectos observados en los equipamientos o instalaciones, siendo el método más básico debido a que consiste en localizar averías o defectos para luego corregirlos o repararlos. Históricamente es el primer concepto de mantenimiento y el único hasta la Primera Guerra Mundial, debido a la simplicidad de las máquinas, equipamientos e instalaciones de la época. Este mantenimiento se subdivide en mantenimiento correctivo inmediato y mantenimiento correctivo diferido.

❖ **Mantenimiento Preventivo.-** proceso destinado a la conservación de equipos o instalaciones realizando revisión y reparación que garanticen su buen funcionamiento y fiabilidad. El mantenimiento preventivo se realiza en equipos en condiciones de funcionamiento, por oposición al proceso de mantenimiento correctivo. El primer objetivo del mantenimiento es evitar o mitigar las consecuencias de los fallos del equipo, logrando prevenir las incidencias antes de que estas ocurran. Entre las tareas de mantenimiento preventivo pueden incluir acciones como cambio de piezas desgastadas, cambios de aceites y lubricantes, etc.; siendo su objetivo evitar los fallos en el equipo antes de que estos ocurran. Este mantenimiento preventivo se subdivide en 3 tipos:

Mantenimiento Preventivo Programado.- Proceso donde las revisiones se realizan por tiempo, kilometraje, horas de funcionamiento, etc.

Mantenimiento Preventivo Predictivo.- proceso que trata de determinar el momento en el cual se deben efectuar las

reparaciones mediante un seguimiento que determine el periodo máximo de utilización antes de ser reparado.

Mantenimiento Preventivo de Oportunidad.- mantenimiento que se realiza aprovechando los periodos de no utilización, evitando de este modo parar los equipos o las instalaciones cuando están en uso.

- b. **Mantenimiento de Actualización.-** Tiene el propósito de compensar la obsolescencia tecnológica, o las nuevas exigencias, los cuales en el momento de desarrollo y construcción no existían o no fueron tenidas en cuenta pero que en la actualidad si tienen que serlo.

Para diseñar el plan de mantenimiento, debemos de considerar las tendencias actuales en el campo de las Centrales Hidroeléctricas en todo nivel. La tendencia es cumplir principalmente mantenimiento modo preventivo; que comúnmente se realiza en los procesos de programación de mantenimiento general , y el mantenimiento de modo correctivo, que se realiza cuando el problema y/o falla se presenta en el periodo de operación.

Aunque, la organización de cualquiera de estos procesos de mantenimiento debe de tener un apoyo y/o preparación previa. El procedimiento de mantenimiento se realiza en todo nivel, tanto en los equipos eléctricos y electrónicos, como también en los equipos hidráulicos y mecánicos. Pero, debe de considerarse ciertos factores y/o condiciones que se mencionaran en los siguientes puntos:

- ❖ Un almacén de repuestos con los implementos necesarios de equipos, componentes y partes de respaldo, para ser usados en mantenimientos tanto del tipo preventivo como correctivo. Estos repuestos deben de ser variados y cubrir todas las áreas involucradas en el proceso de operación y generación de energía.
- ❖ Tener un almacén de herramientas necesarias para los procesos de mantenimiento y reparaciones programadas y/o de emergencia, como

llaves, destornilladores, poleas, medidores de frecuencia y multímetros, etc.

- ❖ Tener los implementos de seguridad básicos para realizar los procedimientos de mantenimiento (guantes, gafas protectoras, etc.).
- ❖ Tener patrones y/o formatos para realizar los procedimientos de mantenimiento, tanto de equipamiento electrónico, eléctrico y mecánico-hidráulico. Estos formatos se puede desarrollar basándonos en las recomendaciones que los fabricantes de los equipos elegidos, y en algunos casos estos procesos son incluidos en las instrucciones de mantenimiento de los mismos equipos. En estos se incluirán protocolos de seguridad que se deben de seguir para el mantenimiento y/o reparación de ciertos equipos.
- ❖ Se debe de diseñar un pequeño programa y/o procedimiento de mantenimiento, para uso interno del personal encargado de la verificación y reparación de los equipos.
- ❖ El desarrollar un registro de fallas y/o reportes de mantenimiento, que puede servir de base para futuros mantenimientos y seguimientos para verificar resultados de los mismos.

Teniendo en cuenta los criterios mencionados, se puede diseñar un programa básico de mantenimiento siguiendo todas las normas y requerimientos establecidos según Normas ISO internacionales de mantenimiento y requerimientos de la Industria de generación eléctrica nacional. Estos podrían tener los siguientes puntos básicos:

- ❖ Implementar un libro de ocurrencia en mantenimiento, y un registro de trabajos realizados.
- ❖ Llevar un archivo y/o historial donde se pueda documentar los informes de fallas y procedimientos que se tomaron para las correcciones y/o reparaciones del caso.
- ❖ Llevar un registro de herramientas, insumos y repuestos para los procesos de mantenimientos, junto a solicitudes de requerimiento e

materiales cuando estos sean necesarios para un proceso de mantenimiento y/o reparación.

- ❖ Mantener los manuales de equipos en un área específica y al alcance del personal de mantenimiento y operación, para ser usados en cualquier momento que ocurra algún desperfecto y/o los periodos de mantenimiento general preventivo.
- ❖ Tener los equipos e implementos de seguridad necesarios para los encargados de mantenimiento (gafas de protección, botas dieléctricas, guantes aislantes, etc.).

Así, se desarrollaran procedimientos para seguir en caso de mantenimiento y procedimientos de pruebas. Podemos realizar el siguiente esquema (Figura N°56), en el cual se cumplirán los siguientes procesos de mantenimiento. Los Procedimientos de los Trabajos de Mantenimiento, pueden ser simplificados por el siguiente diagrama de Flujo y su correspondiente explicacion en los procesos de verificacion de equipos electronicos :

- ❖ (1): Datos de Equipo , en el cual se buscara la informacion y características del equipo como la marca, modelos, codigo , parametros y otros datos importantes.
- ❖ (2): Estado en que se encuentra el equipo, tomando en cuenta el estado fisico y otros que sobresalgan a simple vista
- ❖ (3): Se proceden a realizar los procedimientos de mantenimiento, ya sean calibracion, reparacion, etc ; siguiendo los manuales o procedimientos dados por el fabricante del equipo.
- ❖ (4): Condicion de pruebas de operación del equipo : No pasa la prueba, se realiza una nueva revision. Si pasa la prueba, sigue al procedimiento final.
- ❖ (5): En caso de no pasar la prueba de operación el equipo, se procede a revisar nuevamente , y se repite nuevamente los procedimientos desde el paso (3).

- ❖ (6): Una vez superada las pruebas de operación, se realiza un informe sobre su estado final, para esto se puede llenar un formulario y/o formato de mantenimiento, en el cual se anota los resultados, reparaciones que se han efectuado, así como también las recomendaciones de ser necesaria.

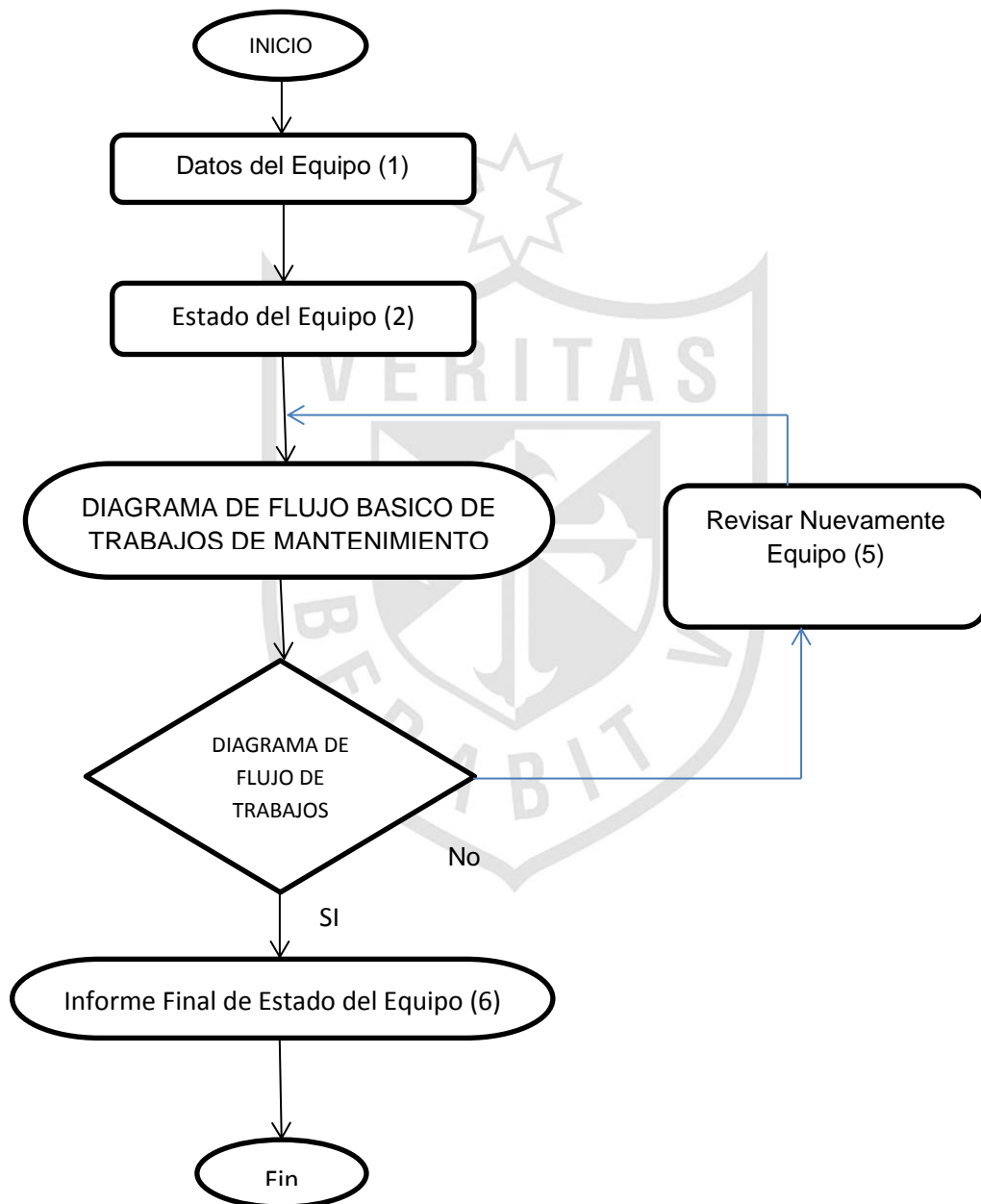


Figura Nº 56.- Diagrama de Flujo – Procedimiento de Mantenimiento
Fuente: Diseño Propia

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE COSTOS DE PROYECTO

El análisis de los costos que puede llegar a surgir al implementar una Pequeña Central Hidroeléctrica, es un punto muy importante en el estudio de factibilidad de un proyecto energético actualmente. En este análisis se debe tener en cuenta los costos aproximados de infraestructura en general. Aunque el criterio se centrara en el valor de la implementación de estos equipos de automatización y control, podemos hacer un cálculo aproximado de lo que se invertiría, el tiempo de recuperación, que daría el costo total del proyecto. El objetivo de la evaluación económica en todo desarrollo de una central hidroeléctrica es un análisis de sensibilidad desde el punto de vista económico, como por ejemplo evaluar las variaciones del precio de la energía en el mercado RER de la última subasta que se encuentra en proceso, así como la incorporación de los beneficios por bonos de carbono. Esto es, especialmente en el caso que esta central hidroeléctrica estará conectada al sistema interconectado de energía nacional y una parte de su energía se utilizara para la recuperación del capital invertido, utilizando todo beneficio actual dado en el gobierno peruano en nuestro caso.

Esta evaluación de costo tiene como objetivo los siguientes puntos y/o resultados a conseguir:

1. Identificación y definición de los costos
2. Identificación y definición de los beneficios
3. Determinación de los indicadores económicos siguientes:
 - ❖ Valor Actual Neto Económico (VANE)
 - ❖ Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE)
 - ❖ Relación Beneficio – Costo B/C
 - ❖ Periodo de Recuperación del Capital (PRC)

Para el proceso de calcular los costos y beneficios, se proceden a tomar en cuenta los siguientes puntos:

- ❖ El periodo de análisis de la referida evaluación se inicia el año 2013 hasta el año 2015, que corresponde a la etapa de ejecución de las obras de la central, los beneficios han sido calculados para el periodo comprendido entre los años 2016 y 2046.
- ❖ El año 2015 se considera como año 0, etapa del proyecto en la cual se realizan los concursos para selección y contratación de los contratistas que ejecutarán las diferentes obras del proyecto, siendo el año 2016 el inicio de la operación comercial de la Central Hidroeléctrica proyectada.
- ❖ El horizonte de la evaluación es de treinta (30) años.
- ❖ La tasa de descuento utilizada es de 12% de acuerdo a lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas.
- ❖ No se considerado escalamiento de precios en el análisis, la fecha base es el mes de julio 2013, por lo que, los precios se mantendrán constantes durante el periodo de construcción de la central.
- ❖ El tipo de cambio utilizado en el análisis es de 2.90 Nuevos Soles por Dólares americanos (US\$), tomando este valor de cambio de moneda nacional con la moneda extranjera elegida como referencia. Los costos son también factibles a sufrir variaciones, dependiendo del tipo de cambio existente.
- ❖ Para los costos de operación y mantenimiento se ha considerado los siguientes rubros: (i) Gastos de personal de operación y mantenimiento que ascienda a la suma de US \$ 315,638.00; Repuestos y consumibles la suma de US \$ 31,564.00.
- ❖ El aporte al COES se ha estimado el 0.30% de los ingresos del proyecto, equivalente a la suma de US \$ 15,150.00 anuales.
- ❖ Los aportes a OSINERGMIN y DGE serán del 1% de los ingresos anuales ascendentes a US \$ 50,502.00.

- ❖ El pago por uso de agua será del 1% de la tarifa fuera de punta de la barra Lima de la energía generada por la central, dicho monto asciende a la suma de US \$ 50,502.00.
- ❖ Por concepto de pérdidas de energía el monto asciende a la suma de US \$ 31,930.00 anual.
- ❖ El monto de US \$ 98,392.00 anuales aproximadamente por concepto de los seguros de la central.

La oferta de generación eléctrica de la central se ha sido determinada en el “Análisis Hidrológico”, de acuerdo al régimen mensual de caudales disponibles, caudal de diseño y de los caudales turbinales. La generación eléctrica considerada, es el resultado de lo calculado con los caudales mensuales promedios de la serie de caudales calculados mediante los datos que se tienen de mediciones anteriores. Los beneficios del proyecto se avalúan en función de la energía generada, considerando que el 100% destinado al mercado RER (se incluirá la energía que se proporcionara a las comunidades cercanas).

Los costos aproximados sin impuestos al año 2013, se pueden ver en el cuadro de la tabla N° 07, donde se muestran los datos realistas referente a los costos de cada etapa y/o bloque del proyecto. Aproximadamente, para proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas se toma en consideración que el costo solamente en implementación de equipos de comunicación y control equivale a un 6 % a 8%, siendo los valores más altos de un proyecto de este tipo los rubros de obras civiles y las obras Electromecánicas. En este caso, se asumen valores promedios de algunos proyectos revisados en el desarrollo de la tesis, se calculara con un precio promedio total de \$ 28'153,999.80 US dólares, siendo solamente lo referente a telecomunicaciones y control con un estimado de \$ 1'778,531.60 US dólares en lo referente al costo. No se ha incluido los impuestos del Ad. Valoren de los equipos importados por encontrarse exonerados para la construcción de centrales hidroeléctricas.

Tabla N° 07.- Cuadro de proyección Aprox. de cada Bloque de Proyecto

Potencia Instalada en MW	13.5
Obras	Costo de Obras
Obras Civiles (Dólares Americanos)	\$ 10'154,833.00
Obras Electromecánicas (Dólares Americanos)	\$ 9'266,906.80
Obras Hidromecánicas (Dólares Americanos)	\$ 3'580,567.40
Telecomunicaciones y Control (Dólares Americanos)	\$ 1'778,531.60
Líneas de Transmisión 60 Kv. (Dólares Americanos)	\$ 3'373,161.00
Total Inversión	\$ 28'153,999.80

Fuente: Datos del Mercado

Lo que podemos mencionar, son algunos gastos de equipos, como una referencia los precios de mercado de sistema electromecánicos y electrónicos. Así, tenemos:

- ❖ La turbina, que tiene un precio de \$ 544,780 dólares americanos al ser un equipo importado, sin incluir el costo de transporte y los impuestos.
- ❖ Un generador y su sistema de excitación, puede tener un valor promedio de \$ 1'004,280 dólares americanos, sin incluir el transporte y seguridad.
- ❖ Un PQM, tiene un precio de mercado promedio de \$ 4400 a \$4800 dólares (precio de lista)
- ❖ Costo de Relés de Protección, es un promedio entre \$ 2000 a \$4500 dólares, según los parámetros requeridos del diseño.
- ❖ Los costos del PLC dependerán de la unidad y/o modelo elegido, fuente de alimentación, numero de módulos salida/entrada digitales y analógicos que se implementaran. Su costo puede variar entre unos \$10000 a \$ 15000 dólares.

Para llevar a cabo el cálculo de costos, debemos de realizar el flujo de ingresos y egresos. Para este cálculo, se considerara el dólares con un valor de 2.90 nuevos soles. Los ingresos anuales han sido considerados valorizando la energía a costos de la subasta RER el valor de US \$ 64.00 y US \$ 74.00 por MWh., por lo cual lo presentaremos a continuación:

- Tarifa US \$ 64.00 /MWh X 78,910 MWh = US \$ 5'050,213.00
- Tarifa US \$ 74.00 /MWh X 78,910 MWh = US \$ 5'839,309.00

Los egresos anuales se han establecidos en función de un valor porcentual de los ingresos, los cuales son:

- US \$ 64.00 /MWh = US \$ 593,679.00
- US \$ 74.00 / MWh = US \$ 616,818.00

El flujo de ingresos y egresos, podemos tenerlo simplificado de la siguiente manera:

- ✓ Con US \$64.00/MWh
US \$ 5'050,213.00 - US \$ 593,679.00 = US \$ 4'456,534.00
- ✓ Con US \$74.00/MWh
US \$ 5'839,309.00 - US \$ 616,818.00 = US \$ 5'222,491.00

Para la evaluación económica, se realiza el cálculo de los indicadores económicos con una tasa de descuento del 12%, para cada caso evaluado, de acuerdo a lo establecido en el Artículo No. 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, cuyos indicadores podemos verlos en el siguiente cuadro (Tabla N° 08).

En este caso, se aprecia que la recuperación en años, se toma de referencia el valor dependerá también de factores técnicos, entre ellos el cumplir con periodos de revisión de los equipos según indicaciones de los fabricantes, seguir los procedimientos de operación y la planificación de operación según las condiciones externas que se presentan como las climáticas. Estas condiciones permiten lograr la máxima eficacia sobre las proyecciones de generación anuales y las metas de recuperación de inversión programadas.

Al realizar los cálculos de factibilidad y movimiento económico, deben de tomarse en cuenta los bonos que da el gobierno por efectos de reducción de contaminación, así como los posibles benéficos económicos que pueden venir de instituciones internacionales.

Tabla N° 08.- Cuadro de Resumen de Evaluación Económica

MWh	US \$. 64	US \$. 74	US \$. 64 con Bonos de Carbono	US \$. 74 con Bonos de Carbono
VAN US \$	4'865,288	11'010,109	6'472,553	12'617,370
TIR	14,09%	16.65%	14.83%	17.43%
B/C	1.16	1.35	1.21	1.4
RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN AÑOS	16	13	15	13

Fuente: Cálculos Teóricos Análisis de costos

De la misma manera, se debe tener en consideración que para estos cálculos las condiciones pueden variar tanto de forma favorable, así como desfavorablemente según las necesidades del mercado energético del país; siendo estas proyecciones indicadores muy atractivos debido a la creciente demanda de fuentes de energía con recursos renovables y menos contaminantes en el ámbito nacional y mundial. Otro nuevo tema que se toma en cuenta al realizar los cálculos, son las normativas existentes para resguardar la calidad de la energía eléctrica que se distribuye mediante la red eléctrica nacional, lo cual se ve reflejada en normativas vigentes actuales (NORMA TECNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS – Decreto Supremo N° 020-97-EM, actualizado el 13 de Setiembre del 2010). Estas normas elevan el standard del servicio eléctrico que debe de ser entregado a los usuarios finales (industria, comercio y zonas urbanas), por lo cual la inversión en los procesos de seguimiento y control del servicio para cumplir la normativa vigente. Incluso, las alternativas a futuro para comercializar excedentes de energía generada a países vecinos, se encuentra relacionado también al cumplimiento de estas normas. Por esta razón, en los costos de implementación se deben seleccionar equipos más complejos y que permitan control más complejo, así como prevenciones a futuro debido a crecimiento de procesamiento de información y/o variables.

CAPÍTULO V

DISCUSIÓN Y APLICACIÓN

5.1. Discusión

Al realizar este trabajo de investigación, se tenía el concepto que el proceso de generar energía eléctrica para el país era un proceso sencillo y sin muchas complicaciones, sin realizarse un análisis de realidades que existen en varias regiones del país, así como las normas vigentes y un análisis de costo – beneficio aceptables.

