



# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO**

## **AUTOMATIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ**

**DARWIN SANTIAGO NAVAS MOLINA**

Trabajo de Titulación modalidad Proyectos de Investigación y Desarrollo, presentado ante el Instituto de Posgrado y Educación Continua de la **ESPOCH**, como requisito parcial para la obtención del grado de:

**MAGISTER EN SISTEMAS DE CONTROL Y AUTOMATIZACIÓN  
INDUSTRIAL**

Riobamba-Ecuador

Diciembre 2017

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO**

**CERTIFICACIÓN**

EL TRIBUNAL DEL TRABAJO DE TITULACION CERTIFICA QUE:

El trabajo de titulación modalidad Proyectos de Investigación y Desarrollo, denominado: “AUTOMATIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ”, de responsabilidad del señor Darwin Santiago Navas Molina, ha sido minuciosamente revisado y se autoriza su presentación.

**Ing. OSWALDO GEOVANNY MARTÍNEZ GUASHIMA MsC.**

**PRESIDENTE**

\_\_\_\_\_

**Ing. MILTON FABRICIO PÉREZ GUTIÉRREZ MsC.**

**DIRECTOR DE TESIS**

\_\_\_\_\_

**Ing. FRANCISCO ROBERTO NARANJO COBO MsC.**

**MIEMBRO DEL TRIBUNAL**

\_\_\_\_\_

**Ing. DANIEL ALEJANDRO ÁLVAREZ ROBALINO MsC.**

**MIEMBRO DEL TRIBUNAL**

\_\_\_\_\_

**Riobamba, Diciembre 2017**

## **DERECHOS INTELECTUALES**

Yo, Darwin Santiago Navas Molina soy responsable de las ideas, doctrinas y resultados expuestos en este **Trabajo de Titulación modalidad Proyectos de Investigación y Desarrollo** y que el patrimonio intelectual generado por la misma pertenece exclusivamente a la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.

---

DARWIN SANTIAGO NAVAS MOLINA

N° Cédula: 1802839207

## DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD

Yo, Darwin Santiago Navas Molina, declaro que el presente **Trabajo de Titulación modalidad Proyectos de Investigación y Desarrollo**, es de mi autoría y que los resultados del mismo son auténticos y originales. Los textos constantes en el documento que provienen de otras fuentes están debidamente citados y referenciados.

Como autor, asumo la responsabilidad legal y académica de los contenidos de este proyecto de investigación de Maestría.

Riobamba, Diciembre de 2018

---

DARWIN SANTIAGO NAVAS MOLINA

No. Cédula: 1802839207

## **DEDICATORIA**

A mi familia por el apoyo constante y especialmente a mi Madre por la motivación que he recibido desde mi infancia, porque a pesar de los desafíos he aprendido a luchar por conseguir mis objetivos propuestos.

A mis amigos y colaboradores porque han compartido sus valores emocionales y su experiencia que me han ayudado a adquirir el conocimiento necesario para continuar con el cumplimiento de mis metas.

## **AGRADECIMIENTO**

Quiero expresar mi agradecimiento a la Unidad de Negocio CELEC E.P. Hidroagoyán y a todo el personal que conforma la Administración de la Unidad por la oportunidad que se me ha dado de formar parte del proyecto de modernización de la Central Pucará.

Al personal que componen las Jefaturas, Supervisión y Técnicos de la Central Pucará por el apoyo brindado a lo largo del periodo del desarrollo del proyecto de modernización.

A todo el personal técnico que de alguna manera ha sido el colaborador con el diseño y la implementación del proyecto, brindando su conocimiento, su experiencia y su esfuerzo para la culminación de los resultados obtenidos. Como parte del personal técnico me siento complacido por este objetivo cumplido en forma conjunta.

El más sincero agradecimiento al personal docente de la Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, por compartir sus conocimientos que ayudaron en gran manera al desarrollo de mi profesión y del presente trabajo de titulación.

A mis directores y tutores que han formado parte del desarrollo de este documento de titulación.

A mi familia por el apoyo brindado a lo largo de este periodo de tiempo.

## TABLA DE CONTENIDOS

CERTIFICACIÓN.....	ii
DERECHOS INTELECTUALES .....	iii
DECLARACIÓN DE AUTENTICIDAD .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTO .....	vi
LISTA DE TABLAS .....	x
LISTA DE FIGURAS .....	xii
RESUMEN.....	xv
SUMMARY .....	xvii
CAPÍTULO I.....	1
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Planteamiento del problema.....	2
1.1.1 Situación problemática.....	2
1.1.2 Formulación del problema.....	4
1.1.3 Preguntas directrices o específicas .....	4
1.2 Justificación de la investigación .....	4
1.3 Objetivos .....	6
1.3.1 Objetivo general.....	6
1.3.2 Objetivos específicos.....	6
1.4 Hipótesis. ....	6
1.4.1 Hipótesis general .....	6

1.4.2	<i>Hipótesis específicas</i> .....	6
<b>CAPÍTULO II</b> .....		7
2	<b>MARCO DE REFERENCIA</b> .....	7
2.1	<b>Antecedentes del problema</b> .....	7
2.2	<b>Características de las Unidades de Generación de la Central Pucara</b> .....	9
2.3	<b>Arquitectura del proceso de control automático de las unidades de generación</b> ....	11
2.3.1	<i>Tipos de control industrial</i> .....	11
2.3.2	<i>Estructura jerárquica de automatización</i> .....	14
2.3.3	<i>Nivel de campo</i> .....	15
2.3.4	<i>Nivel de control</i> .....	17
2.3.5	<i>Nivel de supervisión</i> .....	18
2.3.6	<i>Nivel de gestión</i> .....	20
2.4	<b>Características de los subsistemas de las unidades de la Central</b> .....	20
2.4.1	<i>Transformador de elevación</i> .....	21
2.4.2	<i>Medición de temperaturas y control de calefacción del generador</i> .....	23
2.4.3	<i>Agua de enfriamiento</i> .....	24
2.4.4	<i>Unidad hidráulica</i> .....	26
2.4.5	<i>Medición de magnitudes eléctricas</i> .....	27
2.4.6	<i>Regulación automática de velocidad</i> .....	27
2.4.7	<i>Regulación automática de tensión</i> .....	29
2.4.8	<i>Protecciones eléctricas del generador y transformador</i> .....	30
2.4.1	<i>Control de interruptor y seccionadores</i> .....	33
2.5	<b>Automatización de las unidades de generación</b> .....	34
2.5.1	<i>Diseño del Sistema eléctrico</i> .....	35
2.5.2	<i>Controladores de automatización programable</i> .....	36
2.5.1	<i>Estaciones remotas de las unidades de adquisición y control</i> .....	39
2.5.2	<i>Interface HMI</i> .....	40
2.6	<b>Redes de comunicación</b> .....	41
2.6.1	<i>Modbus sobre TCP/IP</i> .....	41
2.6.2	<i>Ethernet industrial</i> .....	43
3	<b>DISEÑO DE INVESTIGACIÓN</b> .....	45
3.1	<b>Diseño de los tableros de las unidades de adquisición y control</b> .....	46
3.1.1	<i>Tablero y protecciones</i> .....	46
3.1.2	<i>Conexión de las entradas y salidas al PLC</i> .....	50
3.1.3	<i>Desarrollo de la lógica de control de arranque de las unidades</i> .....	53

3.1.4	<i>Desarrollo de la lógica de control de parada de las unidades</i> .....	59
3.1.5	<i>Configuración de las comunicaciones</i> .....	66
3.2	<b>Montaje eléctrico de los tableros</b> .....	69
3.2.1	<i>Instalación de dispositivos en el tablero de la UAC</i> .....	72
3.2.2	<i>Conexión de las señales de entradas y salidas del PAC</i> .....	73
3.3	<b>Programación de la lógica de control con UNITY</b> .....	74
3.3.1	<i>Configuración del bastidor del PAC</i> .....	74
3.3.2	<i>Creación de las variables</i> .....	76
3.3.3	<i>Programación del PAC</i> .....	77
3.3.4	<i>Configuración de la red de los módulos de comunicación</i> .....	80
3.4	<b>Implementación de la red de comunicaciones</b> .....	83
3.4.1	<i>Implementación de la red Ethernet</i> .....	83
3.4.2	<i>Implementación de la red MODBUS</i> .....	85
	<b>CAPÍTULO IV</b> .....	86
4	<b>PRUEBAS Y RESULTADOS EXPERIMENTALES</b> .....	86
4.1	<b>Ensayos de energización</b> .....	86
4.2	<b>Pruebas mecánicas</b> .....	87
4.3	<b>Verificación funcional</b> .....	87
4.4	<b>Pruebas de la lógica de control</b> .....	89
4.4.1	<i>Verificación de la programación de los relevadores auxiliares</i> .....	89
4.4.2	<i>Verificar el arranque de la unidad</i> .....	90
4.4.3	<i>Verificación del circuito de paro normal</i> .....	90
4.4.4	<i>Verificación del circuito de parada de emergencia</i> .....	91
4.5	<b>Prueba de Comunicación del sistema de Monitoreo y Control</b> .....	91
4.6	<b>Comprobación de hipótesis</b> .....	92
5	<b>CONCLUSIONES</b> .....	94
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	1

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1-2: Características de las unidades de generación de la Central Pucará.....	10
Tabla 2-2: Tableros de subsistemas locales. ....	17
Tabla 3-2: Tableros de las unidades de adquisición y control.....	18
Tabla 4-2: Características del relé multifunción MICOM P343 .....	31
Tabla 5-2: Listado de funciones de protección del generador.....	32
Tabla 6-2: Características del relé multifunción del transformador.....	33
Tabla 7-2: Funciones de protección del transformador.....	33
Tabla 8-2: Características de la CPU M580 marca Schneider .....	37
Tabla 1-3: Especificación de las actividades del proyecto.....	45
Tabla 2-3: Tabla de valores típicos de consumo de corriente a 24VDC .....	49
Tabla 3-3: Valores MTBF de los módulos del PAC .....	50
Tabla 4-3: Distribución funcional de los módulos del PLC.....	51
Tabla 5-3: Estados estables de funcionamiento de las unidades. ....	54
Tabla 6-3: Lista de condiciones para el arranque.....	55
Tabla 7-3: Secuencia de arranque de las unidades. ....	56
Tabla 8-3: Secuencia de paro manual de las unidades. ....	59
Tabla 9-3: Secuencia de paro automático de las unidades. ....	60
Tabla 10-3: Condiciones del paro temporal. ....	61

Tabla 11-3: Secuencia de paro temporal.....	62
Tabla 12-3: Lista de condiciones para las paradas de emergencia.....	64
Tabla 13-3: Costos de implementación de los tableros de las UAC's.....	70
Tabla 14-3: Lista de señales del regulador de velocidad.....	73
Tabla 15-3: Equipos de comunicaciones montados en el tablero de la UAC.....	83
Tabla 1-4: Mediciones eléctricas de las entradas de alimentación.....	86
Tabla 2-4: Estado de los equipos de la UAC.....	87
Tabla 3-4: Mediciones de temperatura.....	87
Tabla 4-4: Tabla de comprobación de señales.....	88
Tabla 5-4: Verificación de la programación de los relevadores auxiliares.....	89
Tabla 6-4: Prueba de la secuencia de arranque de la unidad U1.....	90
Tabla 7-4: Prueba de la secuencia de parada normal de la Unidad 01.....	90
Tabla 8-4: Periodos de arranque y parada de las unidades.....	91
Tabla 9-4: Pruebas de las funciones de protección del generador.....	91
Tabla 10-4: Cálculo de la correlación de Pearson.....	93

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1-2: Distribución de la infraestructura de la Central Pucará.....	11
Figura 2-2: Sistemas de control distribuido. ....	12
Figura 3-2: Sistema de control centralizado.....	13
Figura 4-2: Sistema de control híbrido.....	14
Figura 5-2: Niveles de automatización.....	15
Figura 6-2: Estructura de automatización de la Unidad. ....	21
Figura 7-2: Señales del transformador .....	22
Figura 8-2: Señales de temperatura del generador. ....	23
Figura 9-2: Temperaturas del estator y radiadores. ....	24
Figura 10-2: Subsistema de agua de enfriamiento. ....	25
Figura 11-2: Señales de la Unidad hidráulica. ....	26
Figura 12-2: Multimetro de sistemas trifásicos.....	27
Figura 13-2: Diagrama de conexiones del regulador de velocidad.....	28
Figura 14-2: Esquema funcional del RAV.....	29
Figura 15-2: Estructura funcional del regulador de tensión.....	30
Figura 16-2: Relé de protección del generador. ....	31
Figura 17-2: Relé de protección del transformador.....	32
Figura 18-2: ePAC M580 de Schneider Electric.....	38

Figura 19-2: Red con las estaciones RIO .....	40
Figura 20-2: Terminal táctil HMI.....	41
Figura 21-2: Estructura básica de una trama MODBUS.....	42
Figura 22-2: Módulo Gateway de comunicación.....	42
Figura 23-2: Red Ethernet sobre plataforma M580.....	44
Figura 1-3: Diseño del tablero de la UAC.....	47
Figura 2-3: Diagrama de bloques de la alimentación de los tableros.....	48
Figura 3-3: Diseño del circuito de alimentación eléctrica.....	49
Figura 4-3: Plano de entrada al PLC de las señales del RAT.....	51
Figura 5-3: Plano de salidas digitales del interruptor de línea.....	52
Figura 6-3: Diagrama de bloques de la lógica para el paso 1.....	53
Figura 7-3: Diagrama GRAFCET de entradas y salidas.....	57
Figura 8-3: GRAFCET de arranque nivel 1 del generador de Pucará.....	58
Figura 9-3: Diagrama de conexión de parada de las unidades.....	65
Figura 10-3: Diagrama de bloques del disparo del interruptor de subestación y campo.....	65
Figura 11-3: Grafcet de la parada de emergencia.....	66
Figura 12-3: Arquitectura de control de la Central Hidroeléctrica Pucará.....	67
Figura 13-3: Switch industrial de red Ethernet.....	68
Figura 14-3: Red Modbus para medición de grandezas eléctricas.....	69
Figura 17-3: Configuración del PLC de la UAC en UNITY PRO XL .....	75
Figura 18-3: Especificación del módulo CPU M580.....	75

Figura 19-3: Ventana de indicación de los LEDS del Módulo M580.....	76
Figura 20-3: Variables creadas mostradas en el editor de datos de UNITY PRO XL .....	77
Figura 21-3: Programación del relé de parada 62BKK de la unidad .....	78
Figura 22-3: Programación de la lógica de control del sistema de enfriamiento. ....	78
Figura 23-3: Programación del arranque de las unidades en UNITY. ....	79
Figura 24-3: Programación en FBD de la parada de la unidad. ....	80
Figura 25-3: Configuración de la conexión de red.....	81
Figura 26-3: Asignación de la conexión de red a un módulo.....	81
Figura 27-3: Pestaña del paso de arranque.....	82
Figura 28-3: Configuración mediante la selección del DIP/switch.....	84
Figura 29-3: Configuración del GATEWAY TSX100. ....	85

## LISTA DE FOTOGRAFÍAS

Fotografía 1-1: Casa de máquinas de la Central Hidroeléctrica Pucara.....	2
Fotografía 2-1: Relés electromecánicos de las unidades de generación.....	3
Fotografía 1-3: Tableros para el control de las unidades de generación. ....	71
Fotografía 2-3: Vista frontal y posterior de tablero de la UAC.....	72
Fotografía 3-3: Ensamblaje de los equipos de comunicación. ....	84
Fotografía 1-4: Interfaz gráfica de las unidades. ....	92

## **RESUMEN**

El objetivo fue diseñar e implementar los tableros de adquisición de datos y control automático de las dos unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Pucará, ubicado en la Provincia de Tungurahua, como parte del proyecto general de modernización de equipos que se lleva a cabo en la Planta. Se realizó el reemplazo del sistema de control electromecánico mediante la utilización de controladores lógicos programables con el propósito de mejorar la confiabilidad en el control de las unidades de generación. Se consideró las comunicaciones entre los diferentes equipos bajo la arquitectura diseñada para atender los requerimientos del sistema de control, medir las variables requeridas de la instrumentación de campo supervisadas en tableros locales que permitan optimizar la operación, medición, control y supervisión. En la programación de los procesos de arranque y parada se implementaron diagramas funcionales normalizados que permitan desarrollar un modelo que simplifique la comprensión de las diversas secuencias realizadas. Se concluye que se realizó el diseño, montaje y puesta en marcha del sistema eléctrico, control y monitoreo para las unidades de adquisición y control de las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Pucará. Se espera que la información de este proyecto, sirva como fuente de consulta para el personal de Planta de la central hidroeléctrica Pucará.

### **Palabras Claves:**

<TECNOLOGÍA Y CIENCIAS DE LA INGENIERÍA>, <CONTROL AUTOMÁTICO>, <MODERNIZACIÓN DE EQUIPOS> <AUTOMATIZACIÓN DE PROCESOS> <CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE (PLC)> <GENERACIÓN ELÉCTRICA>

## SUMMARY

The objective was to design and implement the data acquisition and automation control boards of the two generation units of the Pucará Hydroelectric Plant, located in the Province of Tungurahua, as part of the general project of modernization of equipment that is carried out in the plant. The electromechanical control system was replaced by the use of programmable logic controllers with the purpose of improving the reliability in the control of the generation units. We considered the communications between the different equipment under the architecture designed to meet the requirements of the control system, measure the required variables of the field instrumentation supervised in local boards that allow to optimize the operation, measurement, control and supervision. In the programming of the start and stop processes, standardized functional diagrams were implemented to develop a model that simplifies the understanding of the various sequences carried out. It is concluded that the design was carried out, assembly and commissioning of the electrical system, control and monitoring for the acquisition and control units of the generation units of the Pucará Hydroelectric Plant. It is expected that the information of this project will serve as a source of consultation for the hydroelectric plant personnel Pucará.

**Keywords:** <ENGINEERING TECHNOLOGY AND SCIENCE>, <AUTOMATIC CONTROL>, <EQUIPMENT MODERNIZATION>. <AUTOMATION PROCESSES>, <CONTROLLED PROGRAMMABLE LOGIC (PLC)>, <ELECTRICAL GENERATION>.