Como primera parte de la problemática, es que se requiere energía en toda región del país, para generar industrias productivas y mejorar el nivel de vida de la población en diferentes zonas. Pero, la realidad de la geografía del país en algunas áreas no es factible implementar proyectos de gran envergadura; ya sea por las características topográficas existentes como también la cantidad de recursos para generar la misma. En este caso, los recursos son hidráulicos (cauces de ríos), y dependiendo efectivamente de la fuerza de sus caudales correspondientes, se puede diseñar una central hidroeléctrica según los requerimientos necesarios. La elección y definición de capacidad eléctrica requerida en una región del país, definen la forma de diseñar la infraestructura para utilizar un recurso natural, así como lo relacionado a gastos de inversión y beneficios finales. En algunos casos, se puede determinar que en algunas ocasiones no es necesariamente una central hidroeléctrica la solución para determinadas poblaciones, ya que existen opciones de energías renovables (energía solar y energía eólica), como también el uso de un recurso no renovable (plantas terminas y/o plantas generadoras a base de gas).

Otro de los factores a discutir, resultado de este trabajo de investigación es ver que existe una tecnología de automatización cambiante y que evoluciona con cada avance tecnológico en el mercado, así como por los nuevos requerimientos y normas nacionales e internacionales. En este aspecto, se puede observar que la tecnología, avanza a pasos firmes pero también con

costos a veces muy fuertes. A pesar que el concepto de automatizar proceso de industriales y desfazar los procesos manuales de operación; llevándolo a niveles mínimos y/o los realmente necesarios estos últimos procedimientos, especialmente con un panorama a nivel mundial, donde existe una desaceleración económica, las proyecciones de ingresos anuales para toda nación se proyectan a reducirse y luchar con mantener un crecimiento casi estable sin llegar a cifras rojas, repercutirá en las proyecciones de cambios tecnológicos; en donde uno de los rubros más importantes serian la industria de energía; debido que esta es la fuente principal para el desarrollo en varios campos (industrias, finanzas, turismo, comunicaciones, etc.).

Es también importante que exista la opción de unir tecnologías con actualizaciones. Esto se debe que entre los años 2000 y 2013 se actualizaron varias centrales hidroeléctricas con nuevas tecnologías, nuevos programas y protocolos, utilizando algunos elementos de los equipos anteriormente instalados (algunos proyectos de hidroeléctricas construidas en los 70' a 90'). En este caso, ayuda para invertir menores recursos y alargar un poco más de tiempo la operación de unidades generadoras de energía para poder proyectar a futuro un buen reemplazo a mediano plazo.. Así como puede ser una buena ayuda para ciertas áreas que requieren mejorar la distribución y uso de energía eléctrica, no es solamente el principal motivo de esta alternativa.

El principal motivo de estas actualizaciones, es necesariamente cumplir nuevas normas de control y servicios de energía que rigen según normativa internacional y nacional, y que en el caso del Perú, estamos adoptándola en etapas (LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS - Decreto Supremo N° 020-97-EM, actualizado el 13 de setiembre del año 2010). Estas normativas actuales tienen como misión fundamental dar normas para el desarrollo de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica, siendo el objetivo final el asegurar un alto nivel de satisfacer la prestación de los servicios eléctricos a nivel nacional, las cuales son regidas por dispositivos

legales que garantizan principalmente al usuario un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiables y oportunos, basándose en disposiciones y reglamentos para tener estándares mínimos en la calidad del servicio.

Otro punto a discutir, es ver el nivel de tecnología existente para proyectos de automatización, no solamente que se reflejaran en proyectos de la industria generadora de energía, sino también en industrias como la petrolera, la industria del transporte, industria de alimentos, etc. La tecnología existente actualmente, es no solo cambiante, si no también tiene un costo dependiendo de las opciones y capacidad de control y supervisión. La gran ventaja es que ahora existen las tecnologías abiertas (arquitectura abierta), esto es que existen componentes compatibles entre fabricantes de prestigio como General Electric, ABB, Siemens, Telemecanique, etc.; con equipos de fabricantes de otros lugares (China, Taiwán, India). Esta característica de compatibilidad entre equipos de fabricantes distintos es actualmente bien valorada por las industrias, en lo referente a soluciones rápidas que no alteren los procesos de producción. Este punto es importante, especialmente si la cantidad de dinero para invertir en equipos de automatización es limitado. De la misma forma, definimos las necesidades actuales de mantener líneas de comunicación permanente entre los equipos a controlar y los supervisores de datos, en donde se presentan el estado actual de un proceso industrial, así como mostrarlo a varios niveles de la empresa que opere la industria (sea desde nivel de área de control y mantenimiento , como también hasta el nivel de gerencia de la empresa), lo cual nos lleva a debatir que tipo de información es requerida para cada nivel, para tomar las mejores decisiones tanto en operaciones de campo, como gerenciales según las tendencias del mercado energético.

Finalmente, se puede ver que depende de las características de operación, personal que supervisara y costos de operación existentes en el mercado, se diseña una central hidroeléctrica combinando tecnología y soluciones simples de arquitectura abierta. En este caso, surge la discusión que al evaluar puntos básicos de evaluación, se puede hacer una planificación de

distribución y diseñar un proyecto de central hidroeléctrica de pequeña escala, que con ciertos cambios se puede usar esta metodología para diseñar proyectos de mayor envergadura. Algunos de los puntos que se discuten como base de estos requerimientos, se pueden proponer como:

- a. ¿A cuánta población deseo beneficiar con un proyecto energético?
- b. ¿Qué industrias se benefician con este proyecto energético?
- c. ¿Qué tecnología es definitivamente necesaria para las características del proyecto a desarrollarse?, ¿Una tecnología simple y/o avanzada; con una capacidad de crecer y evolucionar según las necesidades hacia el futuro?
- d. Este proyecto, según la zona y las características geográficas, ¿es factible y qué modo va a operar?, ¿Tiene la alternativa de ser sistema interconectado, oh un sistema aislado?
- e. En caso de una central hidroeléctrica, ¿Qué tipo de caudal se tiene para realizar la planificación del proyecto?

Estos son los puntos principales que se deben de cuestionar al momento de estructurar la idea del proyecto, con lo cual se iniciaría el diseño de cualquier central hidroeléctrica. Estos criterios básicos, determinaran el tipo de central y la capacidad de energía a generar recomendada, así como la tecnología que se podría utilizar en su operación. Así mismo, se puede determinar que este criterio para cuestionar y definir el diseño de una central hidroeléctrica pequeña también puede ser utilizado para planificar industriales en diferentes áreas industriales.

5.2. Aplicación

La aplicación de este estudio es variado, ya que principalmente es un procedimiento de cómo debe llevarse la planificación y diseño de un proyecto de generación eléctrica de tamaño pequeño (según los estándares actuales) según los requerimientos y condiciones existentes. Pero, la metodología de estructurar un proyecto así como la forma de ensamblar elementos tecnológicos para estructurar un sistema de control que pueda

supervisar y administrar un área de producción, es factible para evaluar otros proyectos energéticos basados en centrales hidroeléctricas de otras jerarquías (mini centrales y medianas centrales).

También, nos da una idea de cómo las industrias actuales debemos aplicar la tecnología de automatización y control no solo para controlar los procesos, si no también recabar información necesaria para hacer mediciones de la producción, incluyendo los beneficios que se pueden obtener utilizando esta información y otros programas de análisis. Por ejemplo, al obtener la generación de energía por hora, se puede usar esta información con una ecuación determinada, para lograr calcular la energía eléctrica entregada en barra y convertirla al valor cotizado para medir los ingresos que se obtienen por la venta de la energía generada. Esta información es más importante para el nivel de gerencia que ve resultados comerciales, que al área de control y mantenimiento; que utilizarían la información inicial para evaluar la operación de los equipos y ver si existen fallas y/o no genera toda la energía necesaria en ese momento.

El uso de la aplicación de los sistemas de control basado en PLC y programas de control específicos, son las herramientas del futuro para mejorar los procesos de producción industrial a todo nivel, debido a que son métodos comprobados que reducen las posibilidades de fallas y un mejor proceso de control de procesos, lo cual se refleja en una mayor nivel de producción, reducción de fallas y dar el mejor servicio dependiendo de la industria en la cual se desenvuelve la industria en cuestión.

En algunos casos, podemos observar que utilizando tecnología local y básica, implementada en los principios básicos de programación y control permite implementar circuitos simples y sencillos para automatizaciones a niveles de micro y pequeñas instalaciones de generación de energía. En el caso de medianas y grandes industrias, dependiendo del nivel de control requerido, se deben implementar programas y diseños más complejos y costosos.

CONCLUSIONES

- Primera:** El diseño de una Central Hidroeléctrica, dependiendo de la información geográfica e hidráulica que se conozca de su fuente de recurso natural a utilizar, se tendrá la idea de su ubicación y diseño estructural. Así mismo el equipamiento para el sistema de automatización de planta será planificado siguiendo los requerimientos de operación solicitados por los administradores y/o dueños del proyecto. El contratista y/o encargado del diseño determinará la opción de los equipos a usar, y su distribución en la estructura de la planta proyectada.
- Segunda:** Los sistemas de SCADA son adaptables y pueden ser utilizados en toda clase de proceso industrial actual: manufactura, gestión de servicios, generación de energía, logística, etc. Siendo los sistemas SCADA la solución en donde la precisión y los volúmenes de variables a controlar son el factor que define su óptima operación en los procesos de operación y/o servicio que brinden. Además, los equipos que se elijan en la parte electrónica, deben de tener la característica de compatibilidad y arquitectura abierta para facilitar los procesos de mantenimiento y acceso a repuestos alternativos, la capacidad y/o tendencia de ampliación y crecimiento para futuras aplicaciones. Así, en los procesos de control y automatización de Centrales de Generación Eléctrica, la automatización es una gran ventaja para operaciones de equipos tanto de manera local y/o remota dependiendo de las dimensiones, especificaciones de diseño y necesidades de los operadores.
- Tercera:** La implementación de los sistemas SCADA en la industria, Los avances que existen en los procesos de miniaturización de componentes y procesamiento de información, han logrado que

los componentes y módulos que pueden constituir un sistema SCADA proporcione mayor velocidad de toma de decisiones y respuesta, así como una visualización de diferentes grados de información, desde el nivel de campo y operación, hasta el nivel de gestión y/o gerencia.

- Cuarta:** La capacidad de operación y variables que deben de manejar en cada proyecto de automatización SCADA, así como la ubicación y ambiente de operación, definirá el tipo de componentes que se utilizaran en la implementación (PLC, dispositivos de seguridad, sensores, módulos conversores, relés, etc.).
- Quinta :** En algunos casos, pueden surgir soluciones innovadoras que incluirían servicios extra en los procesos de automatización y control, lo cual puede dar algún valor extra a los requerimientos originales.
- Sexta:** Otro factor en el cual se define el nivel de automatización, y la calidad de los componentes, son las limitaciones económicas de inversión. En estos casos, el diseño de un proyecto de generación de energía debe de ser realista tanto en su función, como en sus posibilidades al futuro en crecimiento y requerimientos.
- Séptima:** Al implementar un sistema SCADA, se elabora un programa de mantenimiento de acuerdo a sus necesidades, así como las herramientas de mantenimiento, repuestos, etc. Esto nos ayudara a responder a cualquier falla sorpresiva en el proceso de operación de la central.

RECOMENDACIONES

- Primera:** Realizar estudios sobre la factibilidad de implementar sistemas de automatización en proyectos rurales, tanto en lo referido a fuentes energéticas de recursos hidrológicos, como en nuevos campos como tecnología solar y tecnología eólica.
- Segunda:** La implementación de PLC puede llevarse a cabo en otras tendencias de mercado, especialmente con sistemas de nivel nano y micro PLC, con lo cual se desarrollarían proyectos más simples, menos complejos y de acceso a mercados con menos recursos.
- Tercera:** Estudiar la mejor manera de realizar y unificar la tecnología actual de automatización, con la tecnología anterior, con la finalidad de llevar la transición de tecnologías y mantener las posibilidades de la actualización.
- Cuarta:** En la implementación de un sistema de SCADA, se debe de realizar conociendo sus capacidades y características de operación, un buen plan de mantenimiento y contingencia de emergencia, con su respectivo juego de formatos de procedimientos y registros de fallas. Por lo mismo, se debe de asegurar y estructurar una línea logística confiable y práctica para el proceso de operación de la Central.
- Quinta:** Deben mantenerse actualizaciones frecuentes sobre los avances de tecnología existente en el mercado, así como las normas que regulan actividades, especialmente las referentes a servicios que se brindan a la población (electricidad, agua potable, salud, etc.), ya que actualizaciones y/o cambios en tecnologías y normativa vigente, propician cambios en la tecnología para el futuro.
- Sexta:** Las actuales tendencias en esta década para el país, lleva a buscar el desarrollo de métodos para implementar los procesos de control y automatización en los futuros proyectos

energéticos que contribuirán al desarrollo de la población, especialmente a las más necesitada y alejada de las grandes ciudades del país.



FUENTES DE INFORMACIÓN

- Piedra, M. (2005). *Gerencia Estratégica de Mantenimiento de la Empresa Plásticos del Litoral – PLASTLIT*. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral. Tesis para obtener el grado de Ingeniero de Electricidad.
- Navarro, D.(2001). *Control Logico Programable – Tutorial*. Nucleo de Anzoátequi, Venezuela.Universidad de Oriente; Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicada – Departamento de Electricidad.
- Luna, C (2006). *Transferencia y Sincronización Automática de Generadores de Emergencia en Instalaciones Industriales*. Universidad de San Carlos de Guatemala; Facultad de Ingeniería - Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
- Giraldo, L. (2013). *Pequeñas Centrales Hidroeléctricas*
- Contreras, C. y Andrade, D. (2012). *Tipos Aplicaciones y Conexiones de Transformadores Trifásicos*. Trabajo Monográfico N° 78. <http://www.monografias.com>
- Kuo, Benjamín C. (1996). *Sistemas de Control Automático. 7ma edición*. México: Prentice Hall Hispanoamérica.
- Sintes, Francisco F. (1982). *Física General Aplicada*. España. Editorial Ramón Sopena S.A.
- Ministerio de Energía y Minas de Colombia (1997). *Guía de Diseño para Pequeñas centrales Hidroeléctricas*. Santa Fe de Colombia.

http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias_alternativas/potencialidades/GUIA%20DE%20DISENO%20PARA%20PEQUENAS%20CENTRALES.pdf

Universidad de Cordova (2010). Curso de Interfase Hombre Maquina, profesores Carlos de Castro Lozano y Cristóbal Romero Morales. España.

Tecsup (2001-2010). *Curso de Automatización y Sistemas SCADA*. Tecsup – Lima

Tecsup (2014). *Curso de Calidad de la Energía*. Tecsup – Lima.

COES-SINAG, *Comité de Generación Económica en Sistema Interconectado Nacional*. Normas Técnicas (2013-2014).

Compañía Siemens (www.siemens.com)

Normas ISO , IEEE y ANSI. (www.ieee.org , www.ansi.org)

WECON Technology Co., Ltd- China (<http://www.we-con.com.cn>)

Schneider Electric – Telemecanique (www.schneider-electric.com)

Datos estadísticos de Población (2012) – INEI



ANEXO N° 01

METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE ENERGÍA PARA PROYECTOS

Para realizar una planificación y diseño de una Pequeña, mini y micro central Hidroeléctrica, se deben de realizar el cálculo de la energía que es requerida, así como una proyección a futuro. Como un ejemplo de cómo realizar los cálculos, tomaremos como referencia uno de los pueblos de la zona, la Florida, según el último censo del 2012, la población es de 3400 personas. Sobre esta base, tenemos los siguientes cálculos:

- a. Consumo de Población (CP)

$$CP = 35 \text{ vatios} \times 3400 \text{ habitantes} = 119000 \text{ vatios}$$

- b. Consumo de Población Real (CPR)

$$CPR = CP + \text{Margen de Seguridad (Ms)}$$

$$CPR = 119000 \text{ vatios} + 15\% CP$$

$$= 119000 \text{ Vatios} + 17850 \text{ vatios}$$

$$= 136850 \text{ Vatios} = 136.85 \text{ Kvatios}$$

- c. Consumo del Área Comercial , es el 30% del consumo

Población real (CPR)

$$C.\text{Comercial} = 30\% CPR$$

$$= 136.85 \text{ Kvatios} \times 0.30$$

$$= 41.055 \text{ Kvatios}$$

Consumo de Servicios, es 1/6 del consumo de la potencia de consumo doméstico y/o población

- d. Consumo de Servicios = 1/6 de CPR

$$= 22808.33 \text{ vatios} = 22.81 \text{ Kvatios}$$

- e. Consumo Total de Población

$$C.T.P = CPR + C. Comercial + C. Servicios$$

$$= 136.85 \text{ Kvatios} + 41.055 \text{ Kvatios} + 22.81 \text{ Kvatios}$$

$$= 200.715 \text{ Kvatios}$$

$$= \text{redondeamos el valor en } 202 \text{ Kvatios}$$

- f. Proyección de Crecimiento y Consumo (Proyección a Futuro)

Es el C.T.P + 30 % extra como previsión a futuro del

Crecimiento de la población.

$$C.R.P = C.T.P + 30\% C.T.P$$

$$= 202 \text{ Kvatios} + 0.3 \times 202 \text{ Kvatios}$$

$$= 202 \text{ Kvatios} + 60.6 \text{ Kvatios} = 262.6 \text{ Kvatios}$$

Con estos datos, podemos iniciar una propuesta teórica para iniciar el diseño de la Pequeña Central Hidroeléctrica. Una central que puede alimentar no solo a un área poblada como La Florida, también que pueda dar a otros centros poblados en un radio de 60 kilómetros a la redonda, con comunidades que tienen pequeñas áreas de cultivo y ganado, también pueda utilizarse en el sistema interconectado nacional de distribución de energía. Para este caso, incluimos los siguientes datos:

- ❖ Un área poblada a 10 kilómetros, con un grupo de 50 familias dedicadas a la siembra y cosecha de café y otros productos (área poblada A).
- ❖ Áreas pobladas dedicadas a la siembra y cosecha para consumo propio y comercialización a pequeña escala, con un promedio de 30 familias, con una distancia de 5 kilómetros. supondremos un número de 3 pequeños pueblos y/o llamados caseríos (áreas pobladas B).
- ❖ Un grupo de granjas y/o chacras, que se encargan de cultivos como el café, caña de azúcar, granadillas, plátanos. Estos grupos de cultivo tienen proyección de crecimiento a futuro, con determinados grados de industrialización básica (desarrollo de pequeñas empresas y/o PYMES) y tecnificación. Por esto, se debe de proyectar a futuro los servicios energéticos que se puedan tener como requerimiento.
- ❖ En estos poblados, se debe de tomar en cuenta lo mínimo de servicios básicos (posta médica, teléfono comunitario, comercios pequeños, servicios de policía y/o emergencias, etc.).

Con estos cálculos, debemos realizar la proyección y/o cálculos de cargas:

Para la zona poblada a 10 kilómetros, promedio de 50 familias, consideramos 5 integrantes por familia, y sus consumos promedio.

a. Consumo de Población (CP)

$$CP = 35 \text{ vatios} \times 50 \times 5 \text{ habitantes} = 8750 \text{ vatios}$$

b. Consumo de Población Real (CPR)

$$CPR = CP + \text{Margen de Seguridad (Ms)}$$

$$CPR = 8750 \text{ vatios} + 15\% CP$$

$$= 8750 \text{ Vatios} + 1312.50 \text{ vatios}$$

$$= 10062.5 \text{ Vatios} = 10.0625 \text{ Kvatios}$$

Redondeamos esta cifra a 10.10 Kvatios

c. Consumo del Área Comercial , es el 30% del consumo

Población real (CPR)

$$C.\text{Comercial} = 30\% CPR$$

$$= 10.1 \text{Kvatios} \times 0.30$$

$$= 3.03 \text{ Kvatios}$$

Redondeamos la cifra a 3.1 Kvatios

d. Consumo de Servicios , es 1/6 del consumo de la potencia de consumo doméstico y/o población

$$\text{Consumo de Servicios} = 1/6 \text{ de CPR}$$

$$= 1683.333 \text{ vatios} = 1.683 \text{Kvatios}$$

Redondeamos a una cantidad de 1.70 kvatios

e. Consumo Total de Población

$$C.T.P = CPR + C. Comercial + C. Servicios$$

$$= 10.10 \text{ Kvatios} + 3.1 \text{ Kvatios} + 1.70 \text{ Kvatios}$$

$$= 14.9 \text{ Kvatios}$$

= redondeamos el valor en 15 Kvatios

f. Proyección de Crecimiento y Consumo (Proyección a Futuro)

Es el C.T.P + 30 % extra como previsión a futuro del Crecimiento de la población.

$$C.R.P = C.T.P + 30\% C.T.P$$

$$= 15 \text{ Kvatios} + 0.3 \times 15 \text{ Kvatios}$$

$$= 15 \text{ Kvatios} + 4.5 \text{ Kvatios} = 19.5 \text{ Kvatios}$$

Para las áreas de caseríos poblados, promedio de 30 familias, consideramos 5 integrantes por familia, y sus consumos promedio.