# CAPÍTULO I

## 1 INTRODUCCIÓN

El presente proyecto de investigación comprende el diseño y la implementación de los tableros de control conocidos como Unidades de Adquisición y Control para los generadores eléctricos de la Central Hidroeléctrica Pucará, ubicado en la Provincia de Tungurahua. Al final del proyecto se espera ejecutar las maniobras de operación de las unidades de generación desde los tableros implementados, los cuales están integrados principalmente por controladores de automatización programable.

Las Unidades de Adquisición y Control o UAC's tienen como finalidad llevar a cabo las tareas de secuencias de arranque y parada de las unidades en una operación normal, además de garantizar la seguridad de los equipos y personal mediante la utilización de tareas de bloqueo y paradas de emergencia. Se elaborará el diseño de la lógica de programación sobre diagramas funcionales en los procesos de arranque y parada de las unidades de generación, los cuales permitirán modelar la parte secuencial del automatismo, estos procesos tienen la opción de ejecutarse en distintos modos de operación.

Además, por medio de la programación se facilitará la detección de fallas en los distintos modos de accionamiento de las máquinas y se visualizarán en forma más explícita las secuencias realizadas por el controlador de automatización programable. La programación se lo realiza utilizando los controladores de automatización programable Modicon M580 de Schneider en el caso del sistema de control de las unidades de generación UAC y se utiliza una comunicación vía Ethernet con los controladores Modicon M340 ubicados en los tableros locales de control de los subsistemas de las unidades. Estos controladores son una plataforma que se pueden programar mediante el software Unity Pro.

## 1.1 Planteamiento del problema

### 1.1.1 Situación problemática

La Central hidroeléctrica Pucará (Fotografía 1-1) es una planta de generación hidroeléctrica que opera desde el año 1977, la cual está ubicada en la provincia de Tungurahua, a 35 kilómetros aproximadamente del cantón Píllaro (CELEC E.P. Hidroagoyán, 2012).



**Fotografía 1-1: Casa de máquinas de la Central Hidroeléctrica Pucara**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará  
Realizado por: Navas, D. (2016)

Esta central hidroeléctrica utiliza el agua represada en la laguna de Pisayambo para su generación, tiene una capacidad instalada de 73 MW a través de 2 unidades de generación de 36.5 MW cada una. El potencial producido por los generadores es convertido de 13.8 KV a 138 KV mediante 2

transformadores de 40 MVA, esta energía es enviada a la subestación de la central, que está constituida por 2 líneas de transmisión a 138 KV (CELEC E.P. Hidroagoyán).

El control del automatismo se encuentra en operación desde la construcción de la Planta y está basado en una lógica de relés electromecánicos (Fotografía 2-1) que tienen por el momento la desventaja de operar con elementos que han cumplido casi en su totalidad con su período de vida útil y muchos de los cuales debido a su grado de obsolescencia ocasionan dificultades de mantenimiento y remplazo en caso de averías.



**Fotografía 2-1: Relés electromecánicos de las unidades de generación**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará  
Realizado por: Navas, D. (2016)

La vida y funcionamiento de los relés electromecánicos están influenciados por algunos factores como su cantidad de conmutaciones, conexión a las cargas y las perturbaciones propias del ambiente industrial que afectan su confiabilidad, por lo que puede ser una causa de posibles problemas en la operación normal de la central (González, 2008).

Los sistemas de protección, control y medición de la Central se encuentran concentrados en la Sala de Control desde donde se realiza la operación manual de los equipos primarios mediante interruptores, pulsadores y selectores que se encuentran instalados en unos tableros que representan los equipos a ser controlados.

Los instrumentos que miden las variables como presión, temperatura y flujo son analógicos y por tanto, en muchos casos se requiere el desplazamiento del operador hasta el sitio donde está ubicado el instrumento para registrar en forma física la medida de estas variables, por lo que esta información puede estar expuesta a errores de medición. Los registros que se manejan son generados en forma manual por lo que la elaboración de informes y reportes no es fluida.

### ***1.1.2 Formulación del problema***

¿La automatización de las unidades de generación hidroeléctrica de la Central Pucará que opera con una lógica cableada con relés electromecánicos auxiliares con un periodo de funcionamiento de 40 años mejorará el desempeño operativo de la Planta?

### ***1.1.3 Preguntas directrices o específicas***

¿Cuáles son las ventajas de la automatización mediante controladores de automatización programables en lugar del sistema instalado con relés electromecánicos?

¿Qué elementos será necesario reemplazar e instalar para llevar a cabo la automatización de las unidades de generación de la Planta?

## **1.2 Justificación de la investigación**

Se enmarca dentro del objetivo 11 del Plan Nacional del Buen Vivir que dice:

Asegurar la soberanía y eficiencia de los sectores estratégicos para la transformación industrial y tecnológica (Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo, 2013), debido a que dentro del tema se busca mejorar el sistema de control de la planta de generación eléctrica mediante la utilización de equipos de tecnología moderna, esto en parte ayudará e mejorar los índices de confiabilidad de las unidades de generación por lo que se asegura la eficiencia en este sector.

El área de investigación de la ESPOCH es Energía y el programa de Investigación es el desarrollo de automatización y control de procesos industriales (Consejo Politécnico, 2012) debido a que el proyecto es parte del proceso de desarrollo de automatización y control.

Se considera la línea de investigación de la Carrera referente a la Automatización de fuentes de energía renovable (ESPOCH Facultad de Informática y Electrónica) debido a que la Planta de Generación hidroeléctrica Pucará es una de las primeras fuentes de energía renovable existentes en el País por lo que desde el año de su construcción hasta la fecha actual se hace necesario remplazar el sistema de control con equipos modernos.

Considerando las ventajas que ofrecen los procesadores digitales para la automatización en plantas industriales, es conveniente la modernización del sistema de adquisición, medición y control electromecánicos actuales instalados en la Central.

Los resultados esperados del proyecto es poder contar con toda la documentación necesaria y a su vez preparar todos los equipos con la programación requerida para llevar a cabo una implementación posterior del sistema SCADA. Con la realización de la lógica de control en los lenguajes de programación de los controladores de automatización programable se comprobará el estado del control mediante la emulación de señales en las entradas de los controladores.

Las interfaces gráficas o HMI beneficiarán al personal de operación de la central debido a que permite contar con un sistema que permitirá saber el estado de las unidades a través de la información tomada en tiempo real y centralizado en la Sala de Control. Las jefaturas de mantenimiento contarán también con esta información para una fácil emisión de reportes que permitan realizar una gestión de mantenimiento dinámico.

La implementación total del proyecto de modernización de la Central Pucará no está considerada en el presente trabajo de titulación debido a un mayor periodo requerido para la integración con los demás sistemas generales y por el hecho de que es requerido un periodo de consignación de las unidades que está sujeto a la coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía o CENACE.

## **1.3 Objetivos**

### ***1.3.1 Objetivo general***

Automatizar el sistema de adquisición y control de las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Pucará que permita mejorar la supervisión y control de los componentes asociados a su operación.

### ***1.3.2 Objetivos específicos***

- Automatización y enlace con los diferentes subsistemas que intervienen en la operación de las unidades de generación mediante la programación de los controladores lógicos programables.
- Reemplazar componentes de medición y control con dispositivos que permitan integrarlos fácilmente al sistema de automatización.

## **1.4 Hipótesis.**

### ***1.4.1 Hipótesis general***

¿La automatización de las unidades de generación mejorará el desempeño operativo de la Central?

### ***1.4.2 Hipótesis específicas***

¿El diseño del sistema de automatización permitirá la implementación posterior del sistema de automatización de la Planta de Generación?

¿El reemplazo de los componentes obsoletos permitirá realizar una fácil integración al sistema de automatización?

## CAPÍTULO II

### 2 MARCO DE REFERENCIA

#### 2.1 Antecedentes del problema

A mediados del año 2012 la Unidad de Negocio Hidroagoyán convoca mediante concurso público para que se presenten ofertas en el proceso de consultoría de la “Modernización de los Sistemas de Protección, Control y Medición de las Unidades de la Central Pucará y Subestación de 138 KV Pucará, bajo la norma IEC 61850”, con el objeto de definir la necesidad de cambio de los sistemas de control electromecánicos existentes.

El proceso de consultoría es finalmente adjudicado a la Empresa Colombiana KEMA, el cual después de varios meses de análisis de las instalaciones y equipos actuales presenta un documento con fecha 15 de Marzo del 2013 en el cual constan los resultados de los estudios realizados, en donde se indica la necesidad de la automatización basada en procesadores digitales (KEMA, 2013). En dicho documento, entre otras cosas, se mencionan los problemas encontrados en la Central Pucará con referencia a la innovación de los sistemas de control para centrales hidroeléctricas, los cuales son los siguientes:

- Obsolescencia Tecnológica.
- Baja calidad de los datos adquiridos al estar sujeta a la disponibilidad de personal y al error humano.
- Indisponibilidad de información integrada y centralizada de los sistemas de la central.
- Imposibilidad de reemplazo de equipos en caso de daños.
- Proliferación de Contratistas de equipos y sistemas de control, protección y medición.
- No disponibilidad de datos históricos de operación y su procesamiento.
- Dificultades de mantenimiento.
- Sobrecostos en mantenimiento.

En este mismo documento también se detallan los objetivos que se esperan alcanzar con la implementación del Proyecto de Modernización, los cuales son los siguientes:

- Suministrar la información suficiente y de manera oportuna y confiable para conseguir una operación más segura y eficiente, en tiempo real, de todos los sistemas electromecánicos de la central en condiciones óptimas técnico- económicas de calidad y costos operativos.
- Proveer un conjunto de herramientas que ayuden al operador en la toma de decisiones operativas.
- Entregar información histórica que permita el análisis de la operación de la Central y la elaboración de reportes en los niveles interno y externo tanto corporativo como de entes reguladores
- Optimizar los tiempos de planificación y ejecución de los trabajos de mantenimiento reduciendo al mínimo los tiempos muertos.
- Implementar soluciones basadas en las mejores prácticas existentes según el estado del arte y que permitan salvaguardar las inversiones del Cliente.
- Buscar sinergias que permitan la optimización de las inversiones.
- Aumentar la integración con otros sistemas de la organización.
- Cumplir con requerimientos de ley establecidos por los entes reguladores
- Asegurar que se sigan cumpliendo los requerimientos regulatorios, en particular las Normas Técnicas de Calidad de Servicio.
- Permitir la integración de la central al CENACE y a un futuro Centro de Control de Generación de CELEC E.P.

Dentro del estudio realizado por la Consultora KEMA, se describe que el costo de los repuestos para mantenimiento generalmente se incrementa con el tiempo para una tecnología específica, debido a que nuevas tecnologías obtienen una mejor relación de costo/funcionalidad. La fabricación de equipos de tecnologías antiguas es así limitada a los repuestos, debido a que la cantidad de producción de estas piezas disminuye o se suspende y el costo relativo de cada pieza se incrementa, así mismo estos equipos empiezan a ser obsoletos y el costo de su mantenimiento es elevado, además el riesgo de una falla provoca un periodo de parada en la generación de energía de las unidades, que puede representar altos costos, siendo una razón para su remplazo.

En base a las conclusiones presentadas en el documento entregado por parte de la Consultora KEMA, el departamento de Ingeniería de la Unidad de Negocio Hidroagoyán opta por realizar la implementación del Proyecto de Modernización de la Central Hidroeléctrica Pucará, el cual

contempla en forma general el remplazo de la instrumentación de campo, el remplazo de los tableros de control locales basados en circuitos electromecánicos por controladores lógicos programables, el diseño e implementación de los tableros de adquisición y control de las unidades de generación o UAC's, la implementación de los relés multifunción de protección de los generadores y transformadores, la implementación de los registradores de eventos de las unidades y la subestación, el remplazo de los equipos de medición de multigrandezas eléctricas, la implementación de redes de comunicación vía Ethernet y la implementación de un sistema SCADA.

Como parte del proyecto general de modernización, este trabajo de titulación se enfoca en el desarrollo del diseño y la implementación de los tableros de las Unidades de Adquisición y Control mediante la utilización de controladores de automatización programables.

## **2.2 Características de las Unidades de Generación de la Central Pucara.**

Una central eléctrica es una instalación capaz de transformar algún tipo de energía primaria (térmica, nuclear, solar, eólica, del mar, hidráulica, etc.) en energía mecánica, el que a su vez producirá, mediante otra transformación en energía eléctrica (Mujal, 2000).

La central Hidroeléctrica utiliza como recurso natural primario el agua, que puede estar en reposo almacenado en sitios donde existen embalses o fluyendo por un cauce del río, que es una característica considerada en el momento del diseño de una Central Hidroeléctrica para su construcción de acuerdo al tipo de utilización hídrica. Sin embargo, cualquiera que sea el tipo de utilización hídrica en la Central Hidroeléctrica, el objetivo principal es conducir el agua mediante algún canal o tubería de conducción hasta unas turbinas ubicadas en las instalaciones de la Central. Durante este recorrido de agua existe un salto hidráulico que provoca una presión al ingreso de las turbinas hidráulicas, que provoca esta energía mecánica. Las turbinas son fabricadas específicamente para estas particularidades de presión.

La generación de energía eléctrica pasa por el trabajo de estas fuentes primarias de energía haciendo girar los álabes o paletas de la turbinas, que a su vez, hacen girar una gran bobina situada al interior de un campo magnético, generándose así la electricidad (Mujal, 2000)

Un generador hidráulico pertenece al grupo de dispositivos llamados máquinas eléctricas rotativas que se encargan de convertir la energía mecánica en eléctrica en el caso del generador o la energía

eléctrica en mecánica en el caso de un motor, basando su funcionamiento en el principio de inducción electromagnética.

**Los datos constructivos y operacionales del generador eléctrico y de las turbinas tipo Pelton se indican en la**

Tabla 1-2.

**Tabla 1-2: Características de las unidades de generación de la Central Pucará**

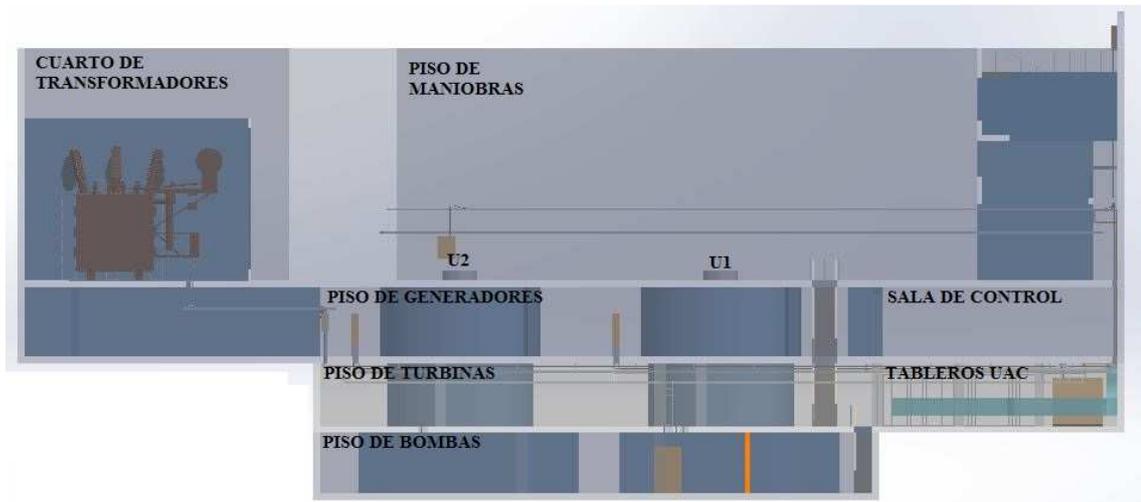
Características	Unidad de medida	Valor
Número de unidades	U	2
Potencia activa	MW	36,5
Potencia reactiva	MVA	40
Factor de potencia		0,98
Voltaje nominal de los generadores	KVA	13,8
Corriente nominal de salida	A	1673
Frecuencia nominal	Hz	60
Voltaje nominal de excitación	Vdc	190
Corriente nominal de excitación	A	800
Temperatura máxima del Rotor	°C	90
Temperatura máxima del Estator	°C	80
Caida neta de la tubería de presión	m	444
Cantidad de inyectores	U	6
Caudal nominal de agua turbinada de cada unidad generadora	m <sup>3</sup> /seg	9,3
Velocidad nominal	rpm	514

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará  
Realizado por: Navas, D. (2016)

Las principales partes de las unidades de generación se encuentran protegidas y supervisadas por dispositivos dedicados con el propósito de actuar mediante un paro total o parcial de las unidades en caso de un evento no deseado o advertir de una posible situación anormal durante el proceso de generación. También están presentes los bloqueos en el caso de que una situación anormal se produzca mientras las unidades se encuentran en reposo e impiden el arranque hasta que el problema se solucione.

Toda la infraestructura civil de la Casa de Máquinas en la Central Hidroeléctrica Pucará está separada por varios pisos identificados de acuerdo a la función que cumplen los elementos

primarios de las unidades de generación, los que en forma general se describen en el esquema realizado en la Figura 1-2.



**Figura 1-2: Infraestructura Civil de la Casa de Máquinas de la Central Pucará**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará  
Realizado por: Navas, D. (2016)

### **2.3 Arquitectura del proceso de control automático de las unidades de generación.**

Un sistema de control industrial es capaz de captar, almacenar y distribuir toda la información generada por los instrumentos de campo para luego realizar las acciones respectivas programadas sobre los actuadores o elementos de control.

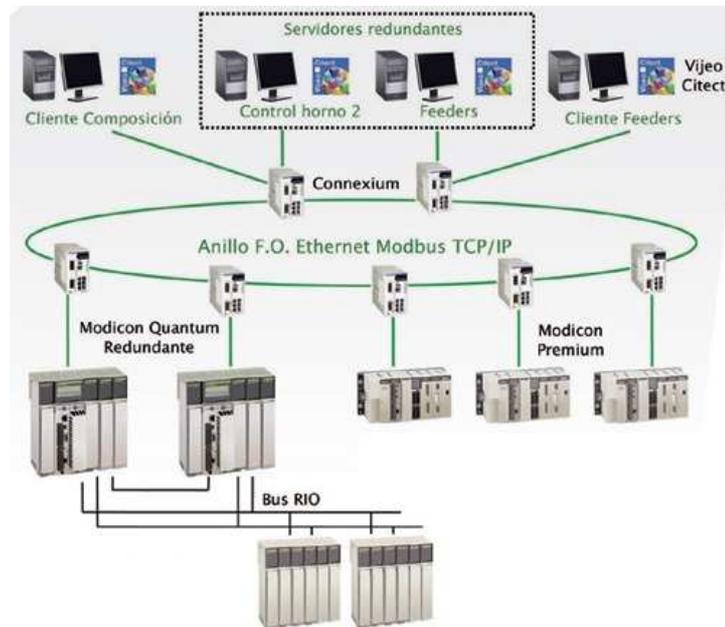
#### **2.3.1 Tipos de control industrial**

Tradicionalmente se distinguen tres tipos de sistemas de control industrial:

- Control Distribuido.
- Control Centralizado.
- Control Híbrido.

En el control distribuido se requiere que pueda considerarse procesos, grupos de procesos o áreas funcionales susceptibles de ser definidas por una lógica de control para que pueda realizarse de forma autónoma. A cada unidad se destinará un elemento de control dimensionado de acuerdo

con los requerimientos del proceso considerado. Debido a la interdependencia que existe entre las operaciones que tienen lugar en cada proceso, hay que tener en cuenta que es necesario interconectar los autómatas entre sí mediante entradas y salidas digitales o a través de una red de comunicaciones para intercambio de datos y estados; por tanto, el elemento de control evaluado debe permitir las comunicaciones (Valencia & Ingeniería, 2004).



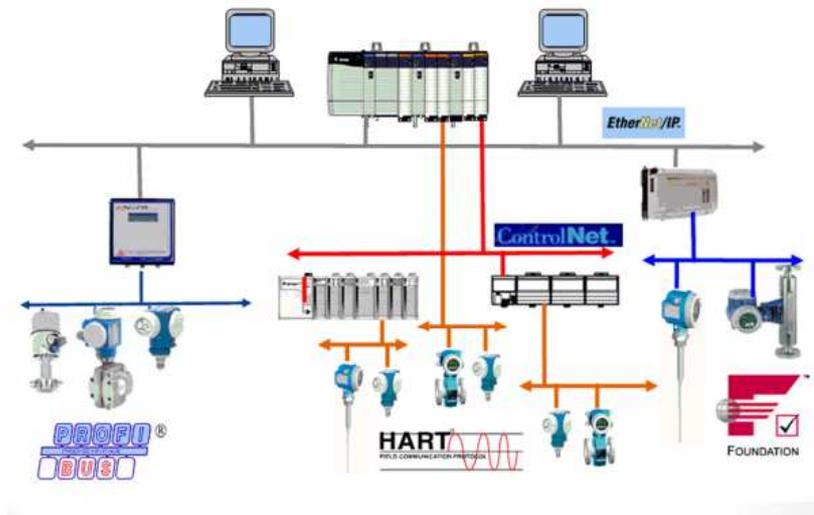
**Figura 2-2: Sistemas de control distribuido.**

Fuente: [www.infopl.net](http://www.infopl.net)  
Realizado por: Schneider Electric (2011)

En la Figura 2-2 se observa un ejemplo de sistemas de control distribuido, con este método de control es posible que cada unidad funcional se convierta en un proceso relativamente sencillo comparado con el proceso global, reduciendo la posibilidad de errores en la programación y permitiendo el empleo de unidades de control más sencillas. Al mismo tiempo, la existencia de fallos en otras unidades de control no implica necesariamente la paralización de todos los procesos que se llevan a cabo en la planta.

El control centralizado indicado en la Figura 3-2 se utiliza en el caso de sistemas poco complejos donde un proceso puede ser gestionado directamente mediante un único elemento de control encargado de realizar todas las tareas del proceso de producción y que puede incluir un sistema de medición y supervisión. Conforme las necesidades de producción que han requerido mayor complejidad hay una tendencia de emplear elementos de control más complejos y potentes,

manteniendo en un único equipo de control todo el proceso, con la complejidad que ello supone ya que se hace necesario hacer llegar todas las señales de sensores y cablear todos los actuadores hasta donde se encuentren. Como ventajas no es necesario planificar un sistema de intercomunicación entre procesos ya que todas las señales están gestionadas por el mismo sistema.

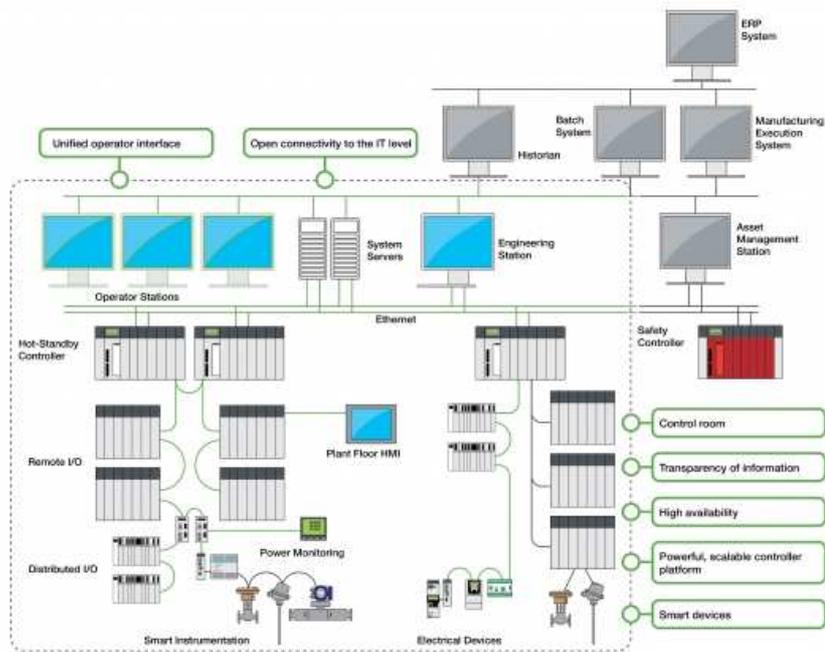


**Figura 3-2: Sistema de control centralizado**

Fuente: Venegas, F  
Realizado por: Venegas, F (2015)

Además, otra desventaja de este tipo de control es que si el sistema falla, toda la instalación queda paralizada, siendo necesario una arquitectura redundante para evitar estas situaciones. También se hace necesario el empleo de unidades de control de mayor capacidad para el proceso debido a la cantidad de señales que debe manejar y la complejidad de los problemas que le corresponde afrontar, con las restricciones de tiempo límite ya que puede existir problemas en los ciclos en el caso de procesos muy complejos, los que son habituales en los procesos industriales que requieren manejar una sincronización general. De la misma manera, el cableado puede aumentar notablemente a consecuencia de las mayores distancias que existe entre los sensores, actuadores y la unidad de control

Para procesos donde no es fácil separar los sistemas de manera completamente autónoma se utilizan los tipos de control híbrido, que recurren a la gestión de varios procesos desde una misma unidad de control debido a que la complejidad de la separación es mayor que la complejidad que supone la gestión conjunta, como se observa en la Figura 4-2.



**Figura 4-2: Sistema de control híbrido.**

Fuente: Schneider Electric  
 Realizado por: Schneider Electric (2011)

Por otro lado, una ventaja de este tipo de sistema de control es que también conduce a una gestión estructurada, de modo que existen elementos de control de nivel superior que supervisan e intercomunican los procesos autónomos más sencillos, siendo los encargados de gestionar la información común. Para este tipo de sistema también es necesario el uso de redes de comunicación.

### 2.3.2 Estructura jerárquica de automatización

La automatización industrial es una disciplina encargada de controlar máquinas o procesos industriales de forma óptima, los dispositivos encargados del control son aquellos donde se transfieren tareas de producción, realizadas habitualmente por operadores humanos a un conjunto de elementos tecnológicos.

Las partes principales de un sistema de control automatizado son los siguientes:

- La parte operativa, que son los elementos que hacen que la máquina se mueva y realice la operación deseada.
- La parte de mando, el cual viene dado por el controlador del proceso.

Los elementos básicos utilizados para realizar una automatización industrial son sensores, transmisores, contactos, actuadores y controladores lógicos programables. Al contar con un sistema SCADA también se puede incluir los PC's industriales.

Todos los dispositivos que integran un sistema de control automatizado están ubicados en diferentes niveles de acuerdo a la función específica que cumplen. La estructura jerárquica utilizada para el proyecto de modernización está compuesta por cuatro niveles mostrados en la Figura 5-2, cada uno de los cuales define los distintos sitios de operación y funcionalidad que cumplen todos los dispositivos involucrados en la automatización.



**Figura 5-2: Niveles de automatización.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará  
Realizado por: Navas, D. (2016)

### 2.3.3 Nivel de campo

Forman parte de este nivel los dispositivos de instrumentación asociados a los equipos primarios como sensores, transmisores, detectores, los cuales pueden estar conectados mediante un cableado duro o a través un bus de campo para la comunicación de red con los controladores de este nivel.

También lo componen los dispositivos que ejecutan el control directo sobre los diferentes equipos primarios como turbinas, válvulas, bombas, interruptores, etc.

Las variables físicas supervisadas por los instrumentos de campo en este nivel dentro del sistema de adquisición, control y protección en la Central son las temperaturas, presiones, caudales, niveles, posiciones y las magnitudes eléctricas.

Una de las acciones más comunes en las unidades generadoras de la Central dentro del proceso de generación es la medida de temperatura para lo cual se disponen de instrumentos ubicados en algunas posiciones importantes de los mecanismos que forman parte del sistema, algunos tipos de instrumentos utilizados se mencionan a continuación:

- Detector de temperatura de resistencia variable RTD Pt100 de 3 hilos.
- Detector de temperatura de resistencia variable RTD Pt10 de 3 hilos.
- Conmutadores en función de la temperatura o termóstatos.

Otra de las variables comúnmente medidas y controladas durante la operación de las Planta es la presión, la cual es la fuerza distribuida sobre un área específica. Los tipos de instrumentos utilizados para la medición y detección de presión, son los siguientes:

- Transmisores de presión.
- Presóstatos de contactos.

La detección y medición de caudal que se considera a la cantidad de fluido que circula a través de una sección de tubería. Los tipos de instrumentos utilizados en la detección de flujo o caudal son los siguientes:

- Interruptores detectores de flujo por dispersión térmica.
- Transmisores de presión diferencial para caudal.

La detección y medición de nivel, el cual consiste en medir la altura a la que se encuentra la superficie libre de algún tipo de líquido a partir de una línea de referencia. Los tipos de instrumentos utilizados para la medición y detección de nivel son los siguientes:

- Transmisor de presión diferencial tipo varilla con flotador vibratorio óptico de posición regulable.
- Transmisor de onda guiada tipo varilla.
- Transmisor de ultrasonido o radar.

- Transmisor de presión diferencial.

En el proceso de generación también se considera la detección de posición de algunos mecanismos. El instrumento comúnmente utilizado para detectar la posición de estos mecanismos son los dispositivos finales de carrera.

### 2.3.4 Nivel de control

Comprende los diferentes dispositivos que existen para monitorear y controlar el equipo primario de cada uno de los grupos de generación, entre los cuales se encuentran los reguladores de tensión, reguladores de velocidad, el subsistema de agua de enfriamiento, el subsistema de frenado y levantamiento, el control de las bombas de aceite de regulación, el control de las bombas de aceite de los transformadores, el control de las bombas de aceite de regulación, el subsistema de medición temperaturas y control de calefacción del generador.

Este nivel está compuesto por los controladores digitales locales asignados a las funciones de adquisición de señales y tareas de control de los procesos correspondiente a todos los subsistemas que colaboran con el controlador de unidad, la descripción y función de estos equipos se observa en la Tabla 2-2.

**Tabla 2-2: Tableros de subsistemas locales.**

Tablero	Descripción	Equipo	Función	Ubicación
TCBAT	Tablero de Control de Bombas de Aceite del Transformador de la Unidad	PLC BAT-U1	Designado para el monitoreo y control de las variables del transformador.	Piso de Maniobras
TCTC	Tablero de Control de Temperaturas y Calefacción de la Unidad 1	PLC TC-U1	Designado para la medición de las temperaturas del generador y control de calefacción.	Piso de Generadores
RAV	Tablero del regulador automático de velocidad	NEYRPIC 1500	Tablero para el control de la frecuencia de la unidad.	
TCLT	Tablero de Control Local de Turbina de la Unidad 1	RIO LT-U1	Módulos remotos RIO de adquisición de señales restantes de la U1 en el Piso de Turbinas	Piso de turbinas
		PLC SE-U1	Control del Sistema de Engrase de la Unidad.	
TCT	Tablero de control de turbinas	HMI LT-U1	Interfaz que permite al operador visualizar el estado de la Unidad.	
TCP	Tablero de Control de Protecciones de la Unidad.	P343 G-U1	Protección eléctrica del generador	
		P643 T-U1	Protección eléctrica del Transformador	
RAT	Tablero del regulador automático de tensión	MICROREC K4.1	Tablero para el control de la tensión del generador.	
TCPB	Tablero de Control Piso de Bombas de la Unidad	RIO PB-U1	Módulos remotos de adquisición de señales restantes de la Unidad en el Piso de Bombas.	Piso de Bombas
		PLC BAR-U1	Designado para el control de las bombas de aceite de regulación	
		HMI BAR-U1	Interfaz que permite al operador la interacción con las variables en este piso.	
TCAEA	Tablero de Control del Sistema de Agua de Enfriamiento y agotamiento de la Unidad	PLC AE-U1	Dispositivos que permite el monitoreo y control en el sistema de agua de enfriamiento de la unidad	
		HMI AE-U1	Interfaz que permite interactuar con el sistema de agua de enfriamiento y agotamiento de la Unidad.	

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará  
Realizado por: Navas, D. (2016)

### 2.3.5 Nivel de supervisión

Desde este nivel se ejecuta el control y supervisión individual de las unidades de generación y corresponde a la supervisión y control de los diferentes grupos funcionales ubicados en el nivel de control de las unidades generadoras y que tienen un funcionamiento autónomo. Dentro de este nivel se ubican los controladores de las unidades de generación motivo del presente proyecto, los controladores de los servicios auxiliares comunes de la Casa de Máquinas y controladores de los servicios auxiliares externos. Con esta estructura de supervisión, se controla y monitorea los diferentes procesos al mismo tiempo.

Cada controlador en este nivel tiene una red de comunicación para el control de los equipos ubicados en los niveles de control correspondientes a los subsistemas locales.

Los controladores ubicados en este nivel se los conoce como unidades de adquisición y control o UAC, la cual comprende a cada unidad de generación. En la Tabla 3-2 se describe algunos detalles de las UAC's.

**Tabla 3-2: Tableros de las unidades de adquisición y control.**

Tablero	Descripción	Equipo	Función
TCUAC-U1	Tablero de Control de la Unidad de Adquisición de Datos de la Unidad 1	PLC UAC-U1	Adquisición de las señales de disparo, señales de los reguladores de velocidad, tensión e interruptor de línea.
TCUAC-U2	Tablero de Control de la Unidad de Adquisición de Datos de la Unidad 2	PLC UAC-U2	Adquisición de las señales de disparo, señales de los reguladores de velocidad, tensión e interruptor de línea.

Realizado por: Navas, D (2016)  
Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará

Además de la adquisición de las señales de los controladores ubicados en el nivel 2 de los tableros locales mediante comunicación vía Ethernet, los controladores de las unidades de generación adquieren las señales físicas de los regulares de tensión, reguladores de velocidad, las señales de control automático del sistema hidráulico, las señales de supervisión y control de apertura y cierre de los interruptores, las señales de los seccionadores y los equipos de protección digital mediante la utilización de interfaces.

El controlador utilizado para realizar la supervisión y control de las unidades de generación dispondrá de una programación que le permitan realizar las siguientes acciones:

- Adquisición de datos a través de los módulos de entrada/salida y mediante la red Ethernet con los controladores ubicados en el nivel de control.
- Supervisión del estado de las variables analógicas y control de los límites operativos.
- Ejecución de las secuencias de arranque y parada de las unidades de generación.
- Control y supervisión de las estaciones remotas.
- Control y supervisión de los subsistemas asociados a los generadores.
- Control de la potencia activa de las unidades.
- Control de la potencia reactiva de las unidades.
- Selección de los modos de control.
- Monitoreo y control de las variables físicas y eléctrica de las turbinas y generadores.
- Medición de las magnitudes eléctricas relacionadas al proceso de generación.
- Sincronización de las unidades con el Sistema Nacional Interconectado.
- La integración con los sistemas de protecciones y sincronización.
- Intercambio de información con el registrador de eventos.
- Intercambio de información con el sistema SCADA.
- Indicación de eventos y alarmas.

En este nivel se tiene el control total de cada una de las unidades de generación, siempre y cuando los modos de operación del nivel inferior se encuentren seleccionados en el modo remoto. Este nivel tendrá los siguientes modos de control:

- Local-manual, desde el controlador de cada unidad se podrán realizar las secuencias de arranque y paro normal. Además desde el controlador se darán comandos a los equipos y sistemas asociados a dicho equipo.
- Local-automático, se podrá dar orden desde el controlador de unidad de ejecutar la secuencia de arranque o paro seleccionado y esta se ejecutará automáticamente. La secuencia podrá ser seleccionada desde la interfaz hombre-máquina de los controladores de unidades.
- Remoto, se habilitan comandos desde los niveles de control superiores, incluido el control y mando a los reguladores automáticos de tensión y de velocidad de las unidades.

### **2.3.6 Nivel de gestión**

Este es el nivel más alto de la estructura jerárquica de automatización y es el que se encarga de supervisar, monitorear y controlar en forma general toda la Planta. En este nivel también se puede vincular la Central con sistemas de control y monitoreo externos. La plataforma SCADA proporcionará el control y monitoreo centralizado de la central desde las estaciones de operación ubicadas en la Sala de Control localizada en el piso de generadores.