- a. Consumo de Población (CP)
 $CP = 35 \text{ vatios} \times 30 \times 5 \text{ habitantes} = 5250 \text{ vatios}$
- b. Consumo de Población Real (CPR)
 $CPR = CP + \text{Margen de Seguridad (Ms)}$
 $CPR = 5250 \text{ vatios} + 15\% CP$
 $= 5250 \text{ Vatios} + 787.50 \text{ vatios}$
 $= 6037.5 \text{ Vatios} = 6.037 \text{ Kvatios}$
 Redondeamos esta cifra a 6.1 Kvatios
- c. Consumo del Área Comercial , es el 30% del consumo población real (CPR)
 $C. \text{Comercial} = 30\% CPR$
 $= 6.1 \text{Kvatios} \times 0.30$
 $= 1.83 \text{ Kvatios}$
- d. Consumo de Servicios , es 1/6 del consumo de la potencia de consumo doméstico y/o población
 $\text{Consumo de Servicios} = 1/6 \text{ de CPR}$
 $= 1016.667 \text{ vatios} = 1.017 \text{Kvatios}$
 Redondeamos a una cantidad de 1.1 kvatios
- e. Consumo Total de Población
 $C.T.P = CPR + C. \text{Comercial} + C. \text{Servicios}$
 $= 6.1 \text{ Kvatios} + 1.83 \text{ Kvatios} + 1.1 \text{ Kvatios}$
 $= 9.03 \text{ Kvatios}$
- f. Proyección de Crecimiento y Consumo (Proyección a Futuro)
 Es el C.T.P + 30 % extra como previsión a futuro del crecimiento de la población.
 $C.R.P = C.T.P + 30\% C.T.P$
 $= 9.03 \text{ Kvatios} + 0.3 \times 9.03 \text{ Kvatios}$
 $= 9.03 \text{ Kvatios} + 2.709 \text{ Kvatios} = 11.739 \text{ Kvatios}$
 Redondeamos la cifra en =11.8 Kvatios.

De estos cálculos, podemos tener que la carga total de la población que se requerirá para brindar este servicio, en vatios es la cifra de:

Proyección de consumo (PC)

Consumo principal de poblado + Consumo de comunidades (áreas pobladas A y B)

Proyección de consumo:

$$262.6 \text{ Kvatios} + 19.5 \text{ Kvatios} + 11.8 \text{ Kvatios} \times 3$$

$$= 317.5 \text{ kvatios}$$

La cifra lo redondearemos a 320 Kvatios para consumo proyectado.

En el caso de consumos de energía referente a áreas industriales. Comúnmente se toma como un extra de 30 a 35 % de la carga proyectada de consumo de población. Teniendo este criterio, podemos considerar un 30% de energía para pequeños proyectos industriales actuales y/o al futuro. Con esta proyección, tenemos que consumo industrial proyectado es:

$$\begin{aligned}\text{Consumo Industrial Proyectado (CIP)} &= 30\% \text{ PC} \\ &= 0.3 \times 320 \text{ Kvatios} \\ \text{Consumo Industrial Proyectado (CIP)} &= 64 \text{ Kvatios.}\end{aligned}$$

Los cálculos aquí mostrados son las pruebas de ejemplo, por lo cual se puede realizar la proyección de potencia que se puede generar la Pequeña Central Hidroeléctrica.

Ejemplo de Calculo: Tomamos calcular las cargas de una población de 2500 habitantes.

Puntos básicos

- ❖ Consumo de potencia por persona : 35 vatios
- ❖ Población de zona del interior (un pueblo) : 2500 habitantes
- ❖ Margen de seguridad, 15% del consumo de población como reserva
- ❖ Margen de proyección , 30%
- ❖ Un 30% del consumo de población, es equivalente a lo proyectado para consumo en el campo comercial, y el área de servicios de iluminación y servicios públicos, se considera equivalente a 1/6 de potencia de uso doméstico.

Con estos datos, tenemos a continuación lo siguiente:

- a. Consumo de Población (CP)
 $CP = 35 \text{ vatios} \times 2500 \text{ habitantes} = 87500 \text{ vatios}$
- b. Consumo de Población Real (CPR)
 $CPR = CP + \text{Margen de Seguridad (Ms)}$
 $CPR = 87500 \text{ vatios} + 15\% CP$
 $= 87500 \text{ Vatios} + 13125 \text{ vatios}$
 $= 100625 \text{ Vatios} = 100.625 \text{ Kvatios}$
- c. Consumo del Área Comercial , es el 30% del consumo Población real (CPR)
 $C.Comercial = 30\% CPR$
 $= 100.625 \text{ Kvatios} \times 0.30$
 $= 30.1875 \text{ Kvatios}$
- d. Consumo de Servicios , es 1/6 del consumo de la potencia de consumo doméstico y/o población
 $\text{Consumo de Servicios} = 1/6 \text{ de CPR}$
 $= 16771 \text{ vatios} = 16.77 \text{ Kvatios}$
- e. Consumo Total de Población
 $C.T.P = CPR + C. Comercial + C. Servicios$
 $= 100.625 \text{ Kvatios} + 30.1875 \text{ Kvatios} + 16.77 \text{ Kvatios}$
 $= 147582.5 \text{ vatios} = 147.583 \text{ Kvatios}$
 $= \text{redondeamos el valor en } 148 \text{ Kvatios}$
- f. Proyección de Crecimiento y Consumo (Proyección a Futuro)
 Es el C.T.P + 30 % extra como previsión a futuro del crecimiento de la población.
 $C.R.P = C.T.P + 30\% C.T.P = 148 \text{Kvatios} + 0.3 \times 148 \text{Kvatios}$
 $= 148 \text{ Kvatios} + 44.4 \text{ Kvatios} = 192.4 \text{ Kvatios}$

En este ejemplo, podemos ver los pasos para realizar los cálculos para determinar la carga una población promedio, los cuales son requeridos en la planificación y diseño de un proyecto de implementación de una central Hidroeléctrica, tanto de una gran Central Hidroeléctrica, como de una pequeña y/o una mini Central Hidroeléctrica.

ANEXO Nº 02

MAPA GEOGRÁFICO Y TOPOGRAFÍA DEL DISEÑO

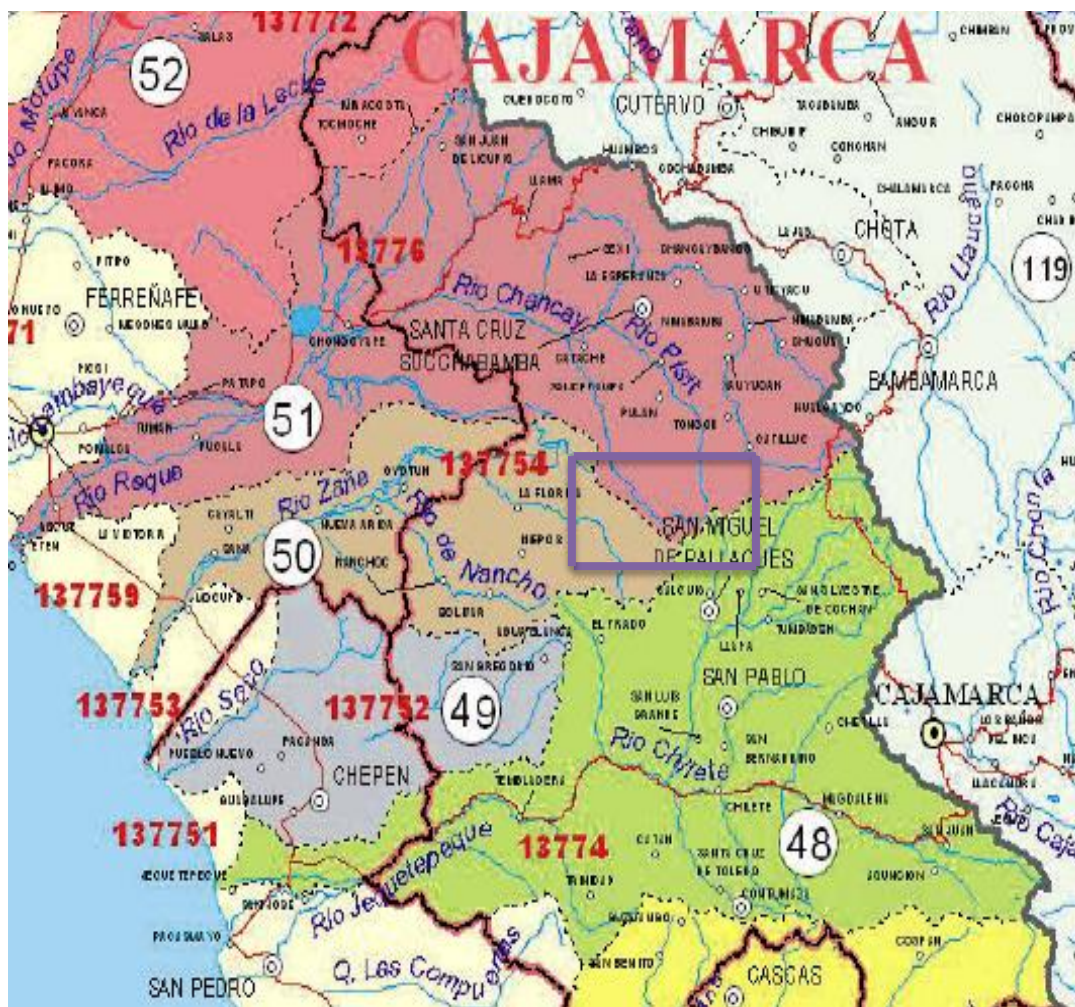


Figura: Mapa de Ubicación Geográfica de Planificación del Proyecto

En este plano, el área definido por la cuadrícula color Violeta en la cual se realiza la propuesta de implementación de la Central Hidroeléctrica. El área de la cuenca a estudiar se encuentra entre los rangos de 265 Km² a 275 Km², y un perímetro de cuenca aproximadamente de unos 76 Km. (anexo 02 - A). En el plano del anexo 02 – B, se observa el mapa de la Geología de la cuenca del Río Zaña. Para una mayor información, podemos usar como referencia el Estudio de Evaluación de los Recursos Hídricos de la Cuenca

del Rio Zaña, realizado por la Dirección de Conservación y Planeamiento de Recursos Hídricos Área de Aguas Superficiales el año 2010. La información puede ser revisada en la siguiente dirección de internet:

<http://www.ana.gov.pe/media/390356/evaluacion%20rh%20superficiales%20rio%20za%C3%B1a.pdf> .

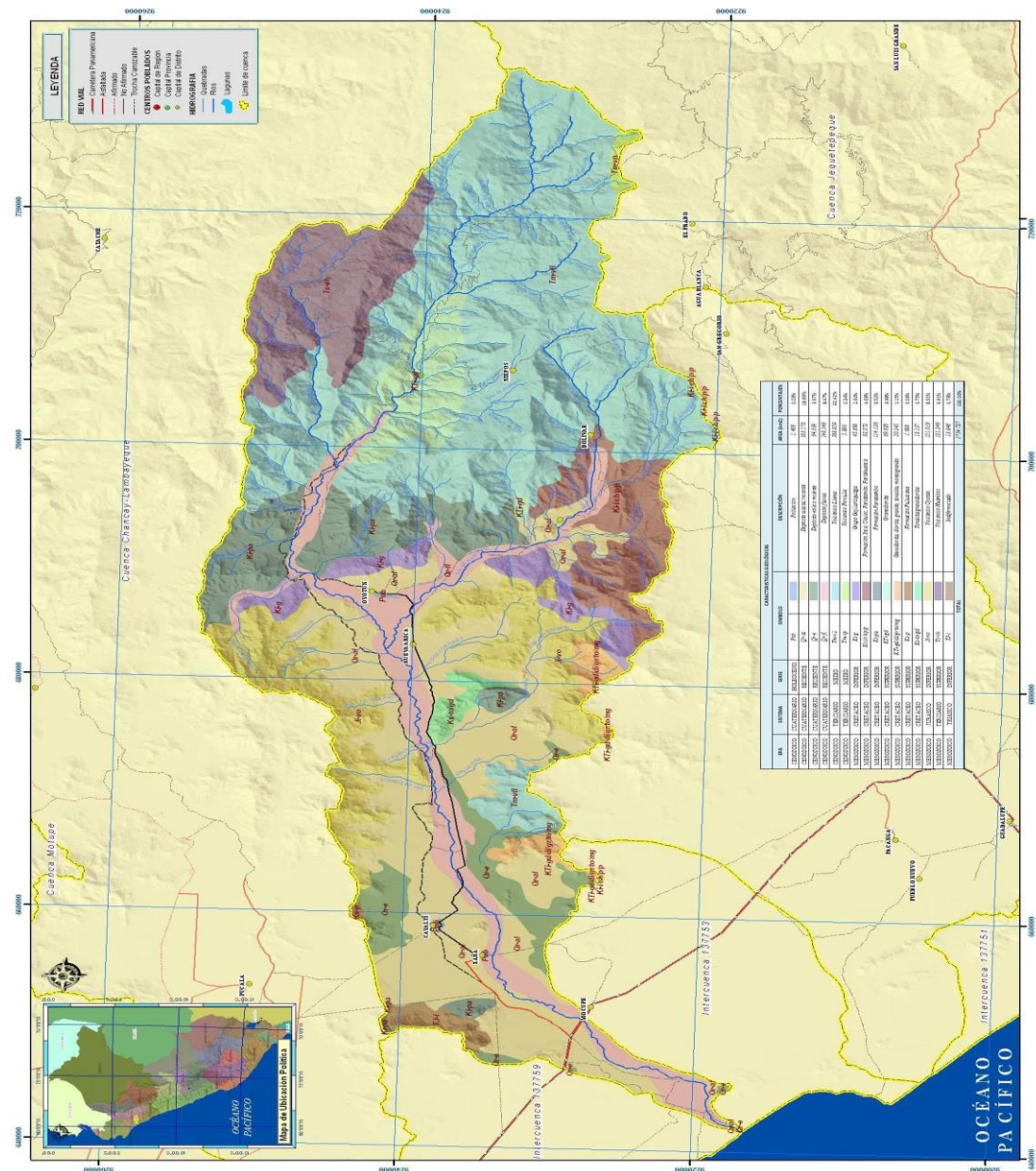
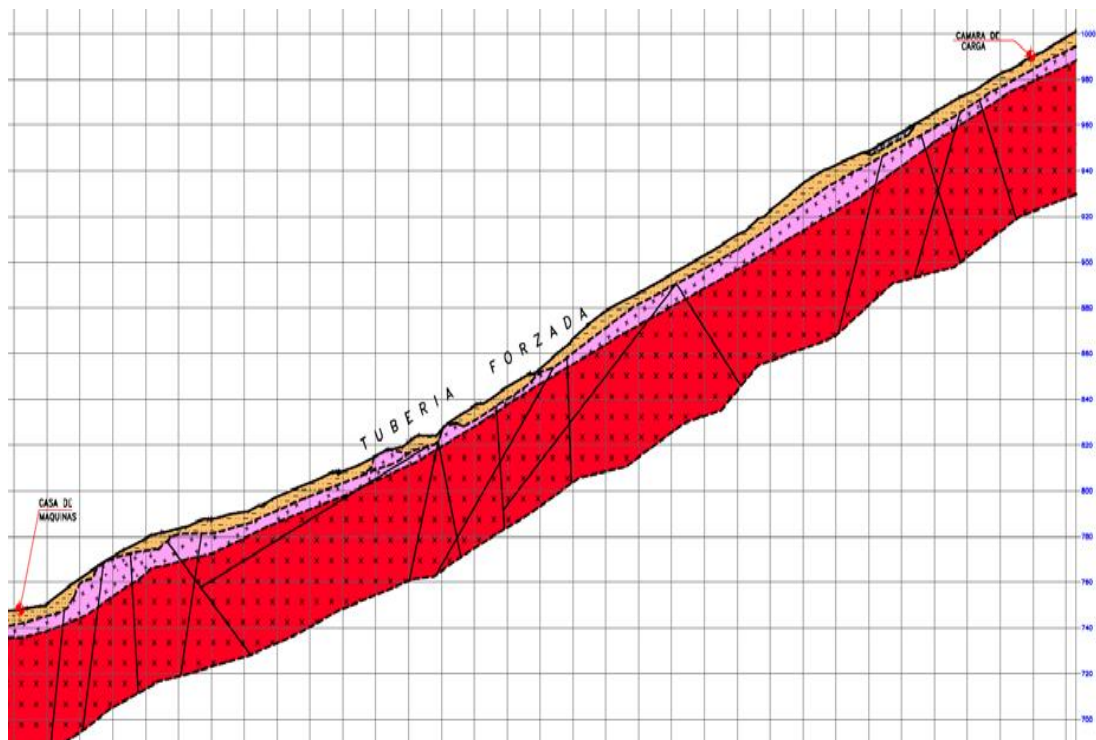


Figura - Anexo No 02 – B.- Geología de la Cuenca del Rio Zaña
Ejemplo de Diseño de Perfil geológico del Túnel de conducción que
registra la estratigrafía superficial y a profundidad

(Instalación de Tubería Forzada)



SISTEMA	ESTRATIGRAFIA	REFRACCION SISMICA (VS)	INDICES GEOMECANICOS									
			Resistencia Comp. Uniaxial (Mpa)	ROD (%)	Espacia miento (m)	Agua Subteranea	DISCONTINUIDADES					
							Persistencia (m)	Apertura (mm)	Rugosidad Relleno	Alteración		
CUATERNARIO RECIENTE (Qr-re)	COB. COLUVIAL	<880										
	SUELO RESIDUAL CON TRANSICIONES ORGANICAS	880<VS<1200										
CRETACEO SUPERIOR (KTI-gd)	ROCA GRANODIORITICA, MUY METEORIZADA, MUY FRACTURADA.	1200 < VS < 2000 ROCA FRACTURADA	100-150	50-100	50-75%	15-40%	0.3-1	HUMEDO	3-10	>5 mm	RUGOSA	ALTERADA A MUY ALTERADA
	ROCA GRANODIORITICA, POCO FRACTURADA Y POCO METEORIZADO.	>2000 ROCA COMPACTA, MUY DENSO	100-150	50-100	50-75%	15-40%	1-3	SECO	1-3	1-5	RUGOSA	MODERADAMENTE ALTERADA

Figura – anexo No.2C.- Diagrama de tubería forzada

Criterios para realizar diseños de tuberías

1. Estudios de refracción sísmica en el suelo
2. Tramo que se recorrerá, y desde que altura descenderá el agua (m.s.n.m) y la altura en la cual el agua será devuelto a su caudal correspondiente.
3. Determinar si existen bifurcaciones en parte del diseño de la tubería Forzada, el cual serie en caso de utilizar 2 turbinas para generar energía; en la cual se usaran ramales iguales.
4. La determinación del diámetro óptimo de la tubería forzada es el resultado del análisis técnico - económico que contempla los costos de la tubería versus los costos de pérdida de energía. Los criterios para este análisis, son los siguientes :
 - a. Caudal del Diseño , al planificar la central hidroeléctrica
 - b. Rangos de Diámetros al Analizar
 - c. Peso de la Tubería
 - d. Costo de fabricación y montaje de la Tubería Forzada
 - e. Pérdidas de Energía y su Costo Real de estas Pérdidas.
 - f. Parámetros económicos, como vida económica útil de la Tubería en un rango de tiempo (años), así como una tasa de descuento anual que será recomendada en el análisis.

El diseño de la tubería forzada a elegirse, puede proponerse en el siguiente grafico simple, señalando las correspondientes cotas básicas y la forma como estaría conectado a la casa de máquinas de la central proyectada

Distribucion Geologica de Diseño de Tubería

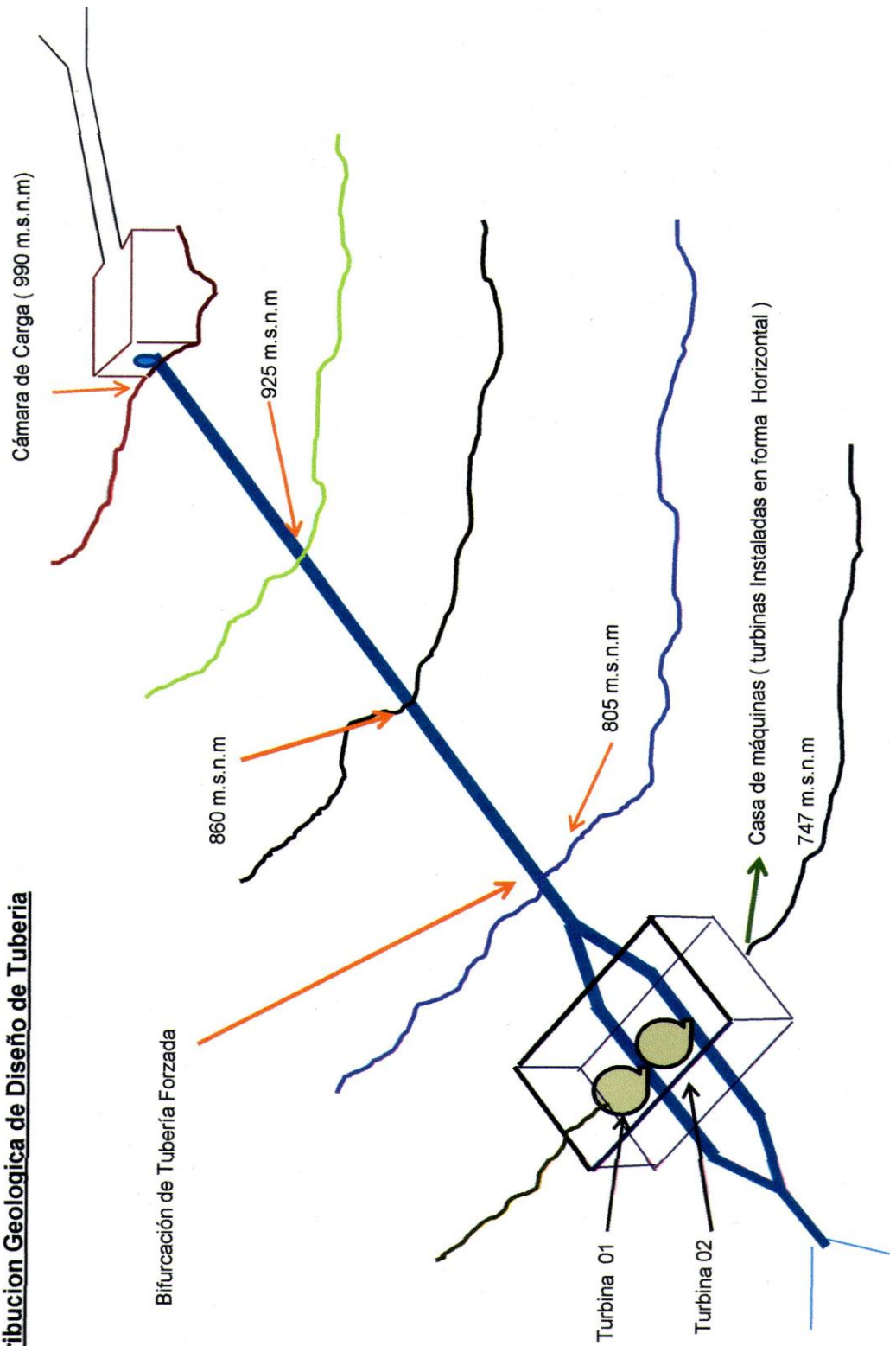


Figura – anexo No. 2D.- Diseño de Tubería – Diseño Geológico Básico

Anexo N° 03

Perú : Población estimada al 30 junio 2012

Tasa de Crecimiento de las Ciudades Capitales por Departamentos
2012 – INEI

Departamento	Ciudad	Población 2012	Tasa de Crecimiento
Lima	Lima Metropolitana 2	9437493	1,57
Arequipa	Arequipa	844407	1,00
La Libertad	Trujillo	765495	1,51
Lambayeque	Chiclayo	583159	1,02
Loreto	Iquitos	422055	1,32
Piura	Piura	417892	1,51
Cuzco	Cusco	405842	1,80
Ancash	Chimbote 1	361291	0,93
Junín	Huancayo	353535	1,07
Tacna	Tacna	279750	1,65
Puno	Juliaca 1	254175	2,55
Ica	Ica	236772	1,13
Ucayali	Pucallpa	211591	0,02
Cajamarca	Cajamarca	204543	3,52
Piura	Sullana 1	196102	0,92
Ayacucho	Ayacucho	170750	1,99
Ica	Chincha Alfa 1	169237	1,62
Huánuco	Huánuco	168548	1,34
San Martín	Tarapoto 1/	134804	2,36
Puno	Puno	134573	1,54
Áncash	Huaraz	117774	2,61
Tumbes	Tumbes	107476	1,39
Ica	Pisco 1	103638	0,40
Piura	Talara 1	90731	0,04
Madre de Dios	Puerto Maldonado	67953	3,34
Pasco	Cerro de Pasco	67174	-0,39
Moquegua	Ilo/1	64604	1,46
Moquegua	Moquegua	57906	1,54
Apurímac	Abancay	57787	0,63
San Martín	Moyobamba	51323	3,31
Huancavelica	Huancavelica	45649	1,64
Amazonas	Chachapoyas	27986	2,31

ANEXO N° 04

Información hidrométrica disponible correspondiente a la estación de Batan

Información de SENAMHI, Proyectos especiales Jequetepeque -Zaña (PEJEZA) y de la portada de la Autoridad Nacional del Agua (ANA)

Estacion	Departamento	Provincia	Distrito	Longitud Oeste	Latitud Sur	Altitud (m.s.n.m)
Batan	Lambayeque	Chiclayo	Oyotun	79°17'17"	06°48'16"	240

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Aug	Set	Oct	Nov	Dic	Promedio
1927	5,53	9,71	21,58	14,89	9,26	7,52	4,55	3,43	3,51	6,65	7,14	4,11	8,16
1928	3,47	4,17	17,66	20,41	17,81	8,26	4,97	3,14	2,74	4,07	3,97	5,64	8,03
1929	13,59	15,38	18,07	20,95	7,50	7,33	4,82	3,88	2,89	4,82	3,94	5,82	9,08
1930	3,96	17,53	15,68	24,77	16,69	7,95	4,52	2,95	2,78	3,74	3,95	3,44	9,00
1931	5,90	3,87	12,18	26,38	7,53	5,46	2,96	1,84	1,71	2,73	2,27	4,14	6,41
1932	7,35	12,65	12,12	21,07	15,75	6,99	4,88	3,94	3,74	3,75	4,08	5,47	8,48
1933	7,33	12,2	16,69	24,58	11,68	7,11	4,75	3,34	3,85	4,61	3,05	2,84	8,5
1934	5,88	7,27	16,95	13,84	10,74	7,01	4,54	3,06	2,45	3,43	2,67	2,11	6,66
1935	2,81	2,67	11,06	11,87	7,50	4,37	3,2	2,33	1,82	3,51	7,12	7,89	5,51
1936	11,71	8,10	8,14	14,33	14,37	7,03	4,10	2,86	2,93	4,91	4,96	2,59	7,17
1937	3,50	3,66	7,47	9,55	5,14	4,12	2,77	1,69	2,86	5,58	3,78	4,92	4,59
1938	3,60	10,89	22,35	24,1	13,01	8,12	4,89	3,43	3,73	2,78	2,21	2,19	8,44
1939	5,84	5,75	8,38	19,63	16,18	10,75	8,10	4,73	6,14	5,33	2,99	5,96	8,32
1940	6,68	9,76	11,68	16,98	11,78	9,79	4,84	3,14	3,84	7,41	4,00	3,44	7,78

Información hidrométrica disponible corresponde a la estación de Batán
 Información de SENAMHI, Proyecto Especial Jequetepeque – Zaña (PEJEZA) y de la portada de la Autoridad Nacional del Agua (ANA).

Año	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	aug	set	oct	nov	dic	Promedio
1941	4.94	7.57	9.49	11.27	11.89	5.17	3.55	2.97	2.87	2.56	2.6	3.66	5.71
1942	4.05	6.45	4.78	4.9	7.54	3.96	2.91	2.61	2.39	2.63	2.62	2.61	3.95
1943	2.81	13.86	11.71	9.42	7.26	5.35	3.68	3.10	2.56	3.6	2.8	3.07	5.77
1944	3.70	10.01	9.37	6.94	6.42	4.91	3.54	2.88	2.71	2.94	2.23	3.05	4.89
1945	4.82	7.56	7.43	8.45	5.30	3.06	2.67	2.53	2.38	2.21	2.59	2.88	4.32
1946	4.48	9.15	6.77	8.18	8.41	4.05	2.89	2.57	2.35	3.27	3.98	3.13	4.94
1947	3.33	4.55	4.08	8.36	8.15	5.95	4.26	4.05	5.5	4.71	5.60	4.72	5.27
1948	7.04	5.22	5.86	6.36	6.49	4.35	3.07	2.44	2.43	4.23	5.15	3.60	4.69
1949	2.76	4.88	12.15	11.52	7.49	4.63	4.11	3.08	2.74	2.83	3.91	2.58	5.22
1950	2.51	5.27	5.41	5.80	4.28	3.33	2.89	2.35	2.27	2.98	3.18	3.53	3.65
1951	3.81	3.56	4.89	5.97	5.75	3.56	2.73	2.12	2.09	2.67	3.67	4.06	3.74
1952	7.65	5.43	7.53	11.15	6.42	4.05	3.13	2.43	2.15	2.44	2.24	2.97	4.80
1953	7.94	17.89	20.77	24.13	9.73	5.25	3.38	2.58	2.88	3.1	3.41	3.68	8.73
1954	3.76	4.49	8.32	5.47	5.24	3.73	2.87	2.36	2.16	3.21	5.06	2.97	4.14
1955	6.28	6.93	8.73	7.41	6.44	5.12	3.71	2.62	3.74	3.23	3.44	2.78	5.04
1956	4.10	9.54	10.38	10.95	6.63	4.97	3.35	2.62	2.84	5.09	2.84	2.35	5.47
1957	3.00	5.48	10.3	13.51	7.23	5.3	3.43	2.67	2.83	2.67	3.9	3.23	5.30
1958	6.24	5.35	11.98	7.07	6.39	4.77	2.91	2.63	2.41	2.85	2.37	2.24	4.77
1959	2.34	3.78	7.96	10.22	7.24	4.13	2.78	2.32	2.36	2.84	3.25	3.69	4.41
1960	3.63	5.28	5.54	5.51	7.59	4.38	3.04	2.6	3.09	2.5	2.64	2.64	4.04
1961	4.19	3.84	5.01	6.02	6.22	4.42	3.03	2.22	2.28	2.28	2.38	3.00	3.74
1962	3.75	10.77	9.79	12.62	6.92	4.57	3.27	2.73	2.64	2.46	2.50	2.30	5.36
1963	2.34	2.07	4.63	4.78	3.88	2.58	2.17	2.10	2.07	2.06	2.43	3.11	2.85
1964	4.83	6.94	7.16	11.3	5.63	4.17	2.96	2.97	3.40	4.00	4.95	3.40	5.14

Información hidrométrica disponible correspondiente a la estación de Batán

Información de SENAMHI, Proyecto Especial Jequetepeque - Zaña (PE-JEZA) y de la portada de la Autoridad Nacional del Agua (ANA).

Año	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	aug	set	oct	nov	dic	Promedio
1965	3.85	3.9	10.11	11.20	5.68	3.98	3.18	2.94	3.07	3.73	4.89	3.38	4.99
1966	5.85	4.43	5.65	6.97	6.19	3.74	3.00	2.72	2.79	4.65	3.88	3.08	4.41
1967	8.45	12.71	8.82	8.19	6.12	4.86	3.98	3.11	3.11	4.04	3.33	2.55	5.77
1968	2.56	2.55	3.47	3.31	2.30	2.11	2.40	2.27	3.07	4.38	3.21	2.45	2.84
1969	2.78	4.32	7.96	9.63	5.00	4.70	2.89	2.71	2.55	2.32	3.08	4.54	4.37
1970	6.48	3.48	4.34	7.01	10.02	5.57	3.85	3.06	3.58	4.39	4.19	5.86	5.15
1971	4.94	5.09	20.84	20.49	9.92	6.01	4.69	5.60	5.80	7.41	7.13	5.50	8.62
1972	7.93	5.36	29.36	10.62	6.10	5.38	3.53	2.91	2.77	3.20	2.64	3.85	6.99
1973	5.74	7.15	14.05	21.16	19.51	10.39	5.58	4.31	4.66	5.08	5.09	3.39	8.84
1974	4.37	5.17	4.89	4.39	3.61	4.32	3.97	2.68	3.67	3.74	2.91	3.04	3.90
1975	6.39	6.05	18.73	18.02	7.97	5.06	6.06	4.01	6.58	10.28	6.20	4.23	8.30
1976	8.93	8.57	7.24	7.80	7.48	6.28	3.28	3.00	2.92	2.37	2.38	2.43	5.22
1977	3.72	14.43	10.63	8.83	6.2	5.37	3.55	2.61	2.45	2.48	2.59	3.62	5.54
1978	2.78	3.31	6.03	6.55	5.92	3.79	2.91	2.43	2.53	2.58	2.76	2.95	3.71
1979	3.68	3.11	10.6	6.23	5.15	4.08	3.19	2.49	2.65	2.4	2.09	1.94	3.97
1980	2.03	2.13	3.5	3.37	2.71	2.54	2.13	2.01	1.77	3.03	3.75	4.13	2.76
1981	2.57	9.76	9.64	5.79	4.07	3.58	2.79	2.3	2.32	2.94	3.65	3.15	4.38
1982	2.62	3.38	2.77	5.62	5.56	4.02	2.62	2.34	2.24	3.96	4.32	6.27	3.81
1983	16.02	11.42	38.93	41.81	23.1	10.63	4.13	3.47	3.58	3.62	2.89	4.29	13.66
1984	4.08	11.39	19.42	8.06	7.67	6.28	6.11	3.56	3.78	5.6	4.1	3.71	6.98
1985	3.38	4.05	5.62	4.19	3.61	3.06	2.6	2.48	2.65	3.11	2.16	2.16	3.25
1986	3.8	3.86	4.48	12.32	10.29	4.63	2.95	2.7	2.69	2.63	4.14	4.01	4.87
1987	7.45	11.78	8.75	6.63	4.57	3.04	2.49	2.52	2.47	2.77	2.75	2.25	4.79
1988	2.76	5.82	3.83	5.33	5.53	3.37	2.66	2.57	2.46	3.61	4.07	2.87	3.74

Información hidrométrica disponible corresponde a la estación de Batán
 Información de SENAMHI, Proyecto Especial Jequetepeque – Zaña (PEJEA) y de la portada de la Autoridad Nacional del Agua (ANA).

Año	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	aug	set	oct	nov	dic	Promedio
1989	4.25	12.81	9.62	9.54	4.72	3.77	3.19	2.46	2.89	4.52	3.39	2.38	5.3
1990	2.16	3.10	4.16	4.14	4.36	3.59	2.61	1.9	1.78	2.49	2.85	3.44	3.05
1991	2.24	2.94	6.86	6.06	6.79	3.15	2.22	1.92	1.71	2.04	2.16	2.73	3.4
1992	4.15	3.31	6.84	10.46	6.1	4.45	2.66	1.95	2.02	2.42	2.32	2.29	4.08
1993	2.50	5.25	13.51	11.86	8.39	5.24	3.29	2.45	2.95	4.12	5.19	4.00	5.73
1994	6.67	7.91	11.79	13.32	8.55	5.37	4.54	2.61	2.41	2.54	2.92	3.61	6.02
1995	3.81	7.53	5.54	6.03	6.13	3.26	2.87	2.2	2.18	2.71	3.90	4.02	4.18
1996	4.95	7.42	9.06	7.21	5.25	4.43	2.96	2.15	2.22	3.26	2.65	1.94	4.46
1997	2.36	7.02	4.60	5.5	3.81	3.07	2.84	1.91	2.01	2.32	5.56	6.19	3.93
1998	15.13	27.83	58.14	38.63	32.28	7.37	5.27	3.56	3.85	4.4	4.09	3.48	17.00
1999	4.69	11.59	9.00	11.71	9.48	6.85	6.04	3.32	4.25	5.3	3.99	3.54	6.65
2000	3.25	5.17	11.29	13.84	13.72	6.83	4.51	3.15	3.6	4.28	2.63	4.93	6.44
2001	6.09	5.99	18.21	17.65	9.32	7.97	5.14	3.16	5.14	4.1	4.05	5.36	7.68
2002	6.58	9.26	15.9	13.38	10.09	7.01	4.56	3.82	3.52	4.54	5.71	6.70	7.59
2003	6.56	8.14	7.10	7.55	9.02	7.77	5.38	4.65	2.85	2.81	3.6	3.16	5.72
2004	2.63	3.38	5.90	10.02	8.87	6.43	5.12	1.79	2.07	3.16	3.97	5.14	4.87
2005	4.05	4.83	11.43	8.59	4.85	3.49	2.44	1.89	1.86	2.46	2.71	2.49	4.26
2006	3.39	11.81	19.3	10.35	5.55	4.28	3.01	2.44	2.77	2.29	3.03	4.38	6.05
2007	5.09	4.71	8.36	11.97	9.32	4.66	2.85	2.1	2.17	2.79	4.33	3.27	5.13
2008	6.03	6.42	18.91	21.5	8.53	6.27	4.66	4.16	3.95	4.91	7.38	4.09	8.07
Promedio	4.80	6.90	10.38	10.64	7.67	4.95	3.57	2.83	2.95	3.54	3.6	3.56	5.449
Desv. Est.	2.45	4.00	7.90	6.43	4.19	1.55	0.96	0.68	0.91	1.26	1.14	1.05	2.10
Mínimo	2.03	2.07	2.77	3.31	2.30	2.11	2.13	1.79	1.71	2.04	2.09	1.94	2.76
Máximo	16.02	27.83	58.14	41.81	32.28	10.63	6.11	5.60	6.58	10.28	7.38	6.70	17.00

PROYECCION DE CAUDALES PROMEDIOS MENSUALES

Caudal = 6.5 m³/s
 Potencia de Diseño = 13 Mw

MESES	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago.	Set.	Oct.	Nov.	Dic.	Promedio
PROMEDIO	4.8	6.9	10.38	10.64	7.67	4.95	3.57	2.83	2.95	3.54	3.6	3.56	5.45
	Periodo de estiaje												
Numero de Turbinas	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1
Caudal / Turbina	2.4	3.25	3.25	3.25	3.25	2.475	3.25	2.83	2.95	3.25	3.25	3.25	3.25
Caudal Total Utilizado	4.8	6.5	6.5	6.5	6.5	4.95	3.25	2.83	2.95	3.25	3.25	3.25	3.25
Caudal no Utilizado	0	0.4	3.88	4.14	1.17	0	0.32	0	0	0	0.35	0.31	0.31
Uso Turbina %	74	100	100	100	100	76	100	87	91	100	100	100	100
Efic. Turbina	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
Efic. Generador	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
Efic. Grupo	0.8736	0.8736	0.8736	0.8736	0.8736	0.8736	0.8736	0.8736	0.8736	0.8736	0.8736	0.8736	0.8736

Anexo N° 05

Proyección de Crecimientos de Central Térmica Iquitos

En estos cuadros, veremos la proyección de expansión para la demanda y la generación a futuro necesaria para el sistema aislado que proporciona energía eléctrica a Iquitos.

Año	Optimista	Medio	Conservador	Anual Escen. Medio %
2005	163,09	163,09	163,09	
2006	174,54	173,30	172,07	6,26 %
2007	187,05	184,85	182,62	6,66%
2008	199,44	196,40	193,33	6,25%
2009	211,59	207,31	202,98	5,56%
2010	224,05	218,42	212,71	5,36%
2011	236,14	229,17	222,05	4,92%
2012	248,47	240,05	231,42	4,75%
2013	261,05	251,08	240,83	4,60%
2014	273,12	261,61	249,75	4,19%
2015	285,37	272,24	258,69	4,06%
Crecimiento Promedio %	5,8%	5,30%	4,70%	

Cuadro A .- Proyección de Demanda de Energía
Sistema Aislado de Iquitos 2006 -2015 (GW.h)

Año	Optimista	Medio	Conservador	Anual Escen. Medio %
2005	31.85	31.85	31.85	
2006	32.42	32.19	31.96	1.10%
2007	34.75	34.34	33.92	6,66%
2008	37.05	36.48	35.91	6,25%
2009	39.30	38.51	37.70	5,56%
2010	41.62	40.57	39.51	5,36%
2011	43.70	42.41	41.09	4,92%
2012	46.16	44.59	42.99	4,75%
2013	48.49	46.64	44.74	4,60%
2014	50.73	48.60	46.39	4,19%
2015	53.01	50.57	48.05	4,06%
Crecimiento Promedio %	5,2 %	5,30%	4,70%	

Cuadro B , Proyección de Demanda de Energía Sistema Aislado de Iquitos 2006 – 2015 (MW)

Periodo	Año	Plan de Expansión	Demanda MW	Oferta MW	Reserva de Generación
	2005		31.85	33.90	2.05
1	2006		32.19	33.90	1.71
2	2007	1 x 6 MW	34.34	39.90	5.56
3	2008		36.48	39.90	3.42
4	2009		38.51	39.90	1.39
5	2010	1 x 6 MW	40.57	45.90	5.33
6	2011		42.41	45.90	3.49
7	2012		44.59	45.90	1.31
8	2013	1 x 6 MW	46.64	51.90	5.26
9	2014		48.60	51.90	3.30
10	2015		50.57	51.90	1.33

Cuadro C

Expansión de Parque de Generación Sistema - Aislado de Iquitos



ANEXO Nº 06

Lista de los números de dispositivo y Acrónimos de Sistemas de Protección ANSI / IEEE Estándar C37.2_(Requerimientos Nacionales)

Código ANSI	Descripción de la función
64G	Falla a tierra de estator al 100%
27G	Umbral inferior falla a tierra del rotor al 5% (3ra armónica)
59G	Umbral superior falla a tierra del rotor al 95% (27G y 59G = 100%)
87G	Protección diferencial
49	Sobrecarga en el estator
50	Sobre corriente instantánea en el estator
51	Sobre corriente en el estator
46	Desbalance de corrientes
67	Direccional de sobre-corriente en el estator
51V	Sobre corriente con restricción de voltaje en el estator
27	Sobre-voltaje
59	Caída de voltaje
81o	Sobre-frecuencia
81u	Caída de frecuencia
32R	Potencia inversa
24	Sobre-excitación (V/f)
40	Pérdida de campo o sub-excitación
12G	Sobre-velocidad del grupo (relé independiente)
49C	Sobre-temperatura en cojinetes

Codificación General, según normas internacionales

- 1 - El elemento principal
- 2 - Tiempo de retardo de apertura y cierre del relé
- 3 - Relé de cheques o de enclavamiento
- 4 - Master Contactor
- 5 - La suspensión de
- 6 - A partir del disyuntor
- 7 - Tipo de Cambio Relay
- 8 - Control de energía Desconexión del dispositivo
- 9 - Dispositivo de marcha atrás
- 10 - Unidad Interruptor de secuencia
- 11 - El dispositivo multifunción
- 12 – Dispositivo de exceso de velocidad
- 13 - Dispositivo síncrono velocidad
- 14 - Underspeed Device
- 15 - Velocidad - o frecuencia, dispositivo que empareja
- 16 - Dispositivo de Comunicaciones de Datos
- 17 - Maniobras o interruptor de descarga
- 18 - Dispositivo de aceleración o desaceleración
- 19 - A partir de Ejecución Contactor Transición
- 20 - Válvula de accionamiento eléctrico
- 21 - Relé de Distancia
- 22 - Equalizer Circuit Breaker
- 23 - El dispositivo de control de temperatura
- 24 - voltios por Hertz Relé
- 25 - Dispositivo de sincronización o Sincronismo-Check
- 26 - Aparato Dispositivo térmica
- 27 - Relé de mínima tensión
- 28 - Detector de llama
- 29 - Contactor o Interruptor de Aislamiento
- 30 - Anunciador Relay
- 31 - Excitación separada
- 32 - Relé de Potencia Direccional
- 33 - Interruptor de posición
- 34 - Dispositivo de secuencia principal
- 35 - Cepillo de la explotación o Slip-Ring