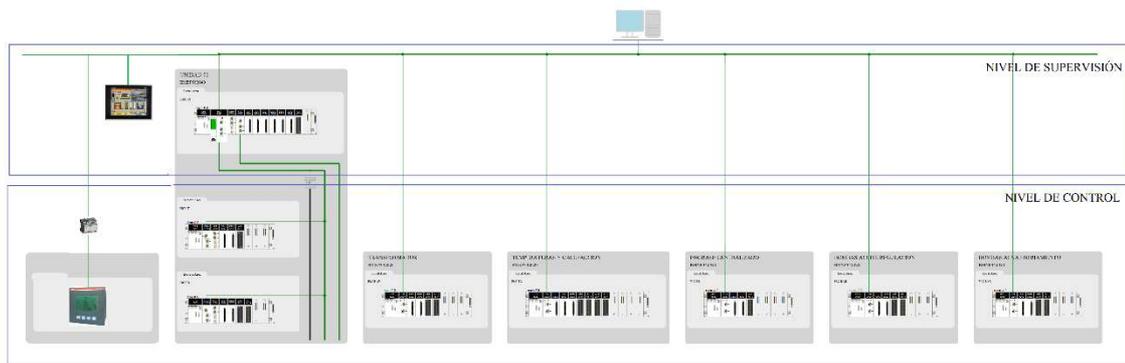
Se localiza la plataforma SCADA del sistema, en las que se concentran la información de toda la central y desde donde se puede realizar el control de algunos equipos, de acuerdo a la arquitectura dispone de dos estaciones de operación, los cuales son computadores de tipo industrial. También se encuentran la estación de ingeniería, el servidor SCADA, el servidor de datos históricos, el servidor de comunicaciones ICCP, los equipos activos de red (routers, firewall, etc.) y la red de datos que interconectará estos equipos.

## **2.4 Características de los subsistemas de las unidades de la Central.**

La topología de red, se define como una cadena de comunicación con una serie de estaciones y equipos interconectados entre sí, para disponer de información disponible en los dispositivos de la red. Está constituido por equipos de control, tales como:

- PC's industriales.
- Controladores.
- Sistemas de control distribuido.
- Transductores y actuadores.
- Módulos inteligentes.
- Interfaces de Operador.

Partiendo de esta topología de red, en donde se establece que la tecnología digital distribuida DCS es el estructura elegida para el Control Digital de la Central Pucará en el nivel de supervisión con una estándar de red Ethernet para llevar las señales a unas terminales de dialogo o estaciones gráficas y una serie de computadores conectados a la red en los niveles de control y supervisión de las unidades de generación, con estaciones remotas redundantes sobre Ethernet, configuradas en anillo la cual recoge las señales mediante los módulos remotos ubicados en Casa de Maquinas de Pucará, como se indica en la Figura 6-2.



**Figura 6-2: Estructura de automatización de la Unidad.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará  
Realizado por: Navas, D. (2016)

El controlador de unidad que está ubicado en el nivel de supervisión tiene acceso vía Ethernet con las señales de los diferentes controladores ubicados en los tableros de los subsistemas locales y con las estaciones remotas RIO, ubicadas en el nivel de control. Cada protocolo en el área de las comunicaciones está optimizado para diferentes niveles de automatización.

Además, los controladores de las unidades reciben las señales físicas vía cableado duro de los subsistemas de regulación de velocidad, regulación de tensión y control de interruptores y seccionadores de la subestación de 138 KV.

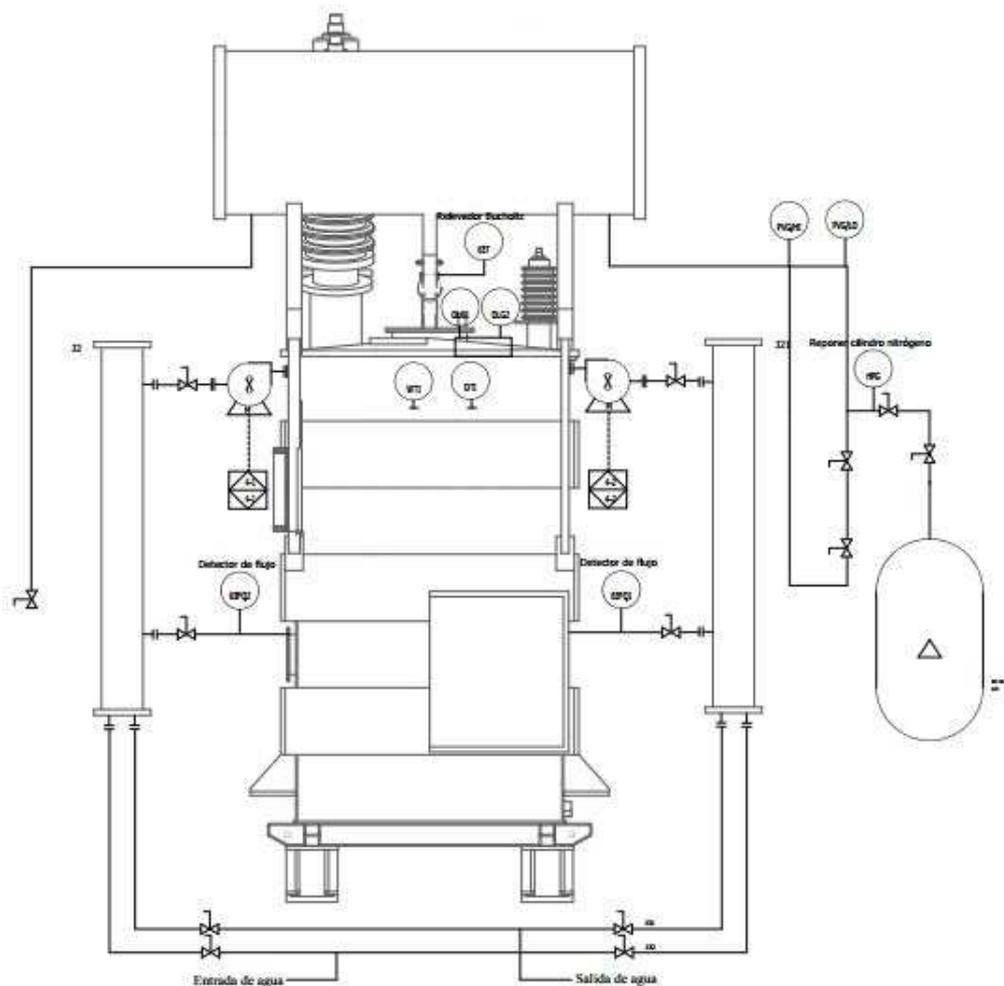
Para la configuración conceptual de la arquitectura, se dividen a los Sistemas en varios subsistemas que incluyen tanto controladores ubicados en el nivel de control como componentes de soporte que están ubicados en los niveles de control y supervisión de la estructura jerárquica de control. Los subsistemas que componen los tableros locales de las unidades están identificados de acuerdo a funciones específicas y permiten una independencia de los demás subsistemas que también se encargan de la adquisición y control local.

#### **2.4.1 Transformador de elevación**

Los transformadores de potencia de la Central son equipos encargados de elevar el voltaje de un valor de 13800 voltios a un valor de 138000 voltios que es utilizada para la transmisión de la energía eléctrica en la red del Sistema Nacional Interconectado. El tablero de control está compuesto por un controlador M340 que recibe las señales de la instrumentación colocada en el

transformador y también cumple la función de control de las bombas de aceite para la circulación dentro del transformador durante la operación de la unidad.

El proceso de control de temperatura del aceite del transformador de la Figura 7-2 consiste principalmente en hacer recircular el aceite en unos intercambiadores de calor ubicados en la parte posterior del mismo, en los cuales circula el agua que proviene del subsistema de agua de enfriamiento. Además contiene una conexión con un tanque principal de nitrógeno seco con el objeto de evitar la impregnación de humedad en el tanque. Las señales que se adquieren para el control del proceso llegan hasta un controlador local para luego vía comunicación enviarlas al controlador de unidad.

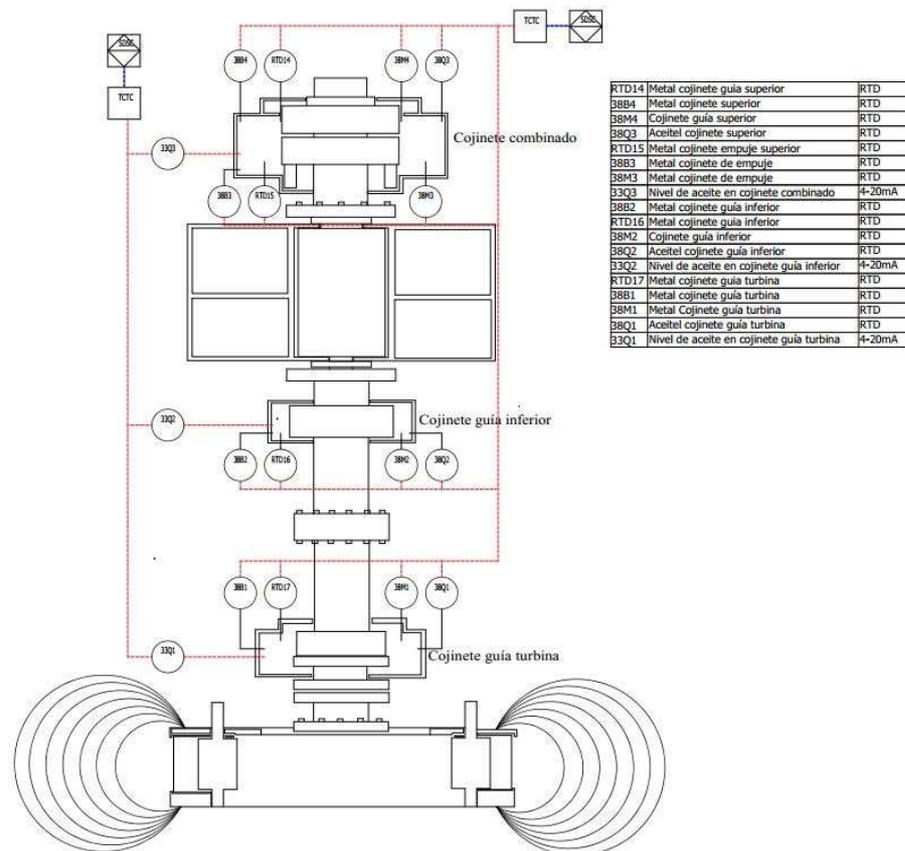


**Figura 7-2: Señales del transformador**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará  
Realizado por: Navas, D (2016)

## 2.4.2 Medición de temperaturas y control de calefacción del generador.

Es el tablero encargado de recolectar todas las señales de temperaturas de aceite y metal de los cojinetes de turbina, cojinete inferior, cojinete superior, así como también las temperaturas en el sistema de agua de enfriamiento de las unidades. También desde esta posición se realiza el encendido de la calefacción cuando los generadores están en reposo.

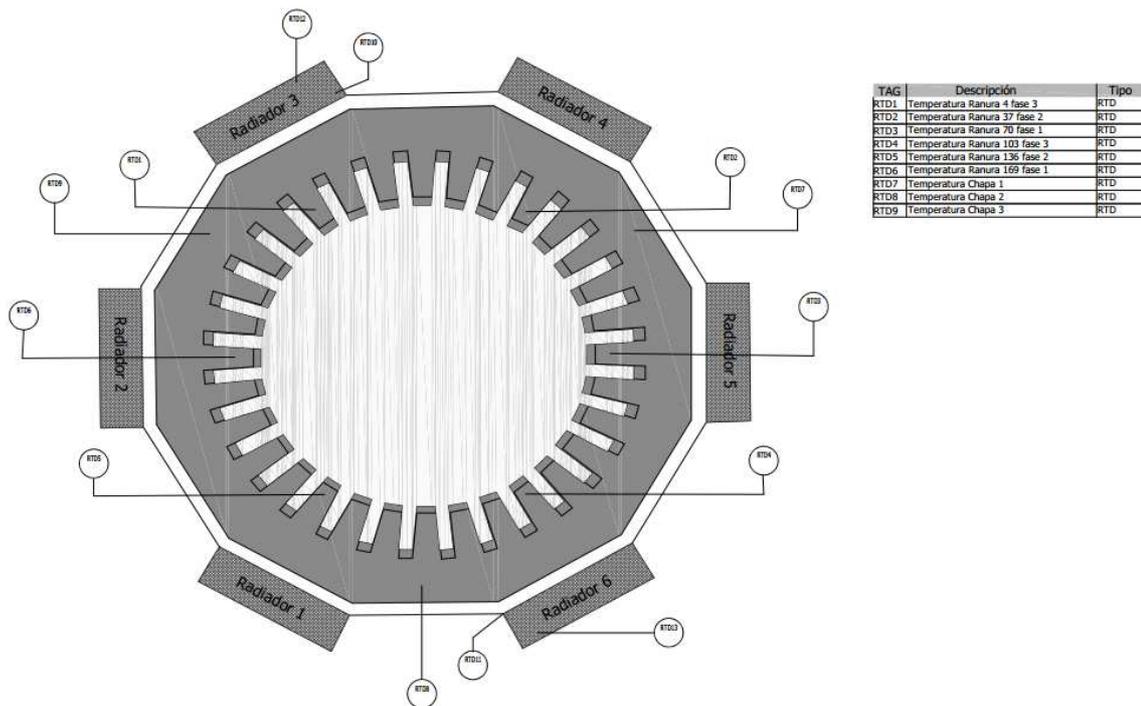


**Figura 8-2: Señales de temperatura del generador.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará  
Realizado por: Navas, D (2016)

En la Figura 8-2 se observa la medida de temperaturas de aceite y metal en los cojinetes del generador y la medición de nivel aceite.

Además, en la Figura 9-2 se puede observar las medidas de temperatura en los devanados del estator y en la entrada y salida de aire de los radiadores.



**Figura 9-2: Temperaturas del estator y radiadores.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará  
Realizado por: Navas, D (2016)

### 2.4.3 Agua de enfriamiento.

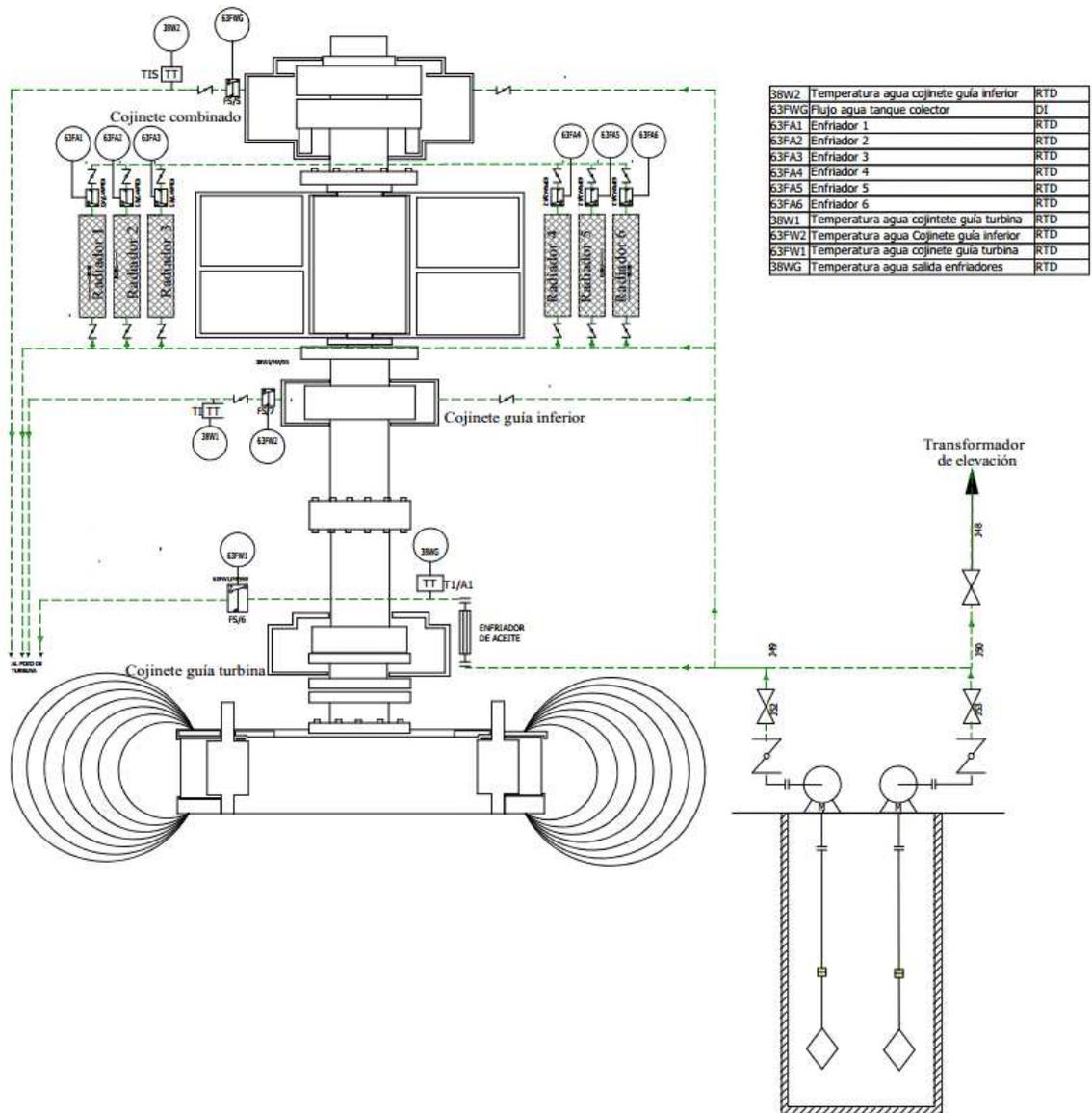
Constituye el medio físico para reducir los niveles altos de temperatura de los componentes mecánicos sujetos a movimiento y rozamiento a niveles aceptables.