- 36 - Polaridad o polarización Dispositivos de tensión
- 37 - Corrientes ocultas o Baja Potencia Relay
- 38 - Dispositivo de protección rodamiento
- 39 - Estado Mecánica Monitor
- 40 - Field (más / menos excitación) Relay
- 41 - Interruptor de circuito de campo
- 42 - Ejecución del interruptor
- 43 - Transmisión Manual o Device Selector
- 44 - Secuencia de unidad de relé de inicio
- 45 - monitor de estado anormal atmosférica
- 46 - Reverse-fase o fase-Balance Relay actual
- 47 - Fase o Fase-Secuencia-Balance de relé Tensión
- 48 - Relé de secuencia incompleta
- 49 - Máquina o transformador, relé térmico
- 50 - Relé de sobreintensidad instantánea
- 51 - AC Relé de sobrecorriente de tiempo inverso
- 52 - AC disyuntor
- 53 - Excitador o CC Generador Relé
- 54 - En cuanto Gear Dispositivo de aplicación
- 55 - Power Relay Factor
- 56 - Campo de relé Aplicación
- 57 - cortocircuito o puesta a tierra de dispositivos
- 58 - Rectificación de fallo del relé
- 59 - Relé de sobretensión
- 60 - Voltaje o Corriente del Relé de balance
- 61 - Interruptor de densidad o el sensor
- 62 - Tiempo de retardo Detener o relé de apertura
- 63 - Interruptor de presión
- 64 - Relé Detector Ground
- 65 - Gobernador
- 66 - muescas o Jogging Device
- 67 - AC Relé de sobrecorriente direccional
- 68 - Bloqueo o Relay "Out-of-Step"
- 69 - Dispositivo de control permisivo
- 70 - reostatos
- 71 - Interruptor de nivel de líquido
- 72 - Interruptor DC
- 73 - Contactor de carga Resistencia

- 74 - Relé de alarma
- 75 - Posición Cambio Mecanismo
- 76 - DC Relé de sobrecorriente
- 77 - Dispositivo de teledistancia
- 78 - Fase de ángulo Relé de medición
- 79 - AC Relay reenganche
- 80 - Interruptor de flujo
- 81 - Relé de frecuencia
- 82 - DC Relay reenganche
- 83 - Control selectivo automático o transferencia Relay
- 84 - Mecanismo de operación
- 85 - Comunicaciones, Carrier o piloto-Wire Relay
- 86 - Relé de Bloqueo
- 87 - Relé de protección diferencial
- 88 - Auxiliar de motor o el motor del generador
- 89 - Interruptor de Línea
- 90 - Dispositivo de regulación
- 91 - Relé direccional de tensión
- 92 - La tensión y potencia Relay direccional
- 93 - Campo Cambiar Contactor
- 94 - Relé de disparo y disparo libre
- 95 al 99 - Para aplicaciones específicas
- 150 - Indicador de falla a tierra
- AFD - Arco Eléctrico Detector
- CLK - Reloj o fuente de sincronización
- DDR - Registrador de Perturbaciones dinámico
- DFR - Grabadora Digital de Fallas
- ENV - Datos ambientales
- HIZ - Detector de fallas de alta impedancia
- HMI - Human Machine Interface
- HST - Historiador
- LGC - Esquema Lógico
- MET - Medición Subestación
- PDC - Datos Phasor Concentrador
- PMU - Unidad de medida fasorial
- Monitor de Potencia - PQM
- RIO - Entrada / Salida de dispositivo remoto
- RTU - Unidad / Data Terminal remoto Concentrador

- SER - Secuencia de eventos - Grabador
- TCM - Trip Circuit Monitor
- SOTF - interruptor para fallos

Sufijos y prefijos

Un sufijo de letra o número se pueden utilizar con el número de dispositivo, por ejemplo, el sufijo N se usa si el dispositivo está conectado a un cable neutro (ejemplo: 59N en un relé se utiliza para la protección contra el desplazamiento neutral); sufijos y X, Y, Z se utiliza para los dispositivos auxiliares. Del mismo modo, el sufijo "G" puede denotar un "terreno", por lo tanto, un "51G" es un relé de sobre intensidad de tierra. El sufijo "G" también puede significar "generador", por lo tanto, un "87G" es un relé de protección diferencial del generador, mientras que un "87T" es un transformador diferencial del relé de protección. Número de sufijos se utilizan para distinguir múltiples dispositivos "mismo" en el mismo equipo como 51-1,51-2.

Los números de dispositivo pueden ser combinadas si el dispositivo proporciona múltiples funciones, tales como el aire acondicionado instantánea / tiempo de retardo a más de relé de corriente indicado como 50/51. Para el dispositivo 16, las letras sufijo definen el dispositivo: la primera letra del sufijo es S para la serie o E para Ethernet. Las letras subsiguientes son: función de seguridad en proceso de 'C' (por ejemplo, VPN, encriptación), firewall 'F' o el filtro de mensajes, la red de 'M' función de gestión, el router 'R', interruptor 'S' y el componente de teléfono 'T'. Así, un conmutador Ethernet administrado sería 16ESM.

ANEXO Nº 07

TRANSFORMADORES TRIFASICOS - TABLA DE CONEXIONES

1	2	3 Diagrama		4 Esquema		7 Relación de tensiones compuestas (*) $\frac{U_{AT}}{U_{BT}}$	8 Antigua denominación V.D.E.
Desfase (Ang. de B.T. en retraso)	Denominación C.E.I.	A.T.	B.T.	A.T.	B.T.		
0°	Dd0					$\frac{N_A}{N_B}$	A1
	Yy0					$\frac{N_A}{N_B}$	A2
	Dz0					$\frac{2N_A}{3N_B}$	A3
150°	Dy5					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C1
	Yd5					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	C2
	Yz5					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	C3
180°	Dd6					$\frac{N_A}{N_B}$	B1
	Yya					$\frac{N_A}{N_B}$	B2
	Dz6					$\frac{2N_A}{3N_A}$	B3
-30°	Dy11					$\frac{N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D1
	Yd11					$\frac{\sqrt{3}N_A}{N_B}$	D2
	Yz11					$\frac{2N_A}{\sqrt{3}N_B}$	D3

Ecuación de Rendimiento

$$\eta = \frac{V_2 I_2 \cos \varphi_2}{V_2 I_2 \cos \varphi_2 + P_{Cu} + P_{Fe}}$$

$\left\{ \begin{array}{l} P_{Cu} = P \text{ pérdidas en el Cu (por efecto joule)} \\ P_{Fe} = P \text{ pérdidas en el Fe} \end{array} \right.$

$$\eta = \frac{CV_2 I_2 \cos \varphi_2}{CV_2 I_2 \cos \varphi_2 + C^2 P_{cc} + P_0}$$

$\left\{ \begin{array}{l} P_{cc} = P \text{ de Prueba Cortocircuito para } I_{2n} \\ P_0 = P \text{ de Prueba en Vacío} \end{array} \right.$

ANEXO N° 08

PQM II: El Analizador de Calidad de Energía Eléctrica de GE Digital Energy



Es un versátil y económico sistema de medición, ideal para monitoreo y control. El PQM II es una opción ideal cuando se requiere supervisar en forma continua un sistema trifásico. Proporciona una medición de corriente, tensión, potencia activa y reactiva, uso de energía, costo de la energía, factor de potencia y frecuencia.

Sus puntos de ajuste programables y 4 relés de salida asignables permiten agregar funciones de control para aplicaciones específicas. Esto incluye alarma básica de sobre/bajo voltaje o corriente, control de desequilibrio, la diseminación de la demanda y control de la corrección de factor de energía del condensador. Un control más complejo es posible con las 4 entradas del interruptor que se puede utilizar también para el estado como interruptor abierto / cerrado, el flujo de información, etc. Sin lugar a dudas, es un versátil y económico Sistema de Medición de Calidad de Energía, ideal para monitoreo y control. Soporta protocolos Modbus y DNP 3.0, además tiene entradas analógicas y digitales para funciones de control y programación de alarmas. Es capaz de desempeñar funciones de protección y control, tales como Desligue de Carga y Control de factor de Potencia y ofrece reportes de tendencias, análisis de armónicos y registro de oscilografías.

Aspectos Nuevos de la Versión 2.10

1. Registrador de perturbaciones de tensión (VDR) para controlar los huecos de tensión (voltaje se hunde) y pics de voltaje (swells de voltaje) con capacidad para 500 SAG / eventos oleaje.
2. DNP 3.0 Protocolo de Comunicaciones característica estándar.

Características y Beneficios

- ❖ Versatilidad de montaje
- ❖ Teclado iluminado con una gran pantalla de 40 caracteres
- ❖ Cualquier salida asignable puede utilizarse para activar una alarma
- ❖ Puede ser conectado a DCA o sistemas SCADA
- ❖ Actualizable por flash
- ❖ Compatible con la serie a Ethernet Converter MultiNet

Aplicaciones

- ❖ Medición de alimentadores de distribución, transformadores, generadores, baterías de condensadores y motores
- ❖ Media y baja tensión
- ❖ Comercial, industrial, servicios públicos
- ❖ Control flexible de restricción de la carga de la demanda, factor de potencia, etc.
- ❖ Herramienta de análisis de calidad de energía

Protección y Control

- ❖ AVW var VA varh Wh PF Hz desequilibrio
- ❖ AW demanda var VA
- ❖ La desconexión de carga
- ❖ El control del factor de potencia
- ❖ Entrada de pulsos totalizante

Seguimiento y medición

- ❖ Ia Ib Ic En

- ❖ Va Vb Vc Vab Vbc Vca
- ❖ VI desequilibrio
- ❖ Cresta Verdadero PF y el factor K
- ❖ Hz W var VA
- ❖ Wh varh VAh W costo
- ❖ Demanda: AW var VA
- ❖ El análisis armónico a través de 63o con THD y TIF
- ❖ Registrador de eventos - 150 eventos
- ❖ Captura de forma de onda
- ❖ Registrador de datos - 98.000 eventos
- ❖ Registrador de perturbaciones de tensión (VDR)

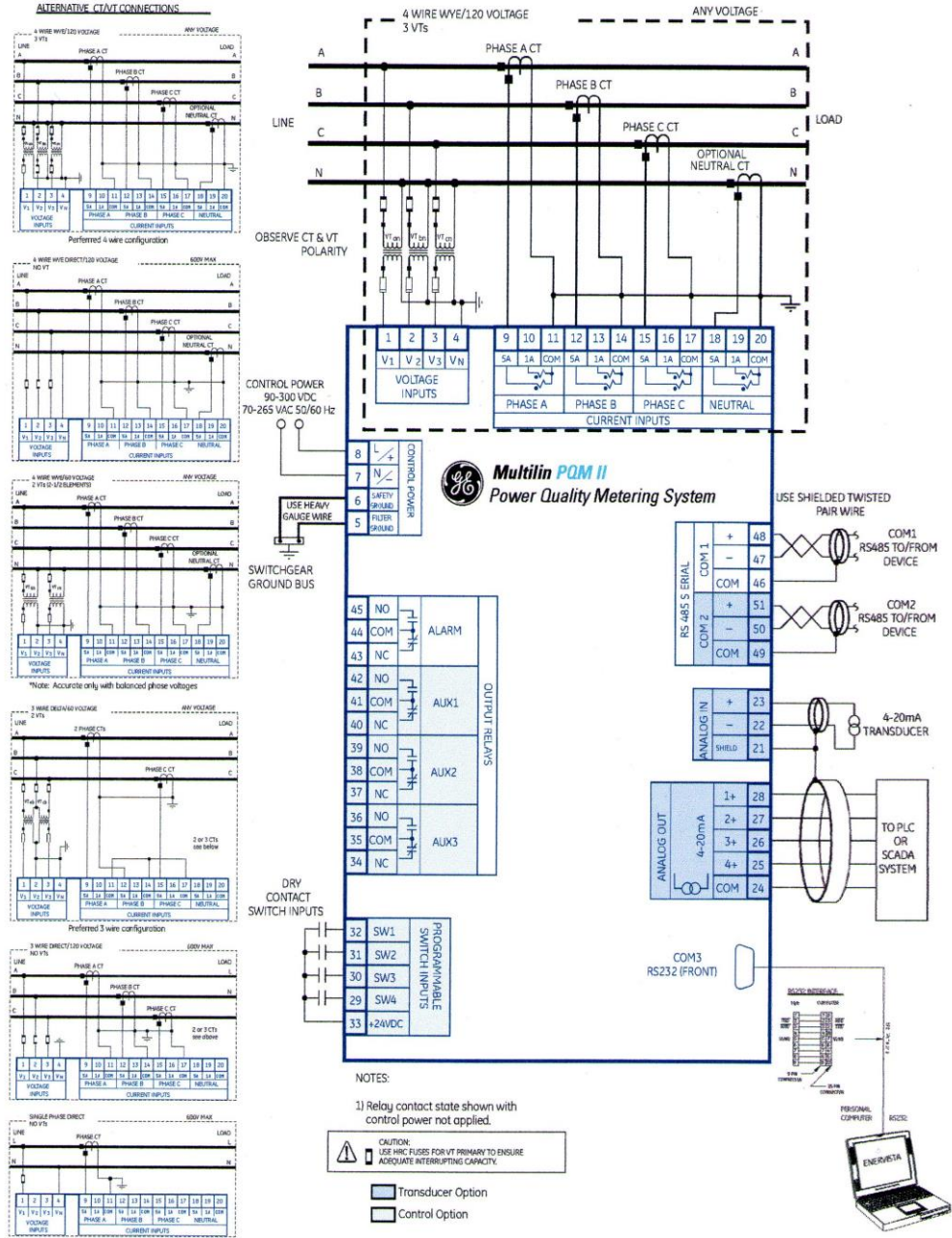
Interfaz de usuario

- ❖ Puerto serie RS232 frontal (1.200 a 19.200 bps)
- ❖ Dos puertos serie RS485 trasero
- ❖ Conectividad Ethernet proporcionado por MultiNet
- ❖ Software EnerVista se proporciona funciones de configuración y monitorización
- ❖ Dial-en capacidades de módem

Este instrumento lo puede adquirir en Ima Tecnologías, nuestra Unidad de Negocios que nace en 2009 a partir de la firma de un convenio con General Electric (GE) para sus líneas Digital Energy (DE) e Intelligent Platforms (IP), para el respaldo de la marca y ejecución de proyectos asociados. Su oferta está basada en el diseño e implementación de soluciones scada, protección, control y comunicaciones de redes eléctricas.

Typical Wiring

Digital Metering



ANEXO N° 09

PROFIBUS

El desarrollo del sistema Profibus como estándar empieza su desarrollo entre los años 1987-1990 por BMBF (German department of education and research), y por otras como ABB, AEG, Honeywell, Siemens, Landis & Gyr, Phoenix Contact, Rheinmetall, RMP, Sauter-cumulus y Schleicher. En 1989 la norma alemana DIN19245 adoptó el estándar, partes 1 y 2 (la parte 3, Profibus-DP no fue definida hasta 1993). Profibus fue confirmada como norma europea en 1996 como EN50170. Para la utilización del sistema Profibus, tenemos una serie de características, como por ejemplo 5 métodos y/o tecnologías de transmisión en condiciones físicas. Estas son:

- RS-485. Utiliza un par de cobre trenzado apantallado, y permite velocidades entre 9.6 kbit/s y 12 Mbit/s. Hasta 32 estaciones, o más si se utilizan repetidores.
- MBP. Manchester Coding y Bus Powered, es transmisión sincrónica con una velocidad fija de 31.25 kbit/s.
- RS-485 IS. Las versiones IS son intrínsecamente seguras, utilizadas en zonas peligrosas (explosivas).
- MBP IS
- Fibra óptica. Incluye versiones de fibra de vidrio multimodo y monomodo, fibra plástica y fibra HCS.

Así mismo, podemos determinar 2 variables de Profibus: Profibus DP y Profibus PA. Básicamente son el mismo protocolo, pero donde cambian el soporte físico y la velocidad. El Profibus DP, también llamado profibus es un estándar de comunicaciones para buses de campo. El protocolo derivado PA, derivado de Process Automation, es un subconjunto de este estándar, orientado a las comunicaciones de instrumentos de proceso. Es decir, equipos que transmiten señales análogas como presión, temperatura, y

otros. Aquí podemos ver el cuadro siguiente la comparación entre el sistema Profibus PD y Profibus PA.

Comparación entre DP y PA

Profibus DP

Profibus PA

RS 485 Cable con solo datos	FISICO	IEC 1158-2 Cable con datos y alimentación
9,6K; 19,2K; 45,45K; 93,75K; 187,5K; 1,5M; 3M; 6M; 12M	VELOCIDAD DE TRANSMISION	31,25K
NRZ (No Return to Zero)	CODIFICACION	Manchester
11 bits por cada byte de datos 1 bit de start, 8 bits de datos (LSB first) 1 bit pariedad (even parity), 1 bit stop	FORMATO DE CARÁCTER	8 bits por cada byte de datos 8 bits de datos (MSB first)
1 bit de pariedad por cada carácter 1 byte FCS de suma de chequeo FCS (Frame Check Sequence)	Secuencia de Chequeo	16 bit CRC (Cyclic Redundancy Check)

Anexo N° 10

SYNCHROTECT 5 – ABB



Campo de aplicación

SYNCHROTECT® 5 es la quinta generación de la familia de equipos de sincronización fabricados por ABB Suiza. Los productos SYNCHROTECT de ABB encuentran su aplicación en la sincronización automática de generadores con la red y en la puesta en paralelo de líneas sincrónicas. Están diseñados para la operación totalmente automática y equipados en configuración a canal doble o simple.

Los equipos de sincronización son necesarios en las centrales donde un generador debe ser acoplado a la red, o en subestaciones que necesitan conectar en paralelo dos líneas de transmisión ya sincrónicas.

Los interruptores de potencia pueden ser cerrados únicamente si las tensiones en ambos lados del interruptor abierto están en sincronismo. De lo contrario, se pueden producir perturbaciones en la red, disparo del interruptor, o, en casos extremos, daños en el generador y el transformador.

SYNCHROTECT 5 garantiza una sincronización segura y fiable tanto en su utilización como dispositivo de vigilancia para la puesta en paralelo manual, como también en su aplicación como sistema de sincronización independiente totalmente automática.

Las áreas de aplicación se muestran a continuación:

Fig. 1: Sincronización automática y acoplamiento en paralelo de generadores con la red

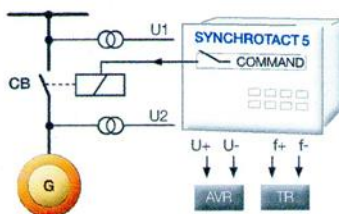


Fig. 2: Acoplamiento en paralelo automático de líneas sincrónicas y asíncronas y de barras conductoras de la corriente

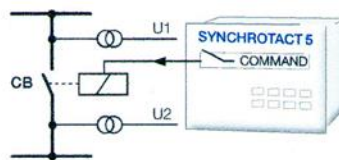
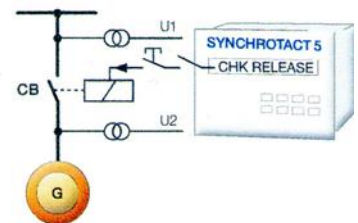


Fig. 3: Supervisión del acoplamiento en paralelo automático o manual de líneas ya sincrónicas (Synchrocheck) y conexión de generadores y líneas sin tensión o líneas muertas (Dead Bus)



Leyenda:

U1	Tensión de red o de barras	TR	Regulador de velocidad
U2	Tensión del generador	COMMAND	Orden de acoplar
CB	Interruptor de máquina	U+, U-	Órdenes de ajuste de tensión
G	Generador	f+, f-	Órdenes de ajuste de frecuencia
AVR	Regulador automático de tensión	CHK RELEASE	Desbloqueo orden acoplar

Seguridad y disponibilidad

El diseño flexible del SYNCHROACT 5 permite maximizar la seguridad y la disponibilidad del equipo para diferentes configuraciones.

Definición

En el proceso de sincronización, el concepto "canal doble" significa que los contactos de salida de dos canales están conectados en serie, de manera que una posible orden de acoplamiento de un canal dada en un momento inadecuado, resultaría bloqueada por el otro canal. Esta configuración aumenta la seguridad de servicio de la instalación.

El concepto "redundancia" es utilizado en equipos poseyendo dos sistemas trabajando en paralelo. En caso de pérdida de uno de los dos sistemas, el segundo asegura la ejecución de la función. Esta configuración acrecienta la disponibilidad de la instalación.

Máxima seguridad durante la operación manual y automática

En el proceso de sincronización, la seguridad del generador y de la red gozan de la más alta prioridad.

La sincronización automática segura se consigue por medio de un sistema a dos canales constituido, cada uno de ellos, por materiales (hardware) y software independientes el uno del otro (Fig. 4). El primer canal asume la función de sincronización automática y el segundo se ocupa de la supervisión de la operación (Synchrocheck). Los materiales (hardware) y el Software de cada uno de los canales han sido diseñados por distintos equipos de ingenieros de desarrollo y utilizando microprocesadores diferentes. De esta manera se evitan las consecuencias negativas de fallas sistemáticas.

Fig. 4: Equipo de sincronización automática con sistema a doble canal y Synchrocheck en serie



Fig. 5: Interruptor de sincronización manual y Synchrocheck en serie



La seguridad de la sincronización manual es garantizada por un dispositivo de vigilancia (Synchrocheck) que se encuentra conectado en serie con el interruptor de puesta en paralelo manual (Fig. 5). Un sincronizador automático puede ser usado también como un Synchrocheck para la sincronización manu

Disponibilidad total

Para garantizar un alto grado de disponibilidad, la familia SYNCHROACT 5 ofrece diferentes configuraciones redundantes (ver Figuras 6, 7 y 8). Con ello es alcanzada la máxima disponibilidad sin menoscabo de la seguridad.

Los sistemas automáticos a uno y dos canales, sistema a doble canal redundante incluyendo el alambrado de ambos canales entre sí, así como los dos dispositivos Synchrocheck pueden ser suministrados agrupados en una caja.

Fig. 6: Equipo de sincronización automática con sistema a doble canal con interruptor de sincronización manual y Synchrocheck

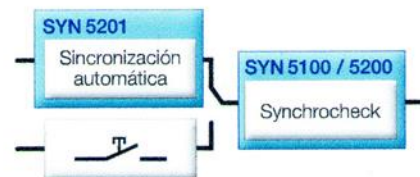


Fig. 7: Sincronización principal a doble canal con bypass de sincronización a interruptor de sincronización manual y Synchrocheck

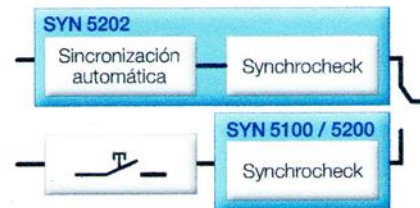


Fig. 8: Dos sistemas automáticos a doble canal para la más alta seguridad y la máxima disponibilidad



Funcionalidad y tipos de equipos

En los equipos SYNCHROACT 5 se emplean materiales y programas con tecnología de vanguardia que incluyen mejoras fundamentales para los procedimientos de puesta en servicio y de mantenimiento.

Características especiales

- En un equipo se pueden almacenar hasta siete juegos de parámetros para siete puntos de acoplamiento en paralelo diferentes.
- Las entradas y salidas digitales pueden ser libremente configuradas.
- Equipado para servicio a frecuencias nominales de 50 Hz, 60 Hz y 16 2/3 Hz.
- Apropiado para la sustitución de viejos sistemas SYNCHROACT o equipos de sincronización de otros fabricantes.

Costos de ingeniería reducidos

- El número de relés separados necesarios es reducido ya que los contactos de los equipos han sido dimensionados con gran capacidad y, las entradas y salidas poseen separación galvánica entre sí.
- No es necesaria ninguna fuente de alimentación independiente para el suministro de tensión.
- Existe un dispositivo auxiliar disponible para la conexión simple de un mayor número de puntos de sincronización (SYN 5500).
- Reducción del cableado necesario gracias a la integración con sistemas de control: IEC 61850, MODBUS, Profibus etc.

Rápida puesta en servicio

- Un cómodo software de PC denominado SynView facilita la puesta en servicio sencilla y rápida de un sistema SYNCHROACT 5.
- El programa SynView ofrece los valores de ajuste, e indica los valores máximo, mínimo y estándar de cada uno de los parámetros.

Fig. 9: Las unidades de la familia SYNCHROACT 5: SYN 5200/SYN 5201/SYN 5202 (superior izquierdo); SYN 5100 (superior derecho); SYN 5302 (inferior)



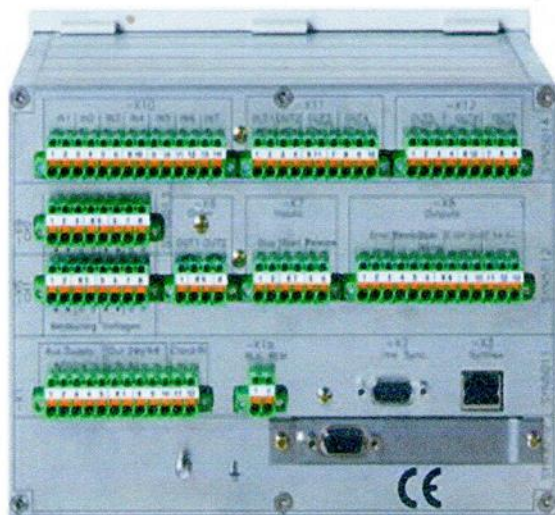
- En el software del equipo se han implementado funciones de ensayo inteligentes que interactuando con el interruptor de potencia, el regulador de tensión y el de velocidad, determinan los valores paramétricos dependientes de la instalación.
- Aun sin PC, la puesta en servicio del SYNCHROTACT 5 por medio de las teclas y de los dispositivos de visualización, situados en el frente del aparato, puede ser ejecutada cómodamente.

Fácil integración con sistemas de control.

Compatible con IEC 61850

El SYNCHROTACT 5 se integra con facilidad con redes de sistemas modernos de control. La interfaz de comunicación soporta IEC 61850 y los protocolos MODBUS RTU, Profibus DP o LON-Bus. Por otra parte, el dispositivo de sincronización permanece, como componente importante para la seguridad, siendo un módulo autónomo y protegido dentro de la instalación.

Fig. 10: Todas las conexiones convencionales se hacen por medio de regletas de contactos enchufables. Éstos son en gran parte superfluos donde se utiliza la interfaz de comunicación: las señales se pasan vía el enchufe Sub-D de 9 polos en el lado inferior izquierdo. La conexión a Ethernet para el mantenimiento remoto se hace vía el terminal RJ45.

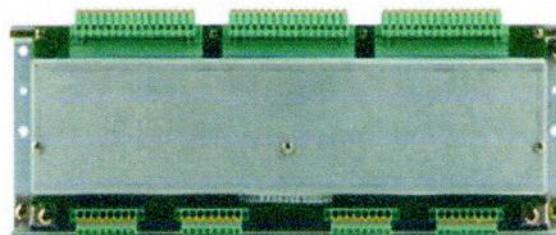


Ahorro de costos de desplazamiento gracias al mantenimiento remoto

Otra interfaz se proporciona para el mantenimiento remoto. El SYNCHROTACT 5 posee en este caso una dirección IP propia y la comunicación se realiza por medio de una interfaz de Ethernet con protocolo de TCP/IP. Esto permite al software SynView de la PC tener acceso directo al dispositivo vía el Internet. Este acceso se habilita por medio de una llave en la placa posterior del dispositivo.

Tipo	Descripción
SYN 5100	Synchrocheck simple
SYN 5200	Synchrocheck con funcionalidad avanzada
SYN 5201	Equipo de sincronización automática monocanal con dispositivo de ajuste de la frecuencia y de la tensión
SYN 5202	Sistema de sincronización automática de doble canal con Synchrocheck dispuesto en serie como segundo canal
SYN 5302	Sistema de sincronización automática redundante con doble canal
SYN 5500	Dispositivo auxiliar para la conexión de diversos puntos de sincronización

Fig. 11: Dispositivo auxiliar SYN 5500 (para montaje en perfiles en U)



Programa SynView

SynView permite realizar una puesta en servicio sencilla y rápida de los sistemas SYNCHROTECT 5. Los idiomas que pueden ser elegidos para el SynView que se desarrolla bajo Microsoft® Windows™ 95, 98, 2000, NT o XP, son el alemán, el inglés o el francés. El programa puede ser usado durante la operación, por ejemplo, para visualizar los valores actuales, y con ello, seguir el proceso de la sincronización.

Funciones principales del programa SynView

- Ajuste de parámetros: Una indicación clara y de fácil manejo para el ajuste de los parámetros.
- Visualización de los valores actuales: Sincronoscopio, visualización de la tensión y frecuencia con valores en tiempo real.
- Registro de valores transitorios: Los datos transitorios registrados son visualizados, lo que hace innecesario el uso de un registrador separado para la puesta en servicio.
- Memorización de eventos y fallas: Los eventos y fallas correspondientes a las últimas 256 indicaciones son dados en texto claro e impresos con sus tiempos de aparición.



Fig. 12: Herramientas del SynView (de izquierda a derecha):
 Ajuste de parámetros
 Ventana de registro de valores transitorios
 Ventana de registro de eventos
 Ventana de valores medidos



Características:

- El concepto de canal doble de SYNCHROACT consiste en dos sistemas de microprocesadores, cada uno de fabricantes diferentes y con estructura de software distinta.
- Una familia de dispositivos con un rango típico pensado para respaldar una redundancia apropiada del sistema
- IEC 61850 implementado en un procesador separado
- Cumple con el diseño estándar de protección IEC y las directivas para la certificación CE
- Servicio remoto TCP/IP e Internet
- Control remoto vía fieldbus (Modbus, Profibus, LON) o IEC 61850
- Un relé sincroniza hasta 7 interruptores de potencia con requisitos diferentes
- Características de Barra muerta / Línea muerta
- Para 50 Hz, 60 Hz y 16.7 Hz



Anexo N° 11



Cable compuesto tierra-óptico (OPGW)

DESCRIPTORES: Cable. Cable óptico. Fibra óptica.

Cable compuesto tierra-óptico (OPGW)

Indice

	Página
1 Objeto.....	2
2 Campo de aplicación.....	2
3 Normas de consulta.....	2
4 Tipos normalizados. Características esenciales, designación, denominación y códigos.....	3
5 Características constructivas.....	3
5.1 Núcleo óptico	4
5.2 Envolvente metálica	5
5.3 Características físicas y eléctricas	5
6 Utilización.....	6
7 Marcado y suministro.....	6
8 Calificación y recepción.....	7
8.1 Calificación	7
8.2 Recepción	18

1 Objeto

Esta norma tiene por objeto establecer las características técnicas y ensayos que han de cumplir los cables compuestos tierra-óptico.

2 Campo de aplicación

Esta norma es aplicable a los cables de tierra que incorporen fibras ópticas en su interior y cumplan con la doble función de proteger las líneas aéreas de alta tensión contra sobretensiones y crear un canal de comunicaciones.

3 Normas de consulta

NI 00.06.05: Fibras ópticas monomodo.

NI 00.08.00: Calificación de suministradores y productos tipificados.

UNE 21 044: Planes de muestreo y criterios de aceptación y rechazo en la recepción de cables desnudos para conductores de líneas eléctricas aéreas.

UNE 21 060: Cables de acero recubierto de aluminio para líneas eléctricas aéreas.

UNE EN 60 811-1-1: Métodos de ensayo comunes para materiales de aislamiento y cubierta de cables eléctricos. Parte 1: Métodos de aplicación general. Sección 1: Medida de espesores y diámetros exteriores. Determinación de las propiedades mecánicas.

UNE EN 60 811-3-1: Métodos de ensayo comunes para materiales de aislamiento y cubierta de cables eléctricos. Parte 3: Métodos específicos para mezclas de PVC. Sección 1: Ensayo de presión a temperatura elevada. Ensayo de resistencia a la fisuración.

UNE EN 61 232: Alambres de acero recubierto de aluminio para usos eléctricos.

UNE EN 187 000: Especificaciones generales para cables de fibra óptica

CEI 60 794-4-1: Cables de fibra óptica. Parte 4-1: Cables ópticos aéreos para líneas de alta tensión.

CEI 61 312-1: Protección contra impulsos electromagnéticos debidos a rayos. Parte 1: Principios generales.

4 Tipos normalizados. Características esenciales, designación, denominación y códigos

Los tipos normalizados, características esenciales y códigos figuran en la tabla 1.

Tabla 1
Tipos normalizados. Características esenciales, designación y códigos

Designación	Nº de PO	Intens. de C/C (kA)	Diám. Ext. (mm)	Masa(*) (kg/km)	Carga de rotura (daN)	Módulo de elasticidad (daN/mm²)	Coef. de Dilatación ("C-¹)	Composición		Código
								G 652	G 655	
OPCW-12-24/0	24	≥12	12,7±13,0	≤480	≥7600	≥10500	15,0x10 ⁻¹	24	-	3326353
OPCW-16-24/0	24	16	14,7±15,15	≤650	29.000	≥11.000	15,0x10 ⁻¹	24	-	3326356
OPCW-16-48/0	48							-	3326357	
OPCW-16-36/12	36							12	3326358	
OPCW-16-72/0	72							-	3326361	
OPCW-16-54/18	54							18	3326362	
OPCW-16-80/0	80							-	3326363	
OPCW-16-64/16	64							16	3326364	
OPCW-16-96/0	96							-	3326365	
OPCW-16-72/18	72							18	3326366	
OPCW-16-144/0	144							-	3326369	
OPCW-16-120/24	120	24	3326370							

(*) Se entiende como valor medio de la bobina

Significado de las siglas que componen la designación:

OPCW : Tipo constructivo (Optic, Power, Ground, Wire).

12/16: Intensidad de cortocircuito en kA a 0,3 s

X/Y: N° de fibras ópticas (X n° fibras G 652 / Y n° de fibras G655).

Ejemplo de denominación:

Cable tierra - óptico OPCW-16-54/18, NI 33.26.31.

5 Características constructivas

En la figura 1 se representa, a título orientativo, la constitución y estructura del cable tipo OPCW.

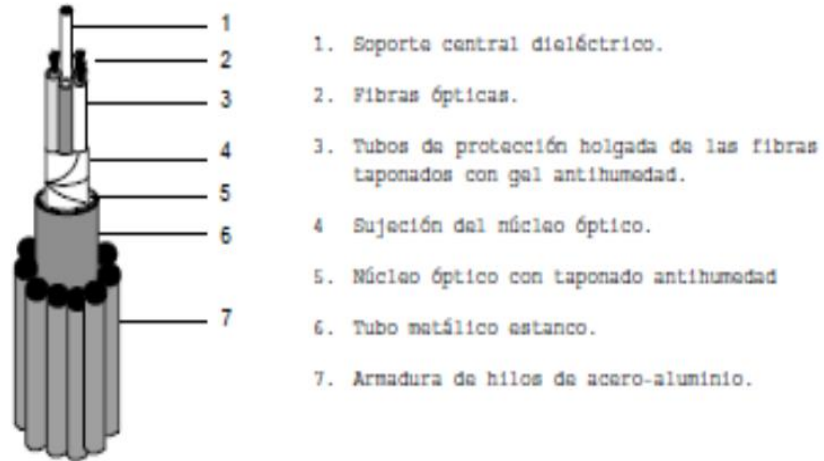


Figura 1: Constitución orientativa del cable tipo OPCW

Las características de este tipo de cable aconsejan tratarlo en dos partes perfectamente diferenciadas atendiendo a las funciones que tiene asignadas.

Los elementos relacionados con los números 1, 2, 3, 4 y 5 corresponden al núcleo óptico.

Los elementos relacionados con los números 6 y 7 corresponden a la parte metálica, destinada a garantizar las prestaciones de tipo mecánico y eléctrico.

5.1 Núcleo óptico

Las fibras ópticas corresponderán a las especificadas en la Norma NI 00.06.05 y en la composición del núcleo óptico se admiten dos posibilidades: 100% de fibra G652 y mezcla de fibra G652 con G655. La capacidad máxima para estos diseños es de 144 fibras ópticas.

El núcleo óptico estará formado por un soporte central dieléctrico y un grupo de tubos, reunidos y sujetos convenientemente, en configuración de hélice o SX alrededor del soporte central. Cada tubo va taponado con un gel hidrófugo, con las fibras de protección holgadas. En el cables en que se utiliza dos tipo de fibras las del tipo G655 irán en un mismo tubo, de color amarillo.

Las fibras dentro de cada tubo estarán coloreadas, no coexistiendo mas de una fibra óptica de la misma coloración.

Los tubos protectores se diferenciarán por coloración distintas. Caso de no necesitar todos los tubos del cable, estos se sustituirán por rellenos sin fibras, de color negro.

5.2 Envolvente metálica

La envolvente metálica estará constituida por un tubo estanco y una corona de hilos de acero recubierto de aluminio.

Sobre el núcleo óptico se extruye un tubo estanco, de las características reseñadas en la tabla 2, que impida el paso de la humedad a la vez que disminuya la resistencia eléctrica del cable. Encima de este tubo se colocará una corona de hilos de acero recubierto de aluminio, según UNE EN 61 232, dispuestos helicoidalmente a derecha confiriendo al cable las características mecánicas necesarias.

El cable en su aspecto exterior deberá presentar un cableado uniforme, brillante y limpio de jabones y grasas. Los alambres estarán perfectamente tensados.

5.3 Características físicas y eléctricas

En la tabla 2 figuran los parámetros de las características físicas y eléctricas de los tres tipos de cables seleccionados.

Tabla 2. Características físicas y eléctricas

Parámetros	Unidad	Tipos normalizados	
		12 kA	16 kA
Núcleo óptico			
- Ensayo de presión a 150°C del tubo protector	t	50	
- N° fibras	Ud	24/48/72/80/96/144	
- Holgura en longitud de las F.O.	t	>0,5	
- Espesor de los tubos protectores	mm	≥ 0,25	
Corona de hilos de acero-aluminio			
- Diámetro de los hilos de acero recubierto de Al	mm	≥ 2,37	≥ 2,5
Características mecánicas y dimensionales			
- Tracción máxima sin alargamiento de 90	daN	4.500	5.500
- Tracción mínima de tendido en las condiciones más desfavorables	daN	≥ 2617	≥ 3300
- Resistencia eléctrica máxima a 20°C	Ω/km	< 0,66	< 0,5
- Temperatura de operación	°C	-20 a 70	
- Temperatura de cortocircuito (1)	°C	≤ 200	≤ 200
- Corriente de cortocircuito urante 0,3 s	kA	≥ 12	≥ 16
- Energía máxima de cortocircuito	kA·s	44	80
Radio mínimo de curvatura			
- Radio durante la instalación	mm	20 x diámetro nominal	
- Radio después de la instalación	mm	15 x diámetro nominal	

(1) Considerándose una temperatura de partida de 40°C

6 Utilización

Se empleará como cable de tierra convencional en las líneas aéreas de alta tensión, incorporando en su interior fibras ópticas para comunicaciones.

7 Marcado y suministro

El suministro de los cables se hará por tramos, embalados en bobinas perfectamente identificadas, mediante etiquetas indelebles, con las siguientes indicaciones:

- nombre del fabricante, n° de bobina y fecha de fabricación
- tipo de cable
- número de orden del tramo del cable
- longitud del tramo
- peso total (cable + bobina)
- referencia del pedido de ID

Las tolerancias de las longitudes de los tramos no sobrepasaran el límite de - 0%, +0,5%, sobre las longitudes fijadas en el pedido.

Los extremos del tubo estanco de los cables se sellaran con tapones que aseguran la estanqueidad del núcleo óptico.

Las longitudes y el N° de orden de las piezas, se ajustarán a las necesidades especificadas en la solicitud de compra.

A título informativo las longitudes normalizadas de fabricación serán:

- 2500 m -0%, +0,5%.
- 3000m -0%, +0,5%.
- 5000 m -0%, +0,5%.

Bobina: Diámetro mínimo del tambor: 900 mm.

8 Calificación y recepción

8.1 Calificación

Con carácter general, la inclusión de suministradores y productos se realizará siempre de acuerdo con los establecido en la norma NI 00.08.00: "Calificación de suministradores y productos tipificados".

La calificación incluirá la realización de los ensayos y verificaciones indicados en la tabla 3 de esta norma.

Iberdrola se reserva el derecho de repetir ciertos ensayos realizados previamente por el fabricante o en los procesos de obtención de marcas de calidad.

Después del proceso de calificación, se elaborará por cada fabricante y modelo, un anexo de gestión de calidad a realizar por Iberdrola.

Los ensayos de calificación deben efectuarse sobre uno de los tipos de cable 12 ó 16 kA especificados en la tabla 1 de esta norma antes de su suministro, para demostrar que sus características son adecuadas para las aplicaciones previstas.

Los ensayos de calificación se efectuarán en un cable de cada tipo, elegidos al azar; con el máximo n° de fibras ópticas. El fabricante deberá disponer de un laboratorio dotado con los aparatos necesarios para efectuar todos los ensayos de la tabla 3.

Si uno cualquiera de los ensayos no es satisfactorio, se considerará que el tipo de cable, no cumple las especificaciones técnicas exigidas.

Tabla 3
Ensayos de calificación

Ensayos	Método	Requisitos
Fibra óptica	NI 00.06.06	NI 00.06.06
Núcleo óptico:		NI 33.26.31
- Ensayo de presión a 150°C del tubo protector	Cap. 8, UNE EN 60 811-1-1 (medición)	Cap. 5, tabla 2
- N° de fibras	Apar. 8.1.9, NI 33.26.31	Cap. 4, tabla 1
- Holgura de la longitud F.O.	Cap. 8, UNE EN 60 811-1-1	Cap. 5, tabla 2
- Espesor de los tubos de protección	Cap. 8, UNE EN 60 811-1-1	Cap. 5, tabla 2
Tubo estanco:	NI 33.26.31	NI 33.26.31
- Estanqueidad	Apartado 8.1.2	Apartado 8.1.2

(Continúa)

Tabla 3 (fin)
Ensayos de calificación

Ensayos	Método	Requisitos
Alambres de acero aluminizado:		
- Diámetro	UNI 21 060 Apartado 6.1	NI 33.26.31 Cap.5, tabla. 2 UNI EN 61 232
- Tolerancias sobre los diámetros		Apartado 4.4 Tabla 2 UNI EN 61 232
- Espesor del recubrimiento de aluminio	UNI EN 61 232 Apartado 6.3.4	Apartado 4.5 UNI 21 060
- Carga de rotura	Apartado 6.3.1	Apartado 5.3 UNI EN 61 232
- Alargamiento	Apartado 6.3.2 UNI EN 61 232	Apartado 4.7 NI 33.26.31
- Resistencia eléctrica	Apartado 6.3.5	Apartado 5-3, Tabla 2 UNI EN 61 232
- Torsión	Apartado 6.3.3	Apartado 4.9
Cable completo tierra-óptico:		NI 33.26.31
- Reflectometría óptica	Apar. 8.1.1, NI 33.26.31	Apartado 8.1.1
- Aspecto exterior	Apar. 6.2.1, UNI 21 060	Apartado 5.2
- Paso de hélice	Apar. 6.2.2, UNI 21 060	Apartado 5.2
- Diámetro	Apar. 2.2, UNI 21 060	Cap. 4 tabla 1
- Masa	Apar. 6.2.3, UNI 21 060	Cap. 4 tabla 1
- Carga de rotura	Apar. 6.2.5, UNI 21 060 y Apar. 8.1.3, NI 33.26.31	Cap. 4 tabla 1
- Ciclos térmicos	Apar. 6.3, UNI EN 187 000	Apartado 8.1.5
- Carga/alargamiento	Apar. 3.3, UNI EN 187 000	Apartado 8.1.4
- Medida del módulo de elasticidad del cable	Apar. 8.1.6, NI 33.26.31	Cap. 4, tabla 1
- Ensayo de cortocircuito	Apar. 8.1.7, NI 33.26.31	Cap. 5, tabla 2
- Ensayo de resistencia al rayo	Apar. 8.10, CHI 60 794-4-1	Apartado 8.1.8
- Ensayo de vibraciones	Apar. 3.15, UNI EN 187 000	Apartado 8.1.10
- Compatibilidad de elementos	Apar. 8.1.11, NI 33.26.31	Apartado 8.1.11

8.1.1 Reflectometría óptica.- Se realizará en todas la fibras. El valor máximo de la atenuación para cada ventana será el indicado en la NI 00.06.05. La reflectometría no deberá mostrar irregularidades o escalones apreciables en la atenuación a lo largo de todas las fibras. El fallo de una fibra supondrá la no calificación. Además se incluirá la medida de la longitud de fibra óptica en bobina, con un margen de error < 0,5 %.