El elemento refrigerante principal es el agua turbinada, la cual es impulsada por una bomba asignada para cada unidad el cual distribuye el flujo por los circuitos hidráulicos en componentes como:

- Intercambiadores de calor que reducen indirectamente la temperatura en el aceite y este a su vez reduce la temperatura de los componentes mecánicos al cual están lubricando.
- Radiadores, los cuales enfrían el flujo de aire circulante que ingresan a los devanados y chapas del estator.

Como parte del control de este sistema existe un tablero local de refrigeración en donde se encuentran los elementos del circuito de control y potencia, la instrumentación de campo que consiste en detectores y transmisores de flujo, detectores y transmisores de presión, detectores y

sensores de temperatura, detectores y transmisores de nivel y por último las bombas hidráulicas que son los elementos encargados de impulsar el flujo de agua (Figura 10-2).



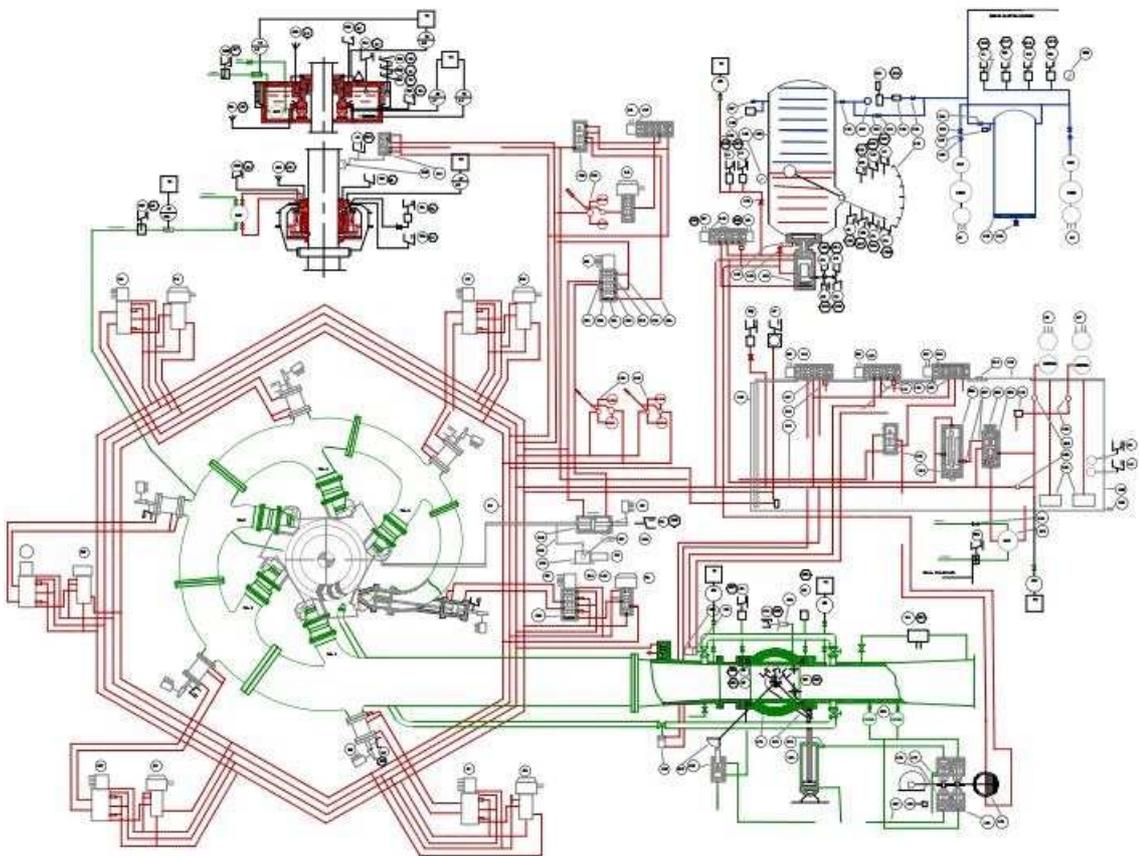
**Figura 10-2: Subsistema de agua de enfriamiento.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará  
Realizado por: Navas, D. (2016)

#### 2.4.4 Unidad hidráulica.

La unidad hidráulica tiene la función principal de actuar como un amplificador mecánico de los comandos generados por el regulador de velocidad y controladores auxiliares a fin de mantener un flujo de aceite constante, suministrando potencia compatible para el accionamiento de los servomotores del deflector, inyectores, válvula esférica y válvula bypass (Figura 11-2).

Además, cumple funciones auxiliares adicionales, como acondicionar el aceite de manera apropiada, garantizar la filtración necesaria, suministrar presión suficiente, acumular aceite presurizado, limitar la presión del sistema y señalar condiciones de falla.



**Figura 11-2: Señales de la Unidad hidráulica.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará.  
Realizado por: Navas, D. (2016)

#### **2.4.5 Medición de magnitudes eléctricas.**

Estos equipos son medidores de sistemas monofásicos y trifásicos (ABB, 2013) con medición de algunas variables eléctricas. Principalmente posee un monitor gráfico de barras para observar las corrientes, voltajes y armónicas en tiempo real, además de observar las formas de onda y armónicas de las variables medidas, que permite analizar las variables eléctricas, como se muestra en la Figura 12-2. Posee una interface de comunicación serial RS 485 con protocolo Modbus RTU que nos permite adquirir estas variables en las unidades de adquisición y control. La configuración de los parámetros se lo realiza mediante el teclado frontal o vía software.



**Figura 12-2: Multimetro de sistemas trifásicos.**

Fuente: Ficha técnica del medidor MGE G5  
Realizado por: ABB (2013)

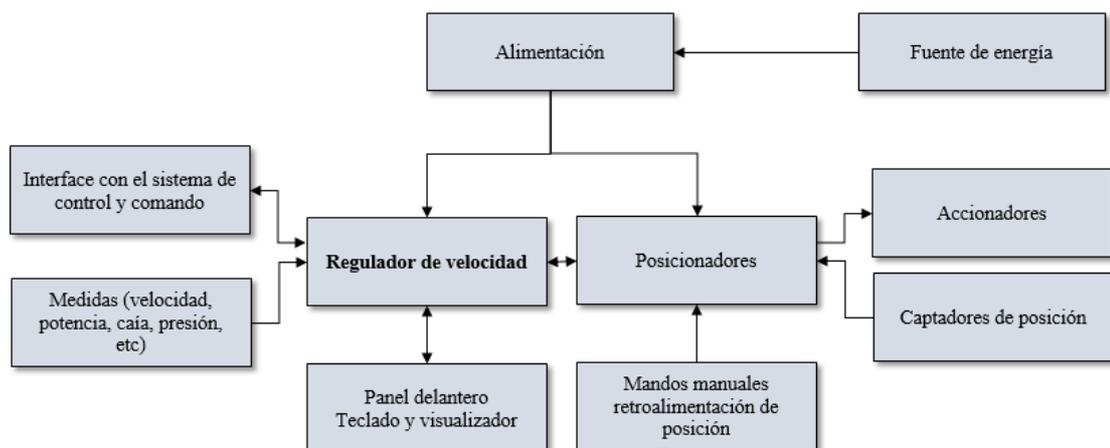
En el anexo A se muestra las especificaciones del multimetro de grandezas utilizado para el proyecto.

#### **2.4.6 Regulación automática de velocidad.**

Proporciona el control automático de velocidad de la turbina hidráulica. Está conformado por un tablero eléctrico cuyo fabricante es ALSTOM, en el cual se mide la frecuencia, potencia activa, posición de los inyectores y estados lógicos. Dispone de los siguientes dispositivos:

- Una tarjeta de Unidad Central modelo NEYRPIC 1500.
- Tarjetas interfaces que realizan el acondicionamiento de las señales digitales y analógicas.
- Posicionadores digitales.
- Amplificador de potencia.
- Interfaces de comunicación.
- Alimentación eléctrica.
- Terminal de visualización destinado a las operaciones de control y de mantenimiento del regulador.
- Componentes de aislamiento galvánico de las entradas-salidas analógicas.
- Relés específicos de las entradas-salidas digitales.
- Transductor de potencia activa.

El diagrama de las conexiones se indica en la Figura 13-2.



**Figura 13-2: Diagrama de conexiones del regulador de velocidad.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará  
Realizado por: Navas, D (2016)

El esquema funcional de las señales de los reguladores se indica en la Figura 14-2.

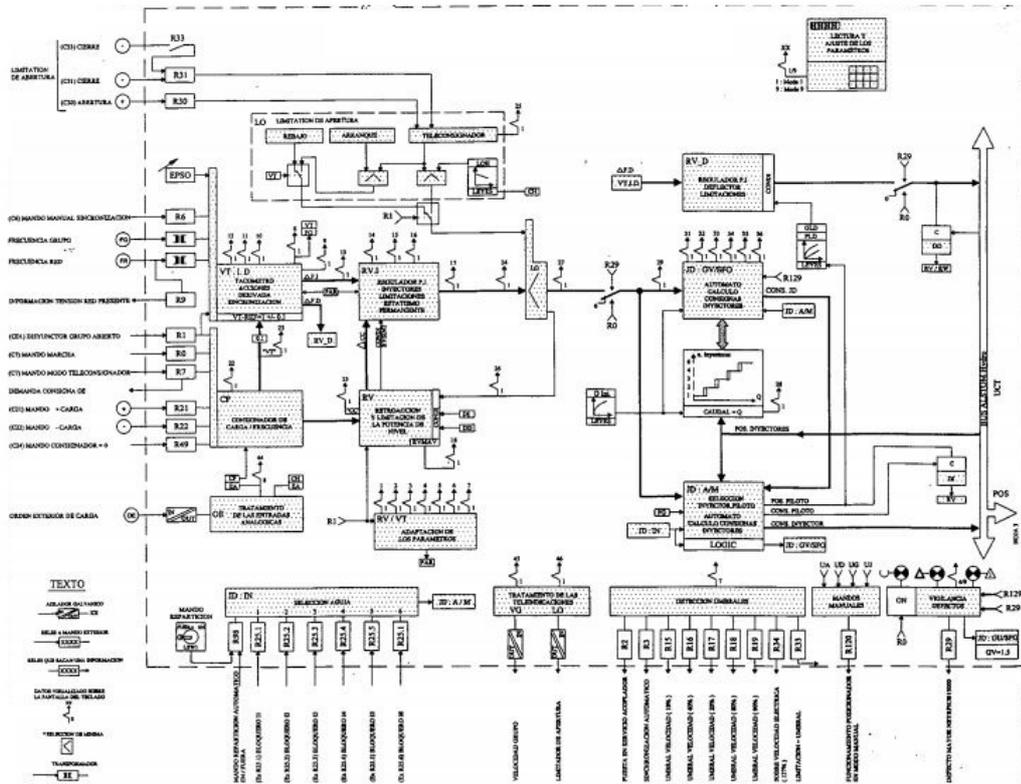


Figura 14-2: Esquema funcional del RAV.

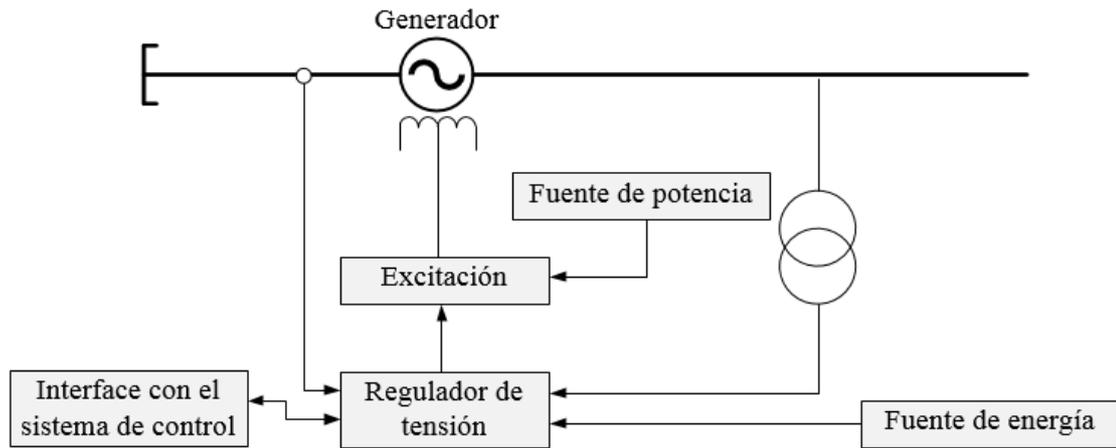
Fuente: ALSTOM.  
Realizado por: ALSTOM (2000).

### 2.4.7 Regulación automática de tensión

La función del regulador de tensión es alimentar al excitador de diodos giratorios del generador con una corriente continua que permita al generador mantener entre sus bornes una tensión controlada en todos los casos de funcionamiento. El excitador está alimentado por el alternador a través de un transformador de excitación y los puentes de rectificación.

El armario de excitación comprende los circuitos de excitación o de potencia y los circuitos de regulación o de control, el fabricante es ALSTOM y la marca del regulador es MICROREC.

El esquema general se describe en la Figura 15-2.



**Figura 15-2: Estructura funcional del regulador de tensión.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará.  
Realizado por: Navas, D. (2016)

#### 2.4.8 Protecciones eléctricas del generador y transformador

Los generadores eléctricos de potencia son máquinas eléctricas que funcionan bajo la teoría de la inducción electromagnética. Los métodos de protección de los generadores dependen de la potencia, conexiones e incluso de las características de los sistemas donde están localizados. El conjunto de equipos que conforman el sistema de protecciones están asociados a esquemas de disparo con relés de bloqueo para el despeje de fallas.

Para el caso de la protección del generador se utiliza un relé MICOM P343 de Schneider Electric que se indica en la Figura 16-2, que es una solución integral que satisface las necesidades de suministro eléctrico que comprende algunos sistemas diseñados para la protección de un amplio rango de protección de generadores (Electric, 2014).



**Figura 16-2: Relé de protección del generador.**

Fuente: Schneider Electric  
Realizado por: Navas, D. (2016)

Las características principales del relé de protección del generador se indican en la Tabla 4-2.

**Tabla 4-2: Características del relé multifunción MICOM P343**

Características	Valores
Voltaje de alimentación	110-250 Vdc, 100-240 Vac
Corriente de consumo nominal	1A/5A
Numero de entradas digitales optoacopladas	24
Número de salidas digitales de relé	24
Número de entradas para RTD	10
Número de entradas CLIO	4
Número de salidas CLIO	4
Protocolos de comunicación	IEC 61850

Fuente: Schneider Electric, Manual del relé de protección del generador.  
Realizado por: Navas, D. (2016)

Las funciones de protección utilizadas en la Central Pucará para el relé de protección del generador se muestran en la Tabla 5-2.

**Tabla 5-2: Listado de funciones de protección del generador**

<b>Función</b>	<b>Descripción</b>
87G	Protección diferencial generador
50/51	Protección de sobrecorriente instantaneo
51	Protección de sobrecorriente retardado
51V	Sobrecorriente con supervisión de voltaje
60	Desbalance de voltaje
40	Subexcitación o pérdida de campo
47	Protección de secuencia de fase y subtensión
59	Protección de sobrevoltaje
46	Protección desbalance de carga (secuencia negativa)
64G	Protección falla a tierra
64F	Protección contra pérdida de campo

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará.  
Realizado por: Navas, D. (2016)

El relé MICOM P643 Schneider Electric indicado en la Figura 17-2 preserva la vida de servicio del transformador ofreciendo una rápida protección ante fallas en el transformador (Electric, 2010, p. 24).



**Figura 17-2: Relé de protección del transformador.**

Fuente: Schneider Electric  
Realizado por: Darwin Navas

Las características principales del relé de protección del transformador se indican en la Tabla 6-2.

**Tabla 6-2: Características del relé multifunción del transformador.**

Características	Valores
Voltaje de alimentación	110-250 Vdc, 100-240 Vac
Corriente de consumo nominal	1A/5A
Numero de entradas digitales optoacopladas	16
Número de salidas digitales de relé	16
Número de entradas CLIO	4
Número de salidas CLIO	4
Protocolos de comunicación	IEC 61850

Fuente: Schneider Electric, Manual del relé de protección del Transformador.  
Realizado por: Navas, D. (2016)

Las señales de disparo para el relé de protección del transformador utilizadas en la Central Pucará son las que se indican en la Tabla 7-2.

**Tabla 7-2: Funciones de protección del transformador.**

Nombre	Descripción	Características
87 T	Protección diferencial transformador.	Es del tipo porcentaje con restricción de armónicas para evitar que actúe al energizarse el transformador.
51N	Protección de sobrecorriente de tierra retardado.	En servicios auxiliares es la sobrecorriente de fases.
64G	Falla a tierra.	Ubicada en el secundario del transformador.
ECl/PS1	Equipo contraincendio del transformador.	La detección es por presión de aire.
63T/D	Buchholz.	Protección de la cuba del transformador.

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará.  
Realizado por: Navas, D. (2016)

### **2.4.1 Control de interruptor y seccionadores**

Las unidades no disponen de interruptor de unidad y el bloque generador transformador se conecta a una bahía de salida de 138 kV, a través de un cable aislado en aceite. Los interruptores de 138 kV y seccionadores se encuentran ubicadas en la subestación de la Central, la configuración de la subestación es barra principal y barra de transferencia, con dos bahías una por cada una de las unidades de generación. Actualmente la operación de los equipos de la subestación se realizan

desde la Sala de Control, por medio de los dispositivos instalados en los tableros de sala de control, los cuales representan los equipos a ser controlados.

## **2.5 Automatización de las unidades de generación.**

La automatización nació con el fin de usar la capacidad de las máquinas para llevar a cabo determinadas tareas y para controlar la secuencia de las operaciones sin intervención humana (Guadalupe, Lugo, José, Ybarra, & A, 2005). Un sistema automático en una Central Hidroeléctrica no difiere de un proceso industrial ya que los equipos controladores instalados reciben toda la información necesaria y en tiempo real del estado de las variables medidas mediante los dispositivos de campo para proceder luego a realizar una serie de tareas que permiten optimizar el desempeño del proceso de operación de las unidades de generación. El sistema de manejo de gestión de la operación comprende todas las herramientas necesarias para obtener toda la información necesaria en tiempo real, para luego almacenarlas y analizarlas.