8.1.2 Ensayos de estanquidad sobre el tubo.- Se introducirá en agua una muestra de al menos 3 m con uno de sus extremos sellados y se aplicará en el otro extremo una presión de aire constante de 2 atmósferas. El ensayo consistirá en verificar que no haya pérdidas de aire a través del tubo, para ello se realizará una observación visual al inicio y otro al cabo de una hora no debiéndose observar burbujas en el agua.

8.1.3 Carga de rotura.- Este ensayo se efectuará sobre una muestra de cable completo, de una longitud mínima de 5m. (vano libre).

Se deberá especificar en este ensayo: la longitud libre de cable sometido a tracción, la velocidad de tiro y la temperatura ambiente a la que se realiza el ensayo.

8.1.4 Carga/alargamiento.- El ensayo se realizara de acuerdo con lo especificado en el apartado 3.3, de la norma UNE EN 187 000 con las siguientes condiciones de ensayo:

- Longitud del vano ≥ 40 m.
- Tense inicial 8% de la carga de rotura.(punto A de la figura 3)
- Tracción máxima 90% de la carga de rotura (punto B de la figura 3)
- Tiempos de permanencia 3 min.
- Velocidad de tiro 500 daN/min.

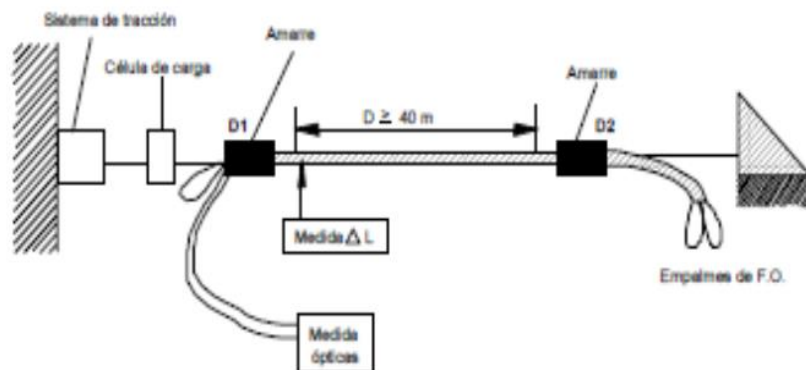


Figura 2. Ensayo de carga/alargamiento

Requisitos particulares.

- Durante la rampa de subida,(puntos A y B de la figura 3) se medirán el alargamiento del cable, tomando 10 medidas y las variaciones de atenuación, en 3ª ventana, y alargamiento de las fibras ópticas. Tomando 10 medidas de todas las variables, al 40% y 60% de la carga de rotura.
- Los valores del alargamiento óptico se corregirán de manera que los incrementos de longitud en las fibras y en el cable sean los mismos, una vez que las fibras han comenzado a estirar. No debiéndose alargar las fibras hasta el 60%.
- No se consideraran variaciones de longitud en las fibras ópticas valores inferiores al 0,05%.
- La variación en la atenuación que presente la fibra para la 3ª ventana, será inferior a 0,05 dB/Km.
- Por ultimo, se verificará que ninguna de las fibras ópticas se han seccionado durante el ensayo, manteniendo el cable relajado (sin estar sometido a tracción mecánica).

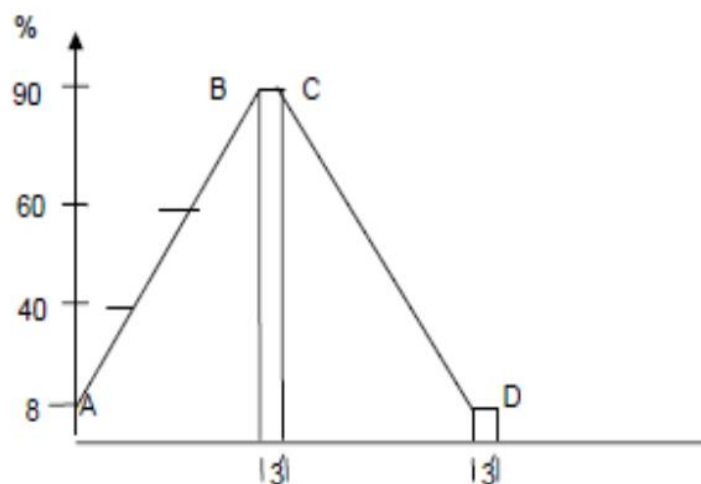


Figura 3. Ciclo del ensayo carga/alargamiento

8.1.5 Ciclos térmicos.- El ensayo se realizará de acuerdo con lo especificado en el apartado 6.3, de la UNE EN 187 000 con las siguientes condiciones de ensayo:

- Longitud de la muestra de cable > 1000 m
- Temperatura mínima TA de -30°C
- Temperatura máxima TB de +70°C
- El tiempo considerado de estabilización t1 mínimo será de 8 h.
- Velocidad de enfriamiento/calentamiento = 12°C/h

Requisitos particulares.

- Se medirán dos ciclos completos. La medida se realizará en continuo y por lo menos a dos fibras por cada tubo.
- Los límites admisibles de la variación de atenuación en 2ª y 3ª ventana, serán como máximo de 0,05 dB/Km.
- Durante el ensayo no deberán mostrar irregularidades ni escalones apreciables en la reflectometría.
- En caso de observarse variaciones por encima del límite de atenuación, se realizarán medidas por reflectometría óptica para determinar los posibles puntos de discontinuidad. Estas medidas se realizarán al principio y final de cada tramo, en un ciclo adicional.

8.1.6 Medida del módulo de elasticidad.- En este ensayo se someterá a ensayo de carga un tramo de cable para obtener el módulo de elasticidad. La longitud mínima de cable sometido a ensayo será de 5 metros (vano libre).

Durante el ensayo se deberán tomar lecturas de la temperatura a la que se encuentra la muestra en los puntos de comienzo y final de los tramos de carga rectos. Dichas lecturas se adjuntarán con los resultados del ensayo correspondiente.

Preparación de la muestra:

- Antes de quitar la muestra de la bobina, se instalará un amarre a una distancia de 5 ± 1 metros del final encintado de cable. El amarre deberá aplicar suficiente presión como para evitar movimientos de los alambres en el cable.
- Se desenrollará de la bobina la longitud de cable deseado y se instalará otra mordaza a la distancia requerida con respecto a la primera. Se aplicará cinta adhesiva y se cortará el cable a una distancia de la mordaza suficientemente larga que permita situar los amarres finales de la muestra que deberá ser sometida a ensayo.
- Se utilizarán los amarres finales apropiados, los cuales no deberán introducir ninguna flojedad, ni daño, en los alambres que pudieran alterar los resultados del ensayo.
- La muestra se soportará convenientemente a lo largo de su longitud de tal manera que ésta no se aleve más de 10 mm entre el 8% y el 70% de la tensión de rotura.
- El alargamiento del conductor se evaluará con los medidores de desplazamiento (calibres de marca, traductores de desplazamiento, etc.) y con los requerimientos de seguridad adecuados al equipo de carga y al ensayo en cuestión.

Ensayo de carga:

- Se cargará inicialmente al 8% de la carga de rotura del cable para estirarlo y se pondrá a cero el medidor del alargamiento del cable.
- Se subirá hasta el 30% de la carga de rotura y se mantendrá en esa posición 0,5 horas. Se tomarán lecturas a los 5, 10, 15 y 30 minutos durante los que se mantendrá la carga mencionada. Posteriormente, se volverá a la carga inicial.

- Se subirá hasta el 40% de la carga de rotura y se mantendrá en esa posición 1 hora. Se tomarán lecturas a los 5, 10, 15, 30, 45 y 60 minutos durante los que se mantendrá la carga mencionada. Posteriormente, se volverá a la carga inicial.

- Se subirá hasta el 70% de la carga de rotura y se mantendrá en esa posición 1 hora. Se tomarán lecturas a los 5, 10, 15, 30, 45 y 60 minutos durante los que se mantendrá la carga mencionada. Posteriormente, se irá a la rotura del cable.

- La velocidad de aplicación de las cargas será uniforme durante el ensayo. El tiempo requerido para conseguir el 30% de la carga de rotura no será menor de 1 minuto ni mayor de 2 minutos. La misma velocidad de carga se mantendrá durante el resto de la prueba.

El módulo de elasticidad se calculará entonces según la fórmula:

$$E = \frac{\Delta \text{ carga (N)}}{(\text{Sección metálica}) (\text{mm}^2) \times (\Delta \text{ Alargamiento}) (\%)} \times 100$$

Como medida para el cálculo válido del módulo de elasticidad se tomarán los datos hasta el 40% y como referencia hasta el 90%

8.1.7 Ensayo de cortocircuito.- En un montaje similar al mostrado en la figura 4 se someterá a ensayo una muestra de cable de una longitud mínima de 5 m.

El cable se someterá a un esfuerzo de tracción entre el 10% y el 15% de su carga de rotura nominal.

Los amarres han de ser tales que permitan que el núcleo óptico y las fibras ópticas queden fijadas en los extremos al resto del cable.

Durante la realización del ensayo se medirá la temperatura sobre la superficie del tubo estanco al menos en tres puntos distintos y equidistantes.

Se deberá indicar la temperatura inicial ambiente.

El cable se acondicionara a una temperatura de 37°C ±3.

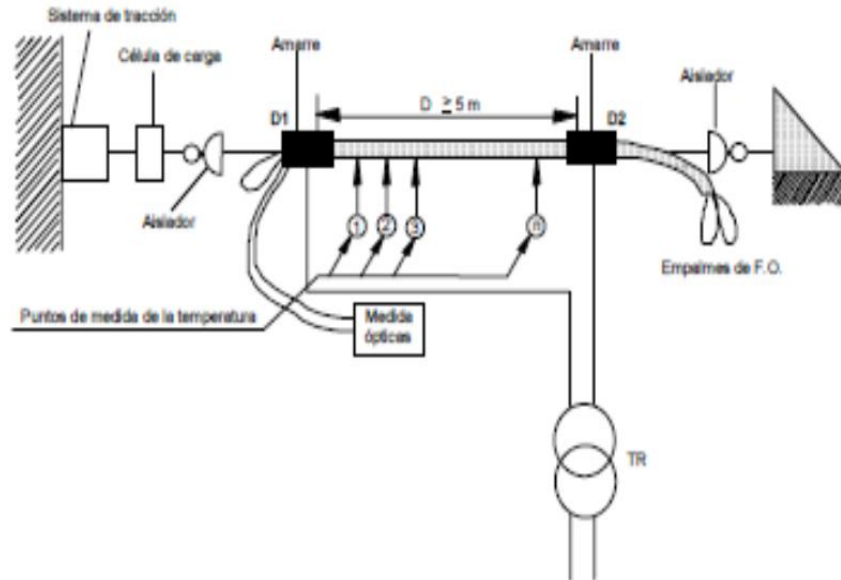


Figura 4. En sayo de cortocircuito

A través de las mordazas D_1 y D_2 se inyectará al cable una corriente durante 0,3 s. Los valores de la corriente inyectada y la energía máxima de cortocircuito serán los especificados en la tabla 2, capítulo 5.

El incremento de temperatura del cable será la indicada en la tabla 2 de esta norma.

Transcurrido un tiempo menor que un segundo, después del corto circuito, se realizará la primera medida de atenuación 30 minutos mas tarde se tomará una segunda medida, no debiendo observarse incrementos superiores a 0,05 dB/Km. entre ambas mediciones en 3ª ventana. Este ciclo se repetirá tres veces

Una vez acabadas las medidas ópticas se desmontarán las distintas piezas de las que consta el cable realizando una inspección visual de los tubos que alojan a las fibras ópticas y de éstas mismas para comprobar la ausencia de daños sustanciales que comprometan sus funciones como canal de comunicaciones.

8.1.8 Ensayo de resistencia al rayo.- El ensayo se realizará de acuerdo con lo especificado en el apartado 8.10 de la CRI 60 794-4-1 métodos según anexos F y G con las siguientes condiciones de ensayo:

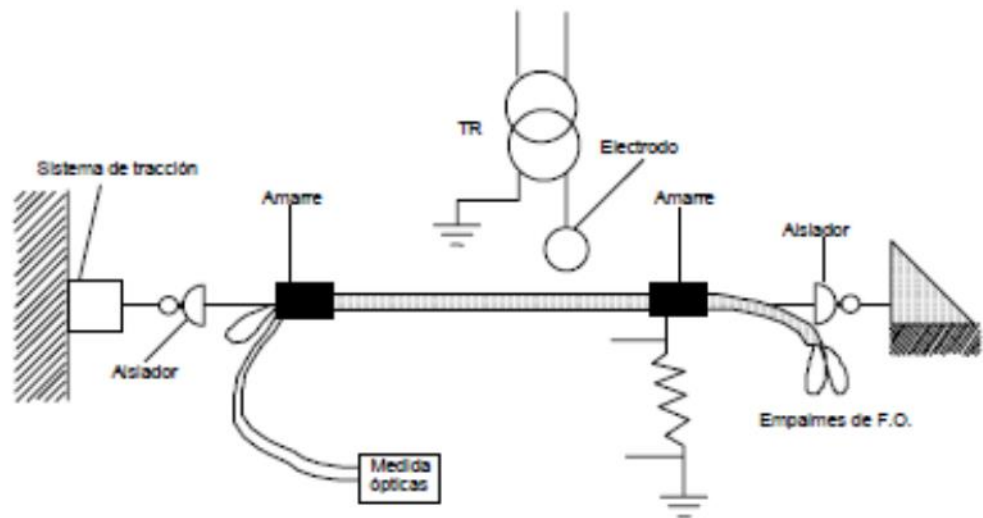


Figura 5. En ensayo de resistencia al rayo.

-Longitud mínima del vano 5m.

-Longitud máxima del vano 10m

-Esfuerzo de tracción comprendido entre el 10% y el 15% de la carga de rotura nominal.

-El electrodo debe estar fabricado de un material que no deje depósitos sobre el cable.

-Valores de las formas de ondas, según CRI 61 312-1

- Onda unidireccional, según tablas 1, 2 y 3, nivel de protección II, tolerancia de los valores $\pm 10\%$.

- El n° de impulsos serán dos uno + y otro - por cada tipo de onda

- Onda oscilante amortiguada, de las siguientes características:

I_{pmax} : 200 kA; frecuencia: 16 KHZ

Tiempo entre t=0 y el tiempo en el cual el valor de pico de la corriente es la mitad del valor del primer pico debe ser de aproximadamente 243 μs

Tiempo entre t=0 y el tiempo en el cual el valor de pico de la corriente es del 5% del valor del primer pico debe ser aproximadamente de 755 μs

N° de impulsos 3

Requisitos particulares.

-Durante el ensayo se medirán las corrientes aplicadas, el tiempo de aplicación y la atenuación de las fibras ópticas.

-La atenuación en las fibras ópticas no sufrirá variaciones superiores a 0,1 dB/Km. en 3ª ventana, entre las medidas al inicio y final del ensayo.

-Después de la aplicación de cada uno de los impulsos de corriente, el cable y los elementos que lo componen no presentarán daños substanciales en los puntos de aplicación.

8.1.9 Holgura de la longitud F.O.- Este ensayo tiene por objeto establecer en que proporción es mayor la longitud de las fibras ópticas con respecto al cable OPCW y se realizarán como sigue:

Se tomará en m, las longitudes siguientes:

- la indicada en la bobina
- la que resulta del ensayo de reflectometría óptica, según el apartado 8.1.1 de esta norma

En ambos casos el margen de error será < 0,5%.

Se llevará a efecto el cálculo siguiente:

$$\Delta H\% = \frac{A - B}{B} \times 100$$

Siendo:

- A. - medida de la longitud de fibra, en m
- B. - metraje de la bobina, en m
- $\Delta H\%$. - porcentaje incremento de fibra

Límite admisible:

Según tabla 2 el incremento mínimo, holgura de fibra será de $\geq 0,5\%$. Considerando los márgenes de tolerancia admitidos en la precisión de las medidas, se estimará un valor mínimo de incremento de fibra de 0,51 %.

8.1.10 Ensayo de vibración.- El ensayo se realizará de acuerdo con lo especificado en el apartado 3.15 de la UNE EN 187 000 método 515. Con las siguientes consideraciones de ensayo:

-Esfuerzo de tracción sobre el cable 15% de la carga de rotura nominal

- Longitud del vano inactivo 15m
- Longitud del vano activo 25m
- Para todos los ensayos se realizara un barrido en frecuencias determinando los parámetros siguientes:

- Frecuencias de resonancia
- Longitud de onda libre
- N° de ondas
- Amplitud de onda libre

Ensayo a baja frecuencia

- Frecuencia de vibración 15 Hz.
- Amplitud de la frecuencia 15cm
- N° de ciclos $2 \cdot 10^6$

Ensayo a alta frecuencia

- Frecuencia de vibración 40 Hz.
- Amplitud de la frecuencia 1cm
- N° de ciclos $80 \cdot 10^6$

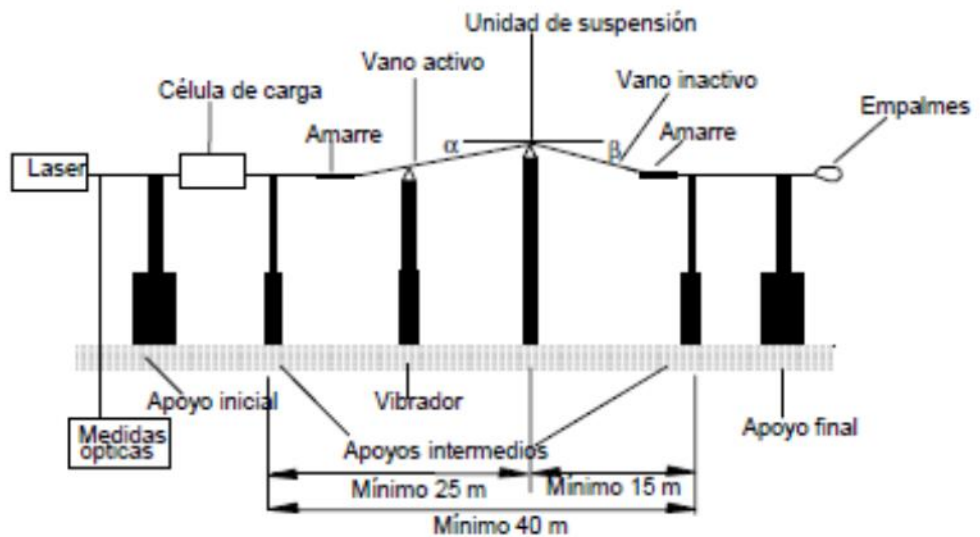


Figura 6. Ensayo de vibración

Requisitos particulares:

Se tomarán diariamente a la mismas horas y en lo mismos intervalos de tiempo los datos referentes a la temperatura ambiente y a la transmisión de potencia óptica.

Las variaciones de atenuación no serán superiores a 0,5 dB/Km. en 3ª ventana respecto al valor inicial. Al finalizar el ensayo, se verificará si el cable ha sufrido daño en algún punto. Asimismo se desmontarán las piezas que forman el cable, comprobando especialmente los tubos y fibras ópticas en los puntos de amarre y suspensión del cable.

8.1.11 Compatibilidad de elementos.

8.1.11.1 Ensayo de compatibilidad de las fibras con el compuesto de relleno.-

El ensayo se realizara de acuerdo con lo especificado en los apartados 6.12 de la UNE EN 187 000 método 610 con las siguientes condiciones de ensayo:

- Muestra 2 m de fibra óptica tintada
- Temperatura 65°C
- Duración del envejecimiento 24 días

Requisitos particulares:

- No se detectará decoloración de la fibra tintada.
- No se observaciones variaciones en la fuerza de palado, después del envejecimiento
- La fibra sometida a observación microscópica, no presentara desprendimientos de ninguno de sus componentes

8.1.11.2 Medida de la atenuación de la fibra sometida a choques térmicos

Condiciones de ensayo

La longitud de la muestra será como mínimo de 1.000 m de fibra tintada.