La operación de la generación en la Central se realiza de acuerdo a procedimientos establecidos los que contienen ciertos criterios relacionados con las secuencias de control, el manejo de la frecuencia, la operación del voltaje y las seguridades. Dentro de estas seguridades existen indicaciones de alarmas que previene al operador ante un eventual problema en los equipos.

Normalmente se implementa un control automático para mejorar la eficiencia, la productividad y la gestión de operación del sistema. Algunos de los beneficios esperados al automatizar esta Central Hidroeléctrica son los siguientes:

- Eficiencia en la producción de energía eléctrica de la planta.
- Posibilidad de contar con una operación remota.
- Flexibilidad de cambiar el modo de operación.
- Arranque y parada de las unidades en forma eficiente.
- Seguridad contra las operaciones equivocadas.
- Capacidad de trabajo en la red para visualizar el estado de las unidades de generación.
- Cableado de interconexión reducido.
- Mejora en la gestión de mantenimiento.

### ***2.5.1 Diseño del Sistema eléctrico.***

En los planos eléctricos se representan de forma gráfica los componentes y su interconexión en las instalaciones eléctricas. El uso está basado en estándares y permite representar el funcionamiento, la construcción y mantenimiento de los sistemas eléctricos.

Los tipos de planos generados en el proyecto son para alimentación, potencia eléctrica, señales de entrada y salida al PLC, mando, planos de borneras, diseño del armario y planos de red.

La alimentación describe todos los circuitos que se derivan de la alimentación principal y que van a alimentar a los diferentes elementos eléctricos y de control que componen el sistema. Los dispositivos comunes en este tipo de circuitos son fuentes de alimentación, interruptores, transformadores, fusibles, protecciones termo-magnéticas, conductores.

En los planos de potencia se indica la interconexión de los elementos que consumen mayor cantidad de potencia en el sistema, típicamente motores eléctricos. Usualmente contienen elementos tales como motores, protecciones eléctricas, fusibles, elementos térmicos, contactores, variadores de frecuencia.

Los planos de mando muestran la lógica del sistema destinada a gobernar los elementos mostrados en los planos de potencia. A veces contienen elementos tales como botones, selectores, indicadores pilotos, bobinas, contactos.

En los sistemas que contienen controladores los planos incluyen las señales de entrada y salida a los controladores de adquisición y control, en donde se puede observar las conexiones que van desde los instrumentos de campo al controlador y las conexiones que van desde el controlador a los actuadores.

Los planos de borneras muestran los detalles de la conexión de cada conjunto de borneras involucradas en cada sistema.

Los planos de armario muestran la distribución de cada uno de los elementos en los gabinetes o armarios de control y potencia.

Los planos de red indican la conexión de los nodos de comunicación en las diferentes redes formadas en el sistema.

### ***2.5.2 Controladores de automatización programable.***

El aspecto más importante de cualquier sistema de generación eléctrica es el control de la generación, muchas técnicas pueden ser implementadas para el control en una planta de generación y el método más adecuado se basa en objetivos variados como calidad, eficiencia, mejores beneficios y otros que dependen del propósito.

Un PLC es un dispositivo electrónico programable capaz de recibir y enviar señales eléctricas mediante sus periféricos de entrada y salida, es designado especialmente para el uso en ambientes industriales, el cual contiene uno o varios microprocesadores en donde se realiza la programación y almacenamiento de la lógica de control para funciones específicas de implementación como lógicas secuenciales, temporizadores, contadores y funciones aritméticas. Las señales de entrada y salida pueden ser digitales o analógicas. Además, disponen de puertos de comunicación que sirven para conectarse con dispositivos externos, ya sea computadores, otros controladores, terminales de interface gráfico, otros módulos de entrada y salida, etc.

Los M580 son PAC's (controladores de automatización programable) que a diferencia de un PLC se orienta hacia complejas arquitecturas de sistemas de automatización compuestas por una serie de aplicaciones de software basadas en PC, incluyendo funciones HMI (interfaz hombre-máquina), gestión de activos, historiadore, control avanzado de procesos (APC) y otros (Amaya, 2016, p. 51). Además de la flexibilidad que brindan estos PAC's, abren las puertas de un conjunto completo de nuevas funcionalidades que se requieren para obtener mayor productividad, tales como:

- Una elevada capacidad para el diseño de funciones.
- Una óptima estandarización para la reutilización de los desarrollos.
- Numerosas herramientas de diagnóstico de programas y mejora en la explotación de los sistemas.
- Nuevos servicios de diagnóstico integrados.

Los Controladores de automatización programable SCHNEIDER están diseñados con una estructura Ethernet para optimizar la conectividad y las comunicaciones (Schneider, 2014, p. 6). La plataforma de automatización está compuesta por los siguientes dispositivos:

- Bastidor Ethernet.
- Un procesador.
- Una plataforma de entradas y salidas Modicom X80.

- Módulos dedicados (Modbus).
- Software Unity.

El bastidor local contiene la CPU, un módulo de fuente de alimentación, así como también una cantidad de módulos de entradas y salidas necesarios para la aplicación y módulos de procesamiento de comunicación. Los módulos pueden ubicarse en el bastidor local con la CPU o pueden ser instalados en forma remota como son el caso de las RIO. Los siguientes buses de comunicación están presentes en el bastidor Ethernet:

- X-bus
- Ethernet

La CPU utilizada en la automatización de las unidades de adquisición y control de las unidades de generación es el modelo BME P58 2040 que tiene las características indicadas en la Tabla 8-2.

**Tabla 8-2: Características de la CPU M580 marca Schneider**

Descripción	Característica
Número máximo de canales de entrada y salida binarias	2048
Número máximo de canales de entrada y salida analógica	512
Número máximo de canales expertos	72
Número máximo de dispositivos distribuidos	64
Número máximo de módulos de comunicación Ethernet	2
Número máximo de bastidores locales	4
Número máximo de estaciones RIO	8
Puertos Ethernet para servicio	1
Puertos Ethernet para RIO o equipos distribuidos	2

Fuente: Modicon M580 Hardware Manual de referencia.  
Realizado por: Navas, D. (2016)

El procesador M580 ePAC (Ethernet PAC) de la Figura 18-2, es diseñado para integrar un bastidor Ethernet, Un DCS (sistema de control distribuido) y aun PAC porque ofrece un alto nivel de computación para redes complejas de información en tiempo real mediante el bastidor Ethernet abierto para optimizar conectividad y comunicaciones, aumentan el ancho de banda y proporcionan un alto nivel de seguridad (ARC Advisory Group, 2013), debido a que el procesamiento Ethernet es manejado directamente por el núcleo del controlador.

En un PAC modular, la CPU controla y procesa la aplicación, además está a cargo de la configuración de todos los módulos, de leer las entradas al inicio de las tareas, aplicar las salidas al finalizarlas y la gestión de comunicaciones implícitas y explícitas. El bastidor local identifica el bastidor que contiene la CPU, que además tiene un módulo de fuente de alimentación y módulos de procesamiento de la comunicación y módulos de entrada/salida (Electric, 2017a).



**Figura 18-2: ePAC M580 de Schneider Electric**

Fuente: [www.schneider-electric.com](http://www.schneider-electric.com)  
Realizado por: Schneider Electric

Los módulos pueden ubicarse en el bastidor local con la CPU o ser instalados en estaciones remotas a cierta distancia. La CPU incorpora funciones para actuar como el procesador de RIO que gestiona las comunicaciones entre la CPU y los módulos adaptadores X80 EIO del PLC Modicon M340 instalado como el controlador para los sistemas de los tableros local y las estaciones remotas RIO.

El software de programación que se utiliza para configurar la plataforma de automatización M580 y la programación del controlador es UNITY PRO XL, el cual es el software utilizado para las gamas Modicon.

Los tipos de variable en Unity Pro son de las siguientes clases de datos:

- Los tipos Elementales de datos o EDT.
- Los tipos derivados de datos o DDT.
- Los tipos especiales derivadas de datos o IODDT para gestionar entradas y salidas complejas.

Los lenguajes de programación utilizados en el software Unity Pro para la creación del programa de usuario son los siguientes:

- Lenguaje de contactos o LD.
- Lenguaje de bloques funcionales o FBD.
- Lista de instrucciones o IL.
- Lenguaje estructurado o ST.
- Diagrama funcional en secuencia o SFC.

En el proyecto se utiliza el lenguaje de programación basado en contactos para la representación de los relés auxiliares del automatismo y el lenguaje SFC para el desarrollo de las secuencias, el cual consiste en diagramas que tienen sus propias reglas de sintaxis. El Grafcet es un modelo de representación gráfica de los sucesivos comportamientos de un sistema lógico predefinido por sus entradas y salidas (diagrama funcional normalizado).

El Grafcet se compone de un conjunto de:

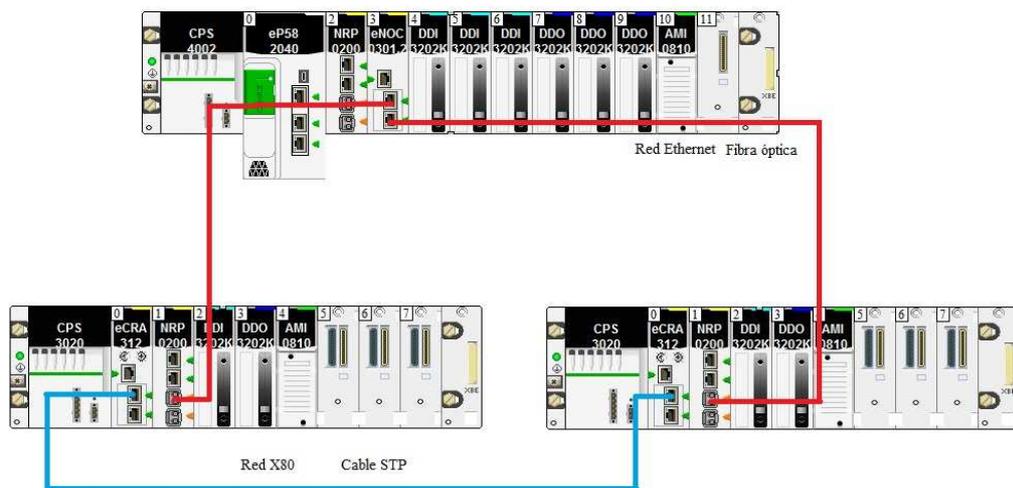
- Etapas o estados a las que van asociadas las acciones.
- Transiciones a las que van asociadas las entradas.
- Uniones que unen las etapas y transiciones.

### ***2.5.1 Estaciones remotas de las unidades de adquisición y control.***

La estación RIO es una red de automatización y control que utiliza el protocolo de red del PLC M580 de Schneider Electric y consta de un bastidor de módulo de E/S Modicon X80.

El módulo de comunicaciones RIO se utiliza para transferir datos de modo bidireccional entre la CPU y los módulos de estación RIO instalados en placas de conexiones diferentes (Electric, 2010b). Una conexión de cable de cobre entre dos estaciones RIO no puede superar los 100 metros y para fibra óptica llega hasta los 15 Km en modalidad individual (Electric, 2017b)

En la Central se utiliza el bastidor local con la CPU M580 utilizando el servicio de exploración de E/S Ethernet y dos estaciones RIO X80 con el módulo adaptador BMECRA31210 para cada Unidad Generadora ubicadas en el piso de turbinas y piso de Bombas y la redundancia física de la comunicación con un bucle de encadenamiento tipo margarita en una de las rutas físicas, como se observa en la Figura 19-2.



**Figura 19-2: Red con las estaciones RIO**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará.  
Realizado por: Navas, D. (2016)

La estación RIO ubicada en el piso de turbinas realiza la adquisición de las siguientes señales:

- Posición del seguro mecánico de la válvula esférica.
- Presión en sellos.
- Posición de la válvula esférica.

La estación RIO del piso de bombas contiene las siguientes señales de entrada y salida:

- Posición de la válvula de corte.
- Control de la válvula Bypass.
- Control de la válvula esférica.
- Control de la válvula de corte.

### 2.5.2 *Interface HMI.*

Una interface HMI permite realizar la supervisión del funcionamiento adecuado del proceso de la Planta de manera gráfica. Entre la información que se recibe y envía están los valores de las variables físicas y el estado de los elementos de control final.

Como se observa en la estructura de automatización de la Figura 6-2 el sistema está conformado por un controlador que se encarga de intercambiar la información del proceso con el terminal HMI, el cual tiene un tamaño de pantalla táctil de 15 pulgadas colocado en la Sala de control, dispone de una comunicación Ethernet y Modbus, y la programación se la realiza con el software Vijeo Designer de Schneider Electric, como se observa en la Figura 20-2.



**Figura 20-2: Terminal táctil HMI.**

Fuente: Catálogo Schneider Electric  
Realizado por: Schneider Electric (2009)

## **2.6 Redes de comunicación.**

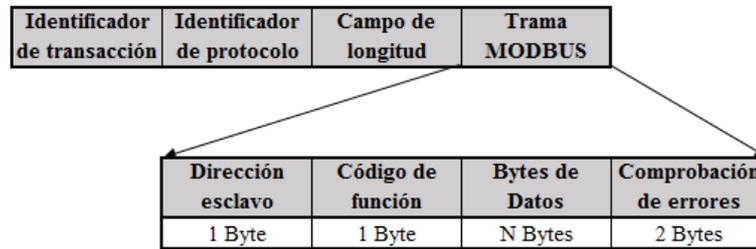
### **2.6.1 Modbus sobre TCP/IP.**

MODBUS es un protocolo de comunicaciones situado en el nivel 7 del Modelo OSI, basado en la arquitectura maestro/esclavo o cliente/servidor, las razones por las cuales se utiliza el protocolo MODBUS es que su implementación es fácil y maneja bloques de datos sin suponer restricciones.

Las operaciones de programación esperan una comunicación orientada a la conexión, es decir, los equipos de origen y destino establecen un canal de comunicaciones antes de transferir datos. Estas operaciones son implementadas de diferentes maneras por las diversas variantes del protocolo MODBUS (Felipe & Olaya, 2002).

La estructura del protocolo de la solicitud y respuesta desde el código de función hasta el final de la trama tienen la misma disposición en todas las variantes MODBUS, las diferencias en cada caso son la especificación de los delimitadores inicial y final del mensaje, el patrón de chequeo

de error y la interpretación de la dirección. La estructura de la trama en forma general es presentada en la Figura 21-2.



**Figura 21-2: Estructura básica de una trama MODBUS.**

Fuente: Olaya, F.  
Realizado por: Navas, D. (2016)

Modbus se usa para la conexión de un ordenador de supervisión con la una unidad remota (RTU) para medición de sistemas trifásicos MGE G5 de la marca ABB en el sistema de supervisión y adquisición de datos (SCADA).

Modbus Ethernet es un protocolo de comunicación diseñado para permitir a equipos industriales comunicarse sobre una red Modbus, que proporciona comunicación maestro esclavo entre dispositivos y utiliza estos mensajes en un entorno Intranet o Internet usando los protocolos TCP/IP por medio del puerto. El Gateway utilizado para la conversión de Modbus RTU a Modbus TCP/IP es el módulo Gateway TSXETG100 que es un dispositivo de comunicación que ofrece conectividad entre redes RS485 y redes Ethernet, permitiendo el acceso a la información desde dispositivos esclavos en serie, como se muestra en la Figura 22-2.



**Figura 22-2: Módulo Gateway de comunicación.**

Fuente: Guía de usuario del Gateway TSXETG100  
Realizado por: Schneider Electric (2012)

En el Anexo A se observa las especificaciones y mapas de registro del equipo.

### **2.6.2 *Ethernet industrial***

El protocolo Industrial Ethernet, es una solución abierta estándar para la interconexión de redes industriales que aprovecha los medios físicos y los chips de comunicaciones Ethernet comerciales (Ferrari, 2005). Al utilizar Ethernet se puede tener acceso a datos en el nivel de los dispositivos de control mediante Internet. Ethernet industrial utiliza:

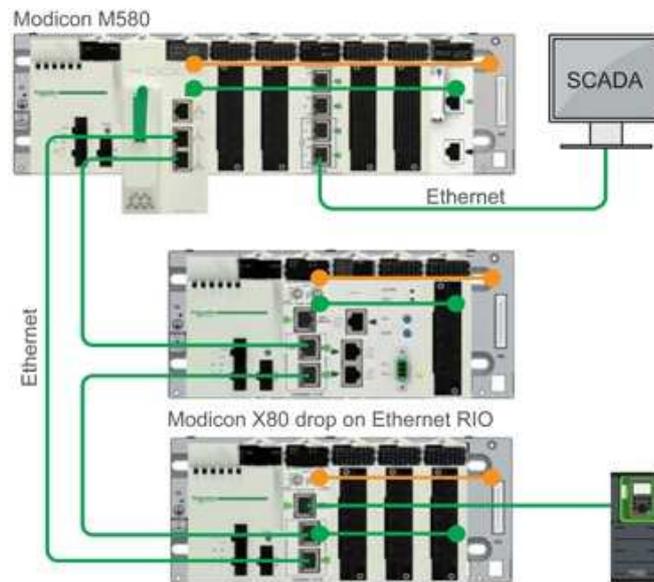
- El estándar de comunicación física y de datos IEEE 802.3.
- El conjunto de protocolos TCP/IP.
- El protocolo de control e información (CIP).

Los rasgos característicos de Fast Ethernet son la flexibilidad de la implementación, configuración simple y la robustez de soportar tráfico de transferencia de datos en modo Full Duplex. Dentro de las características que ofrece la red Ethernet es una longitud de cobertura que va desde los 25 metros hasta los 5000 metros.

El funcionamiento de Fast Ethernet se basa en el estándar Ethernet por lo que son compatibles permitiendo actualizar los equipos para una transmisión de información más rápida sin causar grandes cambio en la infraestructura de la red ya implementada.

TCP/IP es el protocolo de nivel de transporte y red de internet y está vinculado comúnmente con las instalaciones Ethernet y el mundo de los negocios y proporciona una serie de servicios que puede utilizar cualquier pareja de dispositivos para compartir datos. Los dispositivos TCP son conectados a la red de equipos distribuidos Ethernet.

Los controladores de automatización programables M580 utilizados en la Planta están diseñados con una red Ethernet para optimizar la conectividad y las comunicaciones. Son compatibles con los módulos X80 que se integran en su arquitectura a través de su bastidor, el que se indica en la Figura 23-2.



**Figura 23-2: Red Ethernet sobre plataforma M580.**

Fuente: Schneider Electric  
Realizado por: Schneider Electric (2013)

## CAPÍTULO III

### 3 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

Con el sistema digital de supervisión y control es posible realizar las operaciones de arranque, parada, sincronismo y control de tensión y potencia y el seguimiento de la operación de los equipos de las unidades generadoras. En el caso de ocurrir cualquier anomalía en el sistema proveniente de fallas en equipos, medidas fuera de límites operativos y otras situaciones críticas y relevantes serán generados mensajes de alarma o de eventos inmediatos, los cuales son informados en tiempo real a través de imágenes presentadas en las terminales gráficas sobre los estados operaciones de los equipos y las diversas mediciones.

Las actividades necesarias para medir las variables obtenidas de la hipótesis se indican en la matriz de consistencia de la Tabla 1-3.

**Tabla 1-3: Especificación de las actividades del proyecto.**

Formulación del Problema	Objetivos	Hipótesis	Variables
<b>GENERAL</b>			
¿La automatización de las unidades de generación hidroeléctrica de la Central Pucará que opera con una lógica cableada con relés electromecánicos auxiliares con un periodo de funcionamiento de 39 años mejorará el desempeño operativo de la Planta?	Automatizar el sistema de supervisión y control de las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Pucará que permita mejorar la supervisión y control de los componentes asociados a su operación.	¿La automatización de las unidades de generación mejorará el desempeño operativo de la Central?	Desempeño operativo Automatización de las unidades
<b>ESPECÍFICOS</b>			
¿Cuáles son las ventajas de la automatización mediante controladores programables en lugar del sistema instalado con relés electromecánicos?	Automatización de los diferentes subsistemas que intervienen en la operación de las unidades de generación mediante la programación de los controladores lógicos programables	¿El diseño del sistema de automatización permitirá la implementación posterior del sistema de automatización de la Planta de Generación?	Implementación del automatismo Diseño de la automatización
¿Qué elementos será necesario reemplazar e instalar para llevar a cabo la automatización de las unidades de generación de la Planta?	Reemplazar componentes de medición y control con dispositivos que permitan integrarlos fácilmente al sistema de automatización.	¿El reemplazo de los componentes obsoletos permitirá realizar una fácil integración al sistema de automatización?	Integración a la Automatización Reemplazo de componentes

Fuente: Elaboración propia.  
Realizado por: Navas, D (2017)

Entre los factores para la renovación de los equipos principales de la Central Pucará está la obsolescencia de los equipos, el nivel de riesgo de falla y los costos de mantenimiento. La gestión

del ciclo de vida de los equipos asegura una operación continua sin interrupciones sustanciales debido a fallas, obsolescencia o aplicación incorrecta.

### **3.1 Diseño de los tableros de las unidades de adquisición y control.**

El diseño de los tableros de las unidades de adquisición y control UAC están basados en gabinetes que contienen en su interior elementos encargados de proveer de la energía requerida, dispositivos de control, equipos de comunicación y las interfaces utilizadas para la adquisición y control de las señales, como los que se indican a continuación:

- Fuentes de alimentación alterna y continúa para los componentes del tablero.
- Módulo de diodos para redundancia de fuentes de alimentación eléctrica.
- Protecciones termo-magnéticas.
- Dispositivos y módulos del PAC.
- Unidades de interfaces de señales de entradas y salidas digitales.
- Unidades de interfaces de señales de entradas analógicas.
- Relés auxiliares monoestables y biestables.
- Dispositivos de comunicación.
- Cables de cobre o conductores eléctricos.
- Cables de red de comunicación.
- Accesorios para el ensamblaje.

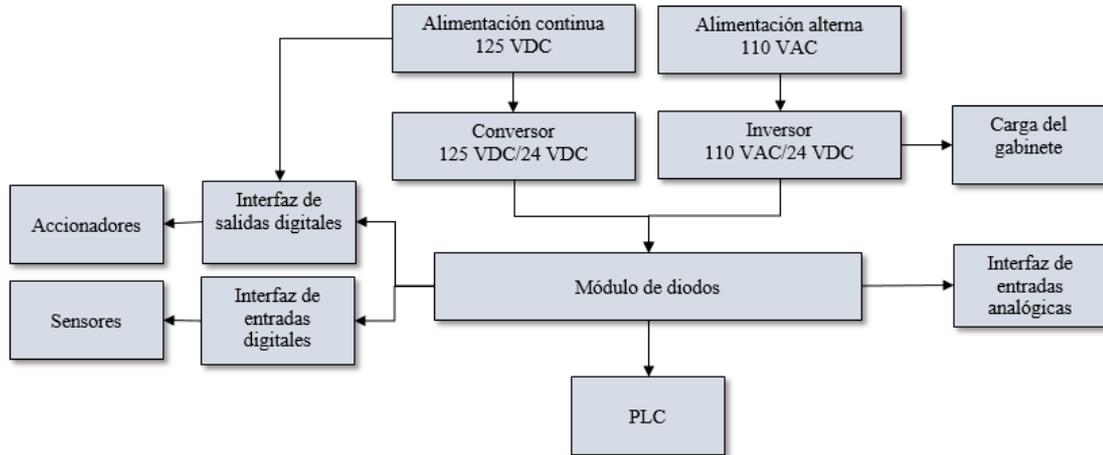
#### **3.1.1 Tablero y protecciones**

Los gabinetes de las UAC contienen principalmente a los controladores automáticos programables con todos los módulos necesarios para medir las señales de los reguladores automáticos de tensión y velocidad, interruptores de unidad, seccionadores de las unidades, protecciones eléctricas y mediciones de grandezas eléctricas. Además dispone de las protecciones termo-magnéticas de supervisión de energía y relés auxiliares de control. En la Figura 1-3 se observa el plano generado para la disposición de los elementos en el tablero de la UAC con sus respectivas dimensiones.



de las unidades de generación. Cada servicio constituye un sistema compuesto por un circuito de potencia y otro de control.

El diagrama funcional para la entrada de alimentación tanto de corriente alterna como de corriente continua a los tableros se muestran en la Figura 2-3.



**Figura 2-3: Diagrama de bloques de la alimentación de los tableros.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

Los módulos de alimentación eléctrica para los dos tipos de fuente de tensión alterna y continua que se dispone en la Planta de generación, tienen una salida de baja tensión de 24 VDC aisladas y una potencia máxima de 480 Vatios, necesarios para el funcionamiento de los diferentes módulos los cuales son distribuidos en el gabinete. La fuente de alimentación de barra segura de corriente continua así como el respaldo de alimentación en corriente alterna que mediante el módulo de diodos nos permite crear un sistema de alimentación ininterrumpida que puede proporcionar energía eléctrica por un periodo de tiempo determinado para las cargas que se consideran críticas en el control de unidad. Las cargas de los equipos se indican en la Tabla 2-3.

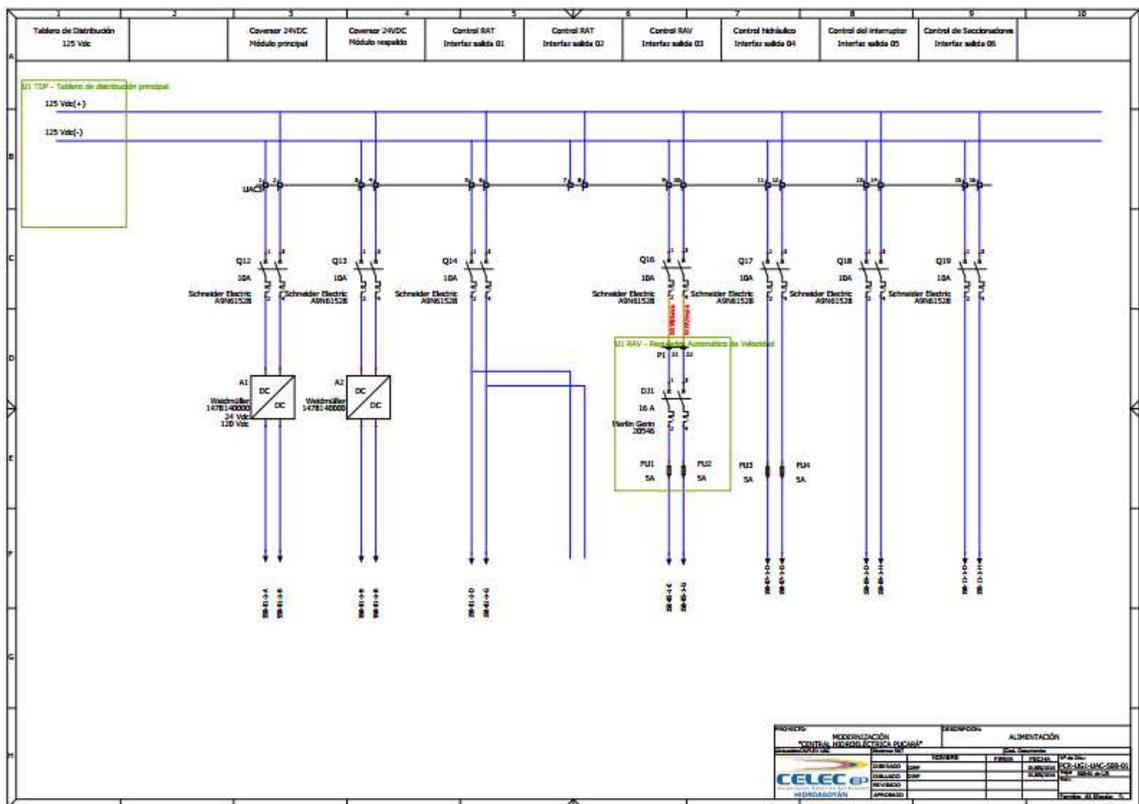
Los valores de las protecciones termo magnéticas están en función de la corriente máxima de los convertidores y la carga de consumo de los dispositivos acoplados a los relés de las interfaces de salidas digitales.

**Tabla 2-3: Tabla de valores típicos de consumo de corriente a 24VDC**

Dispositivos	Código	Cantidad	Consumo típico (mA)	Total consumo (mA)
Fuente alimentación	1478140000	2	40	80
Módulo poder del PAC	BMXCPS3020	1	350	350
Modulo CPU	BMEP582040	1	335	335
Bastidor	BMEXBP1200	1	164	164
Módulos de entrada digital	BMXDDI3202K	3	140	420
Módulos de salida digital	BMXDDO3202K	3	150	450
Módulos de entrada analógica	BMXAMI0810	1	145	145
Interfaz de entradas digitales	9445770000	3	2000	6000
Interfaz de salidas digitales	9445120000	3	20	60
Switch modular	943435003	1	500	500
Switch modular de 4 puertos RJ45	943722101	1	500	500
Switch modular	943764101	1	35	35
Switch administrable Gigabit Ethernet	943938999	1	35	35
Switch administrable	943434021	1	221	221
Entradas digitales		72	100	7200
			<b>TOTAL</b>	<b>16495</b>

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

El diseño del circuito de alimentación eléctrica se observa en la Figura 3-3.



**Figura 3-3: Diseño del circuito de alimentación eléctrica.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

En cuanto a la fiabilidad del sistema o la probabilidad de un funcionamiento continuo del gabinete de adquisición y control de las unidades generadoras, se obtiene a partir de los valores de promedios de tiempo transcurrido entre fallas o MTBF en horas de cada componente encargado del control, estos indicadores se especifican en la Tabla 3-3;**Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

**Tabla 3-3: Valores MTBF de los módulos del PAC**

Dispositivos	Código	MTB (horas)
Fuente alimentación	1478140000	500000
Modulo CPU	BMEP582040	600000
Bastidor	BMEXBP1200	1500000
Módulos de entrada digital	BMXDDI3202K	696320
Módulos de salida digital	BMXDDO3202K	360412
Interfaz de entradas digitales	9445770000	500000
Interfaz de salidas digitales	9445120000	500000

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

### 3.1.2 *Conexión de las entradas y salidas al PLC.*

Para el dimensionamiento del controlador de automatización programable, se consideró la cantidad de entradas y salidas tanto digitales como analógicas, la capacidad del programa y memoria, la cantidad y el tipo de comunicaciones y la escalabilidad o incremento de las características del PLC para la extensión del proyecto.

Debido a la cantidad de entradas y salidas digitales se realizó una distribución de las conexiones de estas señales para determinar la cantidad de módulos utilizados en el PAC, esta organización está de acuerdo a la cantidad de señales totales que utiliza cada subsistema que ingresa y controla directamente el tablero electromecánico.

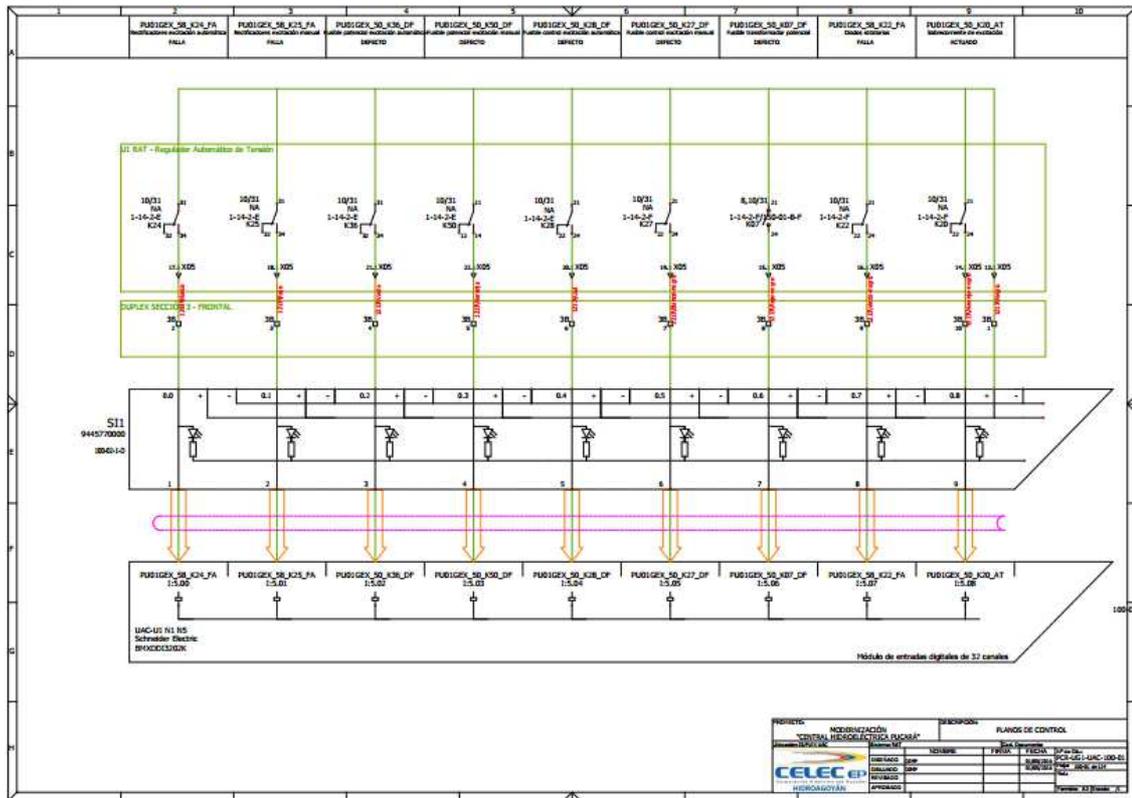
De acuerdo a esta distribución de señales se determinó la utilización en el proyecto para las unidades de adquisición y control de 3 módulos de entradas digitales, 3 módulos de salidas digitales, 1 módulo de entradas analógica, 1 módulo de red Ethernet TCP/IP y 1 módulo convertidor de fibra óptica, los cuales están organizados de acuerdo a lo indicado en la Tabla 4-3.

**Tabla 4-3: Distribución funcional de los módulos del PLC**

Equipo	Posición	Función
BMXCPS3020	N0	Módulo de alimentación para el procesador
BMEP582040	N1	Procesador para plataformas de automatización
BMXNRP0200	N2	Convertidor de fibra óptica de las RIO locales
BMENOC0301	N3	Módulo de red ethernet TCP/IP
BMXDDI3202K	N4	Señales de entrada digital del regulador automático de tensión y control hidráulico
BMXDDI3202K	N5	Señales de entrada digital del regulador automático de velocidad
BMXDDI3202K	N6	Señales de entrada digital de control del interruptor y seccionadores
BMXDDO3202K	N7	Señales de salida digital del regulador automático de tensión y control hidráulico
BMXDDO3202K	N8	Señales de salida digital del regulador automático de velocidad
BMXDDO3202K	N9	Señales de salida digital de control del interruptor y seccionadores
BMXAMI0810	N10	Señales de entrada analógica

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
 Realizado por: Navas, D (2017)

Para describir los aspectos de los dispositivos que interactúan con los controladores de unidad y su relación en el sistema se realizan los planos de entrada y salida del PLC. En los planos de entrada se observa las conexiones que van desde un tablero local al controlador de unidad, los que pueden incluir selectores, relés y contactos.



**Figura 4-3: Plano de entrada al PLC de las señales del RAT**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara

Realizado por: Navas, D (2017)

En la Figura 4-3 se observa una parte del módulo de la entrada digital de 32 canales del PLC, una parte de la interfaz de entrada de 16 canales y los contactos de los relés auxiliares del tablero del regulador automático de tensión con sus respectivas conexiones e indicaciones.

En los planos de salida se observa las conexiones que van desde el controlador a los tableros locales, típicamente bobinas, indicadores y elementos finales de control o actuadores. Para el caso de los planos de salidas digitales, se indican los módulos de salidas digitales de 32 canales del PLC con su respectiva interfaz de salida de 16 canales y los equipos de activación en las salidas de las interfaces.