- La muestra se acondicionara de la misma forma que en el ensayo del apartado 8.1.11.1
- Rango de temperatura de -30°C a 70°C
- Tiempo de estabilización 3 h.

Requisitos particulares.

- No se detectará decoloración en la fibra tintada.
- La variación en la atenuación no será superior a 0,05dB/km en 3ª ventana.

8.1.11.3 Ensayo de compatibilidad entre el tubo de protección de las fibras y el compuesto de relleno.

Condiciones de ensayo

- El acondicionamiento de las muestras se realizara de acuerdo con el apartado 9.2 de la UNE EN 60 811-1-1
- Días de envejecimiento 30
- Temperatura de envejecimiento 85°C
- Velocidad de tracción 25mm/min

Requisitos particulares

La máxima variación entre la carga de rotura y el alargamiento, antes y después del envejecimiento, no serán mayores de:

Carga de rotura $\leq 30 \%$

Alargamiento a la rotura $\leq 50 \%$

8.1.11.4 Flujo (goteo) de los materiales de relleno.- El ensayo se realizara de acuerdo con lo especificado en el apartado 6.13 de la UNE EN 187 000 método 611, con las siguientes condiciones de ensayo:

- Temperatura de ensayo 70°C
- Duración del ensayo 24 h.

Requisitos particulares

La cantidad máxima goteada no será mayor de 0,05 g.

8.2 Recepción

Los criterios de recepción variarán a juicio de Iberdrola, en función del control de calidad, establecido en fábrica y de la relación Iberdrola-Suministrador, en lo que respecta a este producto (experiencia acumulada, calidad concertada etc.).

En principio se seguirá el siguiente criterio:

Los ensayos sobre las fibras ópticas, se ajustarán a lo especificado en la NI 00.06.05.

En la tabla 4 se relacionan los ensayos de recepción que deberán satisfacer los cables seleccionados. Los métodos de ensayo y los requisitos a cumplir serán los mismos que los correspondientes de la tabla 3.

Tabla 4
Ensayos de recepción

Ensayos	UNE 21 044 Criterios de	
	Muestreo	Acepta./ Rechazo
Núcleo Óptico		
Ensayo de presión a 150°C de los tubos protectores	1 ensayo por lote (1)	Apartado 6.2
Nº de fibras	100 ±	
Holgura en longitud de las F.O.	Cap. 7 Tabla III.	
Espesor de los tubos protectores	Cap. 7 Tabla III	
Tubo estanco		
Espesor	Capítulo 7 Tabla III	Apartado 6.2
Alambres de acero recubiertos de aluminio		
Diámetro	Cap. 7 Tabla III	
Espesor de aluminio	Cap. 7 Tabla III	
Carga de rotura-alargamiento	Cap. 7 Tabla III	Apartado 6.2
Resistencia eléctrica	Cap. 7 Tabla III (2)	
Torsión	Cap. 7 Tabla III	
Cable completo tierra-óptico		
Reflectometría óptica	100 ±	Apartado 6.2
Aspecto exterior	100 ±	Apartado 6.2
Diámetro	Capítulo 7, Tabla III	Apartado 6.2
Masa	Capítulo 7, Tabla III	Apartado 6.2
Paso de hélice	Capítulo 7, Tabla III	Apartado 6.2
Carga de rotura	1 por cada 75 km	Apartado 6.2 (3)
Carga/alargamiento	1 por cada 75 km	Apartado 6.2 (3)
Ciclos térmicos	1 por cada 75 km	Apartado 6.2

(1) Se tomarán como muestra de ensayo dos tubos por lote, independientemente de la cantidad total.

(2) Solo columnas de n° de alambres.

(3) En caso de fallo se tomarán el doble de muestras. Se rechazará el lote con un nuevo fallo.

9 Protección del medio ambiente

En el diseño y composición de este cable, permitirá una fácil separación y recuperación de los elementos constituyentes para el reciclado o tratamiento adecuado de los mismos al final de su vida útil.

ANEXO Nº 12

Características de los PLC – Simatic 7

1. Simatic S7 200, es un Micro PLC, rápido y con gran capacidad de comunicación y alta productividad en modo de tiempo real. El diseño modular consistente facilita la creación de soluciones a la medida, ampliables en el rango de rendimiento de gama baja. El S7 – 200 se puede utilizar ya sea como una solución autónoma Micro PLC o en conjunto con otros controladores.

Data Técnica

Comunicación abierta

- Puerto estándar RS-485 con velocidad de transferencia de datos comprendida entre 1,2 y 187,5 kbits/s.
- Protocolo PPI en calidad de bus del sistema para interconexión sin problemas.
- Modo libremente programable con protocolos personalizados para comunicación con cualquier equipo.
- Rápido en la comunicación PROFIBUS vía módulo dedicado, operando como esclavo.
- Potente en la comunicación por bus AS-Interface, operando como maestro
- Conexión a Industrial Ethernet vía módulo dedicado
- Con conexión a internet mediante módulo correspondiente
- Accesibilidad desde cualquier punto gracias a comunicación por modem (para telemantenimiento, teleservice o telecontrol)
- S7-200 PC ACCESS, servidor OPC para simplificar la conexión al mundo del PC

Altas prestaciones

- Pequeño y compacto, ideal para aplicaciones donde se cuenta con reducido espacio.
- Extensa funcionalidad básica uniforme en todos los tipos de CPU
- Alta capacidad de memoria
- Extraordinaria respuesta en tiempo real; la posibilidad de dominar en cualquier instante todo el proceso permite aumentar la calidad, la eficiencia y la seguridad
- Manejo simplificado gracias a software de fácil uso STEP7-Micro/WIN, ideal tanto para novatos como para expertos.
- Manejo simplificado gracias a software de fácil uso STEP7-Micro/WIN, ideal tanto para novatos como para expertos.

Modularidad optima

- La gama del Sistema:
 - ✓ 5 CPUs escalonadas en prestaciones con extensa funcionalidad básica y puerto Freeport integrado para comunicaciones
 - ✓ Amplia gama de módulos de ampliación para diferentes funciones.
 - ✓ Manejo y visualización
 - ✓ Software STEP 7-Micro/WIN con librería Add-on Micro/WIN
 - ✓ Una gama de sistema que conviente, para un dimensionamiento exactamente adaptado a la aplicación y resuelto de forma óptima

2. Simatic S7 300, El controlador SIMATIC S7-300 universal está diseñado especialmente para soluciones de sistemas innovadores en la industria manufacturera, en particular Tecnología de fabricación en la Industria del automóvil, Maquinaria en general y especiales, Construcción en serie de maquinaria, OEM, Transformación de plásticos, Industria de embalajes, Industria de alimentación y bebidas, Industria de procesos. Este controlador modular sirve como sistema de automatización universal, ideal en configuraciones centralizadas y descentralizadas. Tecnología de seguridad y control de movimiento se pueden integrar con la automatización estándar en este controlador universal.

Data Técnica

- Potentes módulos centrales con interfaz industrial Ethernet / PROFINET, funciones tecnológicas integradas o versión de seguridad en un sistema coherente evitan inversiones adicionales.
- El S7-300 se puede configurar de forma modular, no hay ninguna regla de asignación de slots para los módulos periféricos. Hay disponible una amplia gama de módulos, tanto para estructuras centralizadas, como para estructuras descentralizadas con ET-200M.
- El uso de la Micro Memory Card como memoria de datos y programa hace innecesaria una pila tampón y ahorra costes de mantenimiento. Además, en esta tarjeta de memoria se puede guardar un proyecto asociado con símbolos y comentarios para simplificar el trabajo del servicio técnico.
- Asimismo, la Micro Memory Card permite la actualización sencilla del programa o del firmware sin programadora. Además se puede utilizar durante el funcionamiento para guardar y consultar datos, por ejemplo, para archivar medidas o para procesar recetas.
- Además de la automatización estándar, en un S7-300 también se pueden integrar funciones de seguridad y control de movimiento.

- Muchos de los componentes S7-300 también están disponibles en una versión SIPLUS para condiciones ambientales extremas como, por ejemplo, rango de temperatura ampliado (de -40/25 a -60/70°C) y utilización en atmósfera agresiva/condensación

3. Simatic S7 400 , Parte de la serie de control de procesos SIMATIC S7-400 se ha diseñado para soluciones de sistema en los campos , como por ejemplo Industria del automóvil, Construcción de maquinaria, incluida la construcción de maquinaria especial, El Almacenamiento y La Manutención, Automatización de edificios, Industria siderúrgica, Industria química y petroquímica, Generación y distribución de energía, Industria papelera y gráfica, Procesamiento de madera, Fabricación textil, Industria farmacéutica, Industria de alimentación y bebida, Procesos, p. ej., abastecimiento y depuración de aguas. Este controlador de proceso es ideal para tareas de uso intensivo de datos que son especialmente típicas en el campo de la industria de procesos. Posee una Alta velocidad de procesamiento y tiempos de respuesta deterministas garantizar los tiempos de ciclo de máquina cortos en máquinas de alta velocidad en la industria manufacturera.

Data Técnica

- El S7-400 es ideal para tareas de muchos datos de la industria de procesos; la gran velocidad de procesamiento y los tiempos de reacción determinísticos reducen los tiempos de ciclo de las máquinas rápidas en la industria manufacturera. El rápido bus de fondo del S7-400 posibilita una conversión eficaz de los módulos periféricos centrales.
- El S7-400 se utiliza preferentemente para coordinar instalaciones completas y para controlar las líneas de comunicación subordinadas con estaciones esclavas; de ello se ocupan las interfaces integradas y la gran capacidad de comunicación.
- Las prestaciones del S7-400 se pueden ampliar gracias a una gama escalonada de CPU; la capacidad para periferia de E/S es prácticamente ilimitada.
- Los recursos disponibles de las CPU permiten integrar nuevas funciones sin necesidad de invertir en más hardware, p. ej. Procesamiento de datos de calidad, cómodo diagnóstico, integración en soluciones MES de nivel superior o rápida comunicación a través del sistema de bus.
- El S7-400 se puede configurar de forma modular, sin necesidad de observar ninguna regla de asignación de slots; hay una amplia gama de módulos

disponibles, tanto para estructuras centralizadas como para estructuras descentralizadas.

- La configuración de la periferia descentralizada del S7-400 puede modificarse durante el funcionamiento. Además, es posible insertar y extraer los módulos de señales bajo tensión (hot swapping). De esta forma resulta muy sencillo realizar ampliaciones de la instalación o cambios de módulos en caso de error.
- El almacenamiento de todos los datos del proyecto, incluidos símbolos y comentarios, en la CPU facilita y simplifica las labores de mantenimiento y servicio técnico.
- En un S7-400 se pueden integrar funciones de seguridad y automatización estándar; la disponibilidad de la instalación se puede mejorar usando un S7-400 con configuración redundante.
- Muchos de los componentes S7-400 también están disponibles como versión SIPLUS para condiciones ambientales extremas; por ejemplo, para uso en atmósfera agresiva / condensación

4. Simatic S7 1200, es la base de nuevas ofertas para las tareas de automatización sencillas pero muy precisas. El controlador SIMATIC S7-1200 es modular y compacto, versátil, una inversión segura, y está fuertemente apto para una amplia gama de aplicaciones.

Data Técnica

- El Simatic S7-1200 ofrece a los profesionales de la instalación un amplio abanico de características técnicas entre las cuales cabe destacar las siguientes:
 - Alta capacidad de procesamiento. Cálculo de 64 bits
 - Interfaz Ethernet / PROFINET integrado
 - Entradas analógicas integradas
 - Bloques de función para control de ejes conforme a PLCopen
 - Programación mediante la herramienta de software STEP 7 Basic v11 para la configuración y programación no sólo del S7-1200, sino de manera integrada los paneles de la gama Simatic Basic Panels.
- El nuevo sistema S7-1200 desarrollado viene equipado con tres modelos diferentes de CPU (CPU 1211C, CPU 1212C y CPU 1214C) que se podrán expandir a las necesidades y requerimientos de las máquinas.
- Un Signal Board puede añadirse en la parte frontal de cualquiera de las CPUs de manera que se pueden expandir fácilmente las señales digitales y analógicas sin afectar al tamaño físico del controlador.
- A la derecha de la CPU pueden colocarse los módulos de ampliación de E/S digitales y analógicos.
- La CPU 1212C está capacitada para aceptar hasta dos módulos y la CPU 1214C hasta un total de ocho módulos de señal.
- Todas las CPUs Simatic S7-1200 pueden equiparse hasta con tres Communication Modules a la izquierda del controlador, lo que permite una comunicación sin discontinuidades, de entre las que destacan:
 - Industrial Ethernet/PROFINET, La interfaz PROFINET integrada garantiza una comunicación con el sistema de ingeniería STEP 7 Basic integrado y con PROFINET IO devices. Esta interfaz permite la programación y la comunicación con los Basic Panels para la

visualización, con controladores adicionales y con equipos de otros fabricantes.

- Los protocolos abiertos de Ethernet TCP/IP native e ISO-on-TCP hacen posible la conexión y la comunicación con varios equipos de otros fabricantes.
 - PROFIBUS DP. Los nuevos módulos PROFIBUS MASTER (CP1243-5) y PROFIBUS Slave (CP1242-5) permiten la integración en la automatización estándar.
- Funciones tecnológicas integradas
- Entradas de alta velocidad para contaje y medición
 - Salidas de alta velocidad para regulación de velocidad, posición y punto de operación.
 - Bloques de función para control de movimiento conforme a PLCopen
 - Funcionalidad PID para lazos de regulación

5. Simatic S7 1500 , A través de sus muchas innovaciones, el nuevo controlador SIMATIC S7-1500 establece nuevos estándares para maximizar la productividad. Esto beneficia a las máquinas de series cortas, así como instalaciones complejas que requieren rendimientos en la velocidad y determinismo. El SIMATIC S7-1500 se integra perfectamente en el Portal de la Totally Integrated Automation (TIA Portal) para una máxima eficiencia de la ingeniería.

Datos Técnicos:

- Máximo rendimiento, máxima usabilidad: el nuevo controlador SIMATIC S7-1500 establece nuevos estándares de alta productividad gracias a sus distintas innovaciones.
- SIMATIC S7-1500 se integra perfectamente en el Totally Integrated Automation Portal (TIA Portal) aportando al sistema una eficiencia máxima de ingeniería sin igual
- SIMATIC S7-1500 está compuesto por módulos y se puede regular en su funcionalidad. Un controlador está compuesto de:
 - Una unidad central (CPU) para procesar el programa de aplicación
 - Una o varias fuentes de alimentación
 - Módulos de señal como entradas/salidas
 - Y en su caso módulos de comunicación y de aplicación
- Con un rendimiento de sistema sin igual y con PROFINET como interfaz estándar, SIMATIC® S7-1500 es el nuevo referente en productividad.
- La reducción de tiempos de respuesta incrementan la productividad y permiten alcanzar la máxima flexibilidad, haciendo que los tiempos de desarrollo requeridos sean muchos más cortos y

en consecuencia se obtenga un retorno de la inversión mucho más rápido.

- **Rendimiento sobresaliente** del sistema para unos tiempos de respuesta mínimos con el máximo control
 - **+ Tecnología Integrada** para una perfecta integración de accionamientos mediante funciones de control de movimiento y unidad PROFIdrive
 - **+ Seguridad Integrada** globalmente para maximizar la protección de la inversión
- LA Eficiencia del SIMATIC S7-1500 está diseñado para facilitar su uso al máximo. Gracias a las numerosas innovaciones, la instalación, conexión y puesta en marcha del controlador son más rápidos y sencillos.
- La integración perfecta en el TIA Portal facilita como nunca los proyectos y tareas de ingeniería, sacando partido a sus nuevas funciones.
- Presenta un concepto de manejo uniforme que facilita la recogida de datos de manera coherente :
- **+ Diseño innovador y de fácil manejo** para que el uso y la puesta en marcha sean sencillísimos y funcionamiento seguro :
 - **+ Diagnóstico del sistema integrado** para una total transparencia del estado de la instalación, generado automáticamente y con una visualización uniforme
 - **+ TIA Portal** para una máxima eficiencia de ingeniería que reduzca los costes de proyecto

Como se puede apreciar, en cada familia de PLC de una marca, pueden haber sub variables, que se diferencia por su tamaño, función y recomendaciones de operación dependiendo del tipo de industria en que se recomienda su utilización, y la capacidad de procesamiento de información y datos.

ANEXO N° 13

Ejemplo de equipamiento de PLC y dispositivos de Automatización

A. SM321 16 DI 24 V DC compatible PLC S7-300 series



Specifications

1. 16DI, 24V DC;
2. High immunity.
3. It is similar as PLC S7-300 series;
4. CE Certificate.
5. Free Software.

SM321 16 DI ,24 V DC compatible plc S7-300 series, our Part
No. UN321-1BH02-0AA0.

Model	SM321
Product Description	Number of digital inputs:16 16DI,24V DC; High immunity;stable
Power consumption	
·From bus current consumption	17mA
·Power loss	3.5W
Number of digital inputs	16
Cable Length (Shielded)	1,000m
Cable Length (unshielded)	600m
Input voltaje	
·Rate value	24V DC
·For "0" signal	-30~5V DC
·For "1" signal	13~30V DC
·Frequency range	/
Input current	7mA
Input delay	
·From "0" to "1",Min	1.2~4.8ms
·From "1" to "0",Min	1.2~4.8ms
Front connector	20-pin
Input type	NPN
Connection of 2-wire BERO sensor	Yes
Permissible quiescent current	1.5mA
Isolation tested for contact	
·Between channel and backplane bus	Yes
·Per group between channels	Yes
The status indicates	Green LED each cannal
Dimensions(WxHx D)(mm)	40×125×120
Order Number	UN 321-1BH02-0AA0

Quality Assurance:

CE Certificate; ISO 9001-2008

B. Repuesto compatible Mecasolar - Siemens plc s7-224.



Repuesto compatible Mecasolar - Siemens plc s7-224. Fabricado por Siemens.

(http://www.riosrenovables.com/index.php?option=com_virtuemart&view=productdetails&virtuemart_product_id=12&virtuemart_category_id=12&lang=it)

Aplicaciones:

Control programable del seguidor.

Aplicaciones estándar de control/automatización industrial.

Características:

- Manufacturer Series simatic s7-200
- Series Referencia 6es7214-1ad23-0xb0 Scan Time 0.22 μ s
- Total Memory Available 12 (Program Memory), 8 (Data Memory) kB Programming
- Language Used awl, fup, Ladder Logic
- Programming Interface Computer, simatic pg/pc
- Program Capacity 12 kB Communication Port
- Type rs485 Número de e/s 27

- Tipo de entrada Analógico, digital
- Maximum Inputs/Outputs 203 (168 Digital, 35 Analogue)
- Tipo de montaje Panel de e/s Número de entradas 16 (14 Digital, 2 Analogue)
- Número de salidas 11 (10 Digital, 1 Analogue)
Corriente de salida 750 mA
- Velocidad de baudios máxima 187.5 kbit/s
- [Battery Backup](#) (Sí)
- Tipo de salida Analogue, Digital,
Transistor Voltage Category 20.4 to 28.8 v dc
- Medidas 80 x 120,5 x 60 mm
- Temperatura de funcionamiento máxima +45 c
- Temperatura de funcionamiento mínima 0 c
- Number of Communication Ports 1 x rs485



GLOSARIO

- ❖ ANSI: American National Standard Institute, Instituto Nacional Americano de Normas. Organización independiente en E.U.A que desarrolla estándares, entre otros el código ASCII.
- ❖ ASCII: Método estándar de codificación de 7 u 8 bits, representando datos alfanuméricos.
- ❖ Bus: Medio o canal de transmisión de uno o más conectores a través del cual todos los dispositivos conectados reciben la información en el mismo instante.
- ❖ Dúplex: Modo de comunicación para transmisión y recepción de forma simultanea
- ❖ Fieldbus: Bus de campo, permite la comunicación digital entre Instrumentos controladores.
- ❖ IEEE : Institute of Electrical and Electronic Engineers
- ❖ Interfaz: Dispositivo o software que hace posible la conexión física e interoperación entre 2 sistemas diferentes.
- ❖ Ladear: Diagrama escalera, diagrama de contactos
- ❖ LAN: Local Área Network, red de comunicación de datos limitada a un área tal como una oficina, sala de control, edificio, etc., hasta 10 kilómetros. No se usa portadora común.
- ❖ Master/Slave: Maestro/Esclavo. Acceso al bus administrativo solo por el maestro, siempre el interviene en la comunicación.
- ❖ Modbus: Protocolo de Modicon, actualmente utilizado por otros fabricantes.
- ❖ PIC: *Peripheral Interface Controller* (controlador de interfaz periférico), son una familia de microcontroladores tipo RISC fabricados por Microchip Technology Inc. y derivados del PIC1650.
- ❖ PLC: Programmable Logic Controller (Controlador Lógico Programable). Denominación que describe un autómatas programable en memoria.
- ❖ Protocolo: Semántica y sintaxis que debe de tener el formato de datos para comunicación entre 2 estaciones.

- ❖ RTU: Llamada Unidad Terminal Remota, es un gabinete para las conexiones en el campo de datos transmitidos y ejecuta conmutaciones remotas sobre cierta distancia del control y operaciones de procesos.
- ❖ Token-Bus: En comunicación digital, estándar LAN que usa el método de acceso del medio token passing en el cual un paquete de datos especial (llamado token), es pasado de estación a otra.
- ❖ Token-Ring: Comunicación digital, estándar LAN que usa el método de acceso del medio token passing en donde el derecho a transmitir es pasado de dispositivo a dispositivo.
- ❖ SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos). Software creado para ordenadores que tienen como función el controlar y supervisar procesos industriales a distancia.