En la Figura 5-3 se observa uno de los planos generados para el diseño de las salidas digitales del control del interruptor en donde se puede apreciar el tablero del interruptor de línea y las respectivas señales que interactúan para el cierre y apertura del mismo con sus correspondientes conexiones.

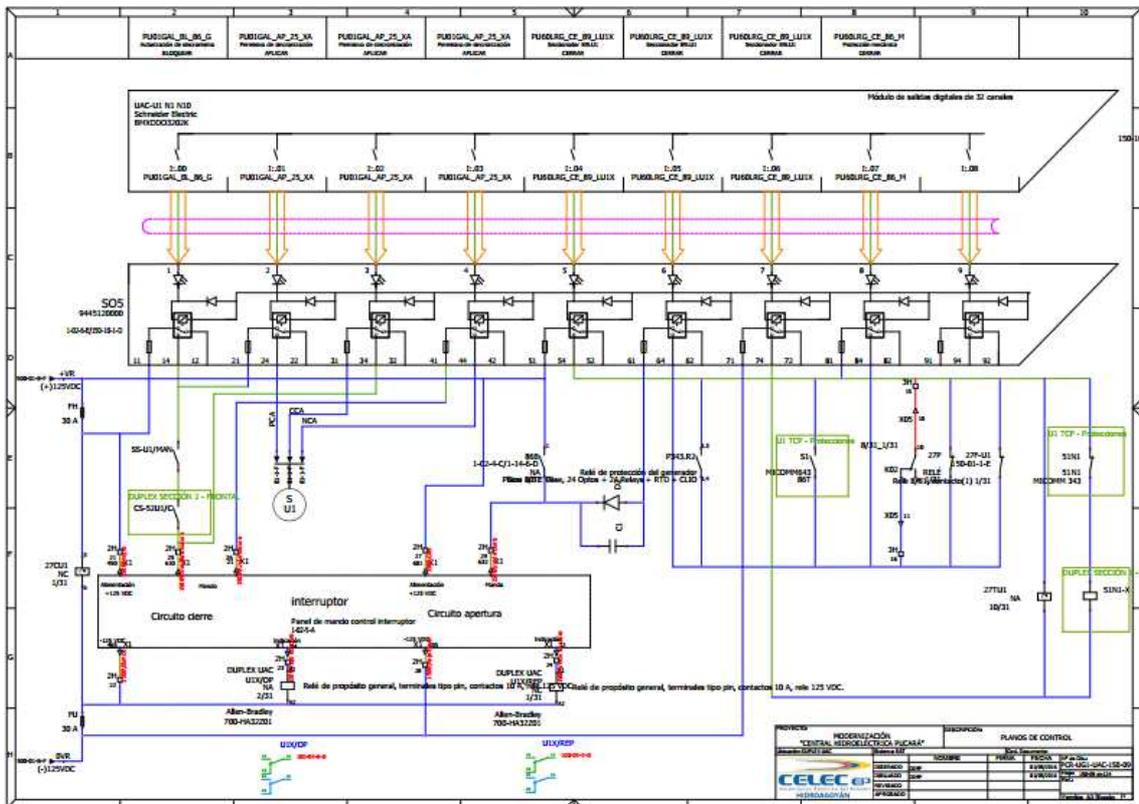
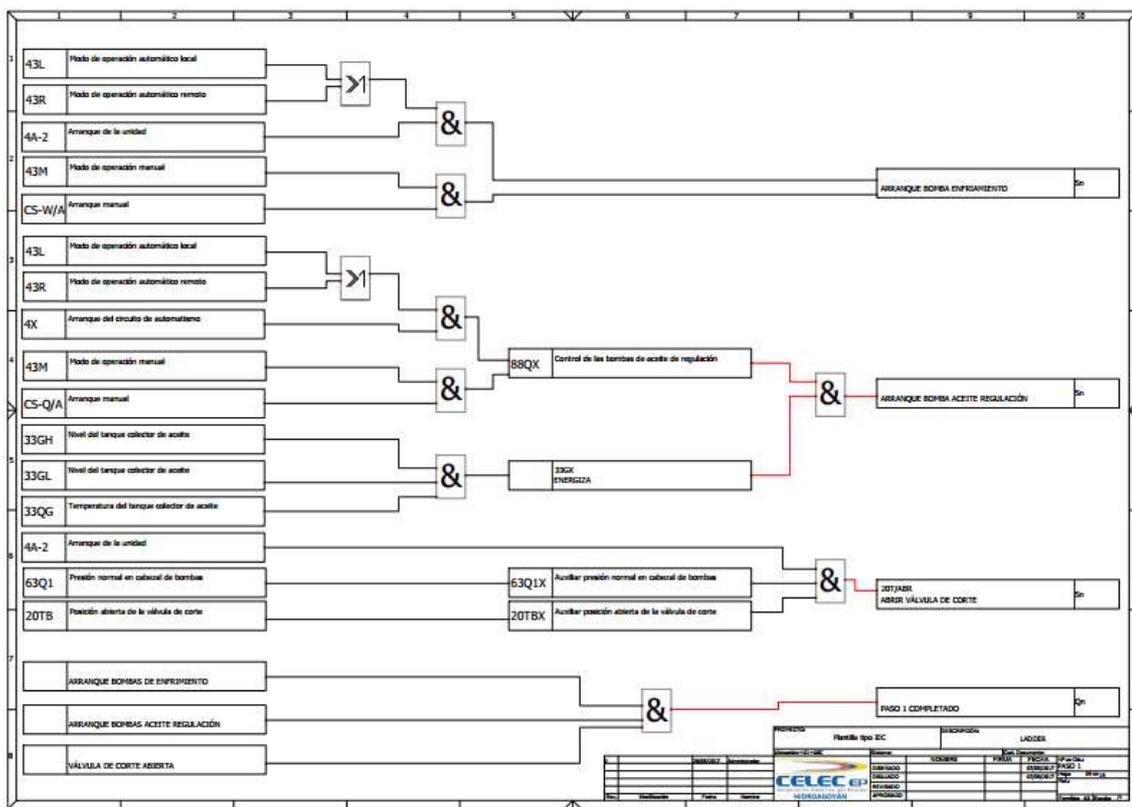


Figura 5-3: Plano de salidas digitales del interruptor de línea.

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
 Realizado por: Navas, D (2017)

### 3.1.3 Desarrollo de la lógica de control de arranque de las unidades.

El tablero de control electromecánico dispone de relevadores auxiliares que realizan las acciones requeridas de acuerdo a las condiciones de entrada de las señales y la configuración de los relés. Inicialmente en la programación se realizó el análisis de la lógica de control de los relés auxiliares en donde se crearon los diagramas de bloques correspondientes para cada relevador auxiliar, esto con el objeto de verificar las condiciones necesarias para la activación de cada relé.



**Figura 6-3: Diagrama de bloques de la lógica para el paso 1.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
 Realizado por: Navas, D (2017)

Los enclavamientos y lógicas asociadas a las maniobras de arranque como se observa en la Figura 6-3, verificaciones de condiciones de equipos y secuencias del arranque se llevan a cabo en el tablero de la UAC. Para conseguir los criterios iniciales y un enfoque EC general se utilizó la

información técnica disponible en planos y manuales, luego de lo cual se realizó la validación de la información directamente con el personal involucrado en la operación y mantenimiento de las unidades de generación.

El circuito de automatismo es el que controla que todas las operaciones de arranque y parada sean automáticas y que se realicen en secuencia correcta, las funciones se detallan a continuación:

- Arranque.
- Supervisión de secuencia completa de arranque.
- Funcionamiento normal.
- Parada.

Dentro de la estructura para las secuencias de arranque y parada se establecieron una serie de 5 pasos para la indicación de estado y condiciones previas que permiten al operador acompañar el proceso de arranque y parada a través de indicaciones de los estados de ejecución de la máquina, como se indica en la Tabla 5-3.

**Tabla 5-3: Estados estables de funcionamiento de las unidades.**

Estado	Nombre	Característica
0	Unidad Parada	Unidad en reposo
Paso 1	Preparación de circuitos hidráulicos	Circuito hidráulicos
Paso 2	Válvula esférica abierta	Válvula esférica
Paso 3	Unidad en movimiento	Unidad en movimiento
Paso 4	Excitación aplicada	Excitación aplicada
Paso 5	Unidad en paralelo	Unidad en paralelo

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

Para el control automático del proceso, el sitio de arranque se memoriza y se prepara para realizar el inicio del proceso, conforme el modo de arranque seleccionado, el cual puede ser manual, local o remoto. Es necesario considerar una serie de condiciones de algunas señales con la unidad parada, las cuales son las precondiciones para iniciar con el proceso de arranque y que se detallan en la Tabla 6-3.

**Tabla 6-3: Lista de condiciones para el arranque**

U1	U2	SEÑALES DE ENTRADA Y SALIDA	ESTADO
52U1	52U2	Posición del interruptor y seccionadores	No activado
U1	U2	Posición interruptor 52U	Abierto
LU1	LU2	Posición seccionador LU	Cerrado
BU1	BU2	Posición seccionador BU	Cerrado
RU1	RU2	Posición seccionador RU	Cerrado
4B	4B	Paro normal	No activado
5B	5B	Paro temporal	No activado
48A	48A	Circuito de automatismo	No activado
80X	80X	Supervisión de voltaje	No activado
27RX	27RX	Falla electrónica del gobernador	No activado
12X	12X	Sobrevelocidad	No activado
EMX	EMX	Disparo manual de emergencia	No activado
40GX	40GX	Perdida de campo	No activado
63QB	63QB	Baja presión tanque acumulador	No activado
33QL2X	33QL2X	Nivel de aceite en tanque de presión	No activado
33QL3X	33QL3X	Nivel de aceite en tanque de presión	No activado
33Q3C	33Q3C	Nivel de aceite cojinete combinado	No activado
20VBX	20VBX	Válvula esférica totalmente abierta	No activado
65SDX	65SDX	Válvula de paro	No activado
52U1X	52U1X	Posición cerrada del disyuntor	No activado
13-80X	13-80X	Energizado > 80' velocidad	No activado
14-10Y	14-10Y	Energizando > 10' velocidad	No activado
86M	86M	Enclavamiento mecánico	No activado
38M1H	38M1H	Temperatura alta cojinete guía turbina	No activado
38M2H	38M2H	Temperatura alta cojinete guía inferior	No activado
38M3H	38M3H	Temperatura alta cojinete de empuje	No activado
38M4H	38M4H	Temperatura alta cojinete superior generador	No activado
86E	86E	Enclavamiento eléctrico del generador	Desenergizado
87G	87G	Protección diferencial del generador	No activado
CO2/63	CO2/63	Presión del nitrógeno	No activado
K05	K05	Falla excitación	No activado
64G	64G	Protección falla a tierra del generador	No activado
86T	86T	Enclavamiento eléctrico del transformador	Desenergizado
87T	87T	Protección diferencial del transformador	No activado
50/51	50/51	Protección	No activado
ECIPS1	ECIPS1	Contra incendio transformador	No activado
63T/D	63T/D	Presión relé Bucholz	No activado
43-SINC/1-	43-SINC/1-	Inyector de sincronización	Seleccionado

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

Para iniciar el proceso de arranque también es necesario seleccionar en el regulador automático de tensión el inyector de sincronización, luego de lo cual con el selector de operación en local o remoto se da el pulso de indicación de arranque en modo automático o en modo paso a paso, el cual inicia un proceso secuencial que parte del arranque de las bombas de agua de enfriamiento y

aceite de regulación y concluye con la sincronización de la unidad al Sistema Nacional Interconectado, esto se detalla en la Tabla 7-3.

**Tabla 7-3: Secuencia de arranque de las unidades.**

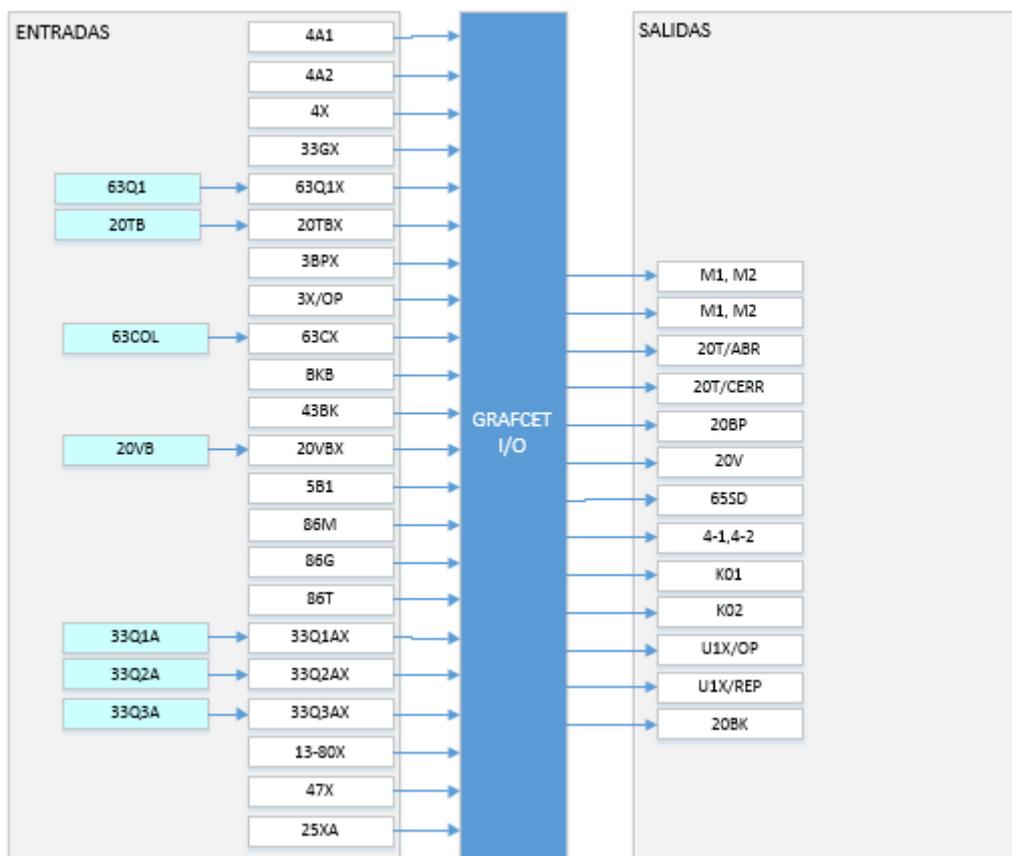
TAG	Descripción	Estado	Paso
M1M2	Bombas de agua de enfriamiento	Arrancar	1
4A2	Arranque circuito de automatismo instantaneo	Seleccionado	
M1M2	Bombas de aceite de regulación	Arrancar	
33GX	Bloqueo bombas	No actuado	
88QX/OP	Control de las bombas de aceite de regulación	Actuado	
20T/ABR	Válvula de corte de aceite	Abrir	
4A2	Arranque circuito de automatismo instantaneo	Actuado	
63Q1X	Presión de aceite en cabezal de bombas (5 seg)	Actuado	
20TBX	Posición abierta de la válvula de corte	actuado	
20BP	Válvula Bypass	Abrir	2
3BPX	Auxiliar control de la válvula bypass	Actuado	
20V	Apertura de la válvula esférica	Actuado	
3X/OP	Control de la válvula esférica	Seleccionado	
63CX	Presión de agua en colector ( x seg)	Actuado	
65SD	Válvula de paro	No actuado	3
4A1	Arranque circuito de automatismo temporizado (2 seg)	actuado	
BKB	Indicación de frenos no aplicados Posición gatos	actuado	
43BK	Posicion de frenos Posición de la palanca	Abierto	
20VBX	Posición abierta de la válvula esférica	actuado	
20TBX	Posición abierta de la válvula de corte	actuado	
5B1	Paro temporal	No actuado	
86M	Enclavamiento mecánico de la unidad	No actuado	
33Q1AX	Nivel aceite bajo en cojinete guía turbina	No actuado	
33Q2AX	Nivel de aceite bajo en cojinete guía inferior	No actuado	
33Q3AX	Nivel de aceite bajo en cojinete empuje generador	No actuado	
86G	Enclavamiento eléctrico del generador	No actuado	
86T	Enclavamiento electrico del transformador	No actuado	
4-1,4-2	Bombas de aceite del transformador	Actuado	
13-80X	Velocidad mayor 80%	Actuado	
801	Conexión de la excitación	Actuado	4
13-80X	Velocidad mayor 80%	Actuado	
5B1	Paro temporal	No actuado	
86M	Enclavamiento mecánico de la unidad	No actuado	
86G	Enclavamiento eléctrico del generador	No actuado	
86T	Enclavamiento electrico del transformador	No actuado	
4A2	Arranque circuito de automatismo instantaneo	Seleccionado	
U1X/OP	Sincronización de la unidad	Actuado	5
86T	Enclavamiento electrico del transformador	No actuado	
86G	Enclavamiento eléctrico del generador	No actuado	
86M	Enclavamiento mecánico de la unidad	No actuado	
47X	Protección de sobrevoltaje de secuencia negativa	Actuado	
4A2	Arranque circuito de automatismo instantaneo	Seleccionado	
25XA	Verificación para la Sincronización	Actuado	

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

La operación y control de las unidades generadoras se realiza mediante procedimientos de mando de los equipos y diversas acciones como son el arranque y la parada de las unidades. Estos procedimientos se basan mediante un control de etapas, en donde se indica las órdenes que se

activan en cada etapa y las acciones que debe realizar la unidad en caso de algún incumplimiento de las condiciones previas.

Para el desarrollo de las secuencias de arranque y parada se utilizó dentro de la programación el lenguaje SFC, el cual se basa en funciones secuenciales de etapas y transiciones mediante diagramas Grafcet, en el cual se requiere establecer las relaciones causa/efecto entre los eventos de entrada y las acciones que se necesitan a las salidas, en este contexto, se denomina parte secuencial del sistema. Para la construcción del sistema automático de arranque de las unidades generadoras, se procedió a crear el diagrama de entradas y salidas como se indica en la Figura 7-3.

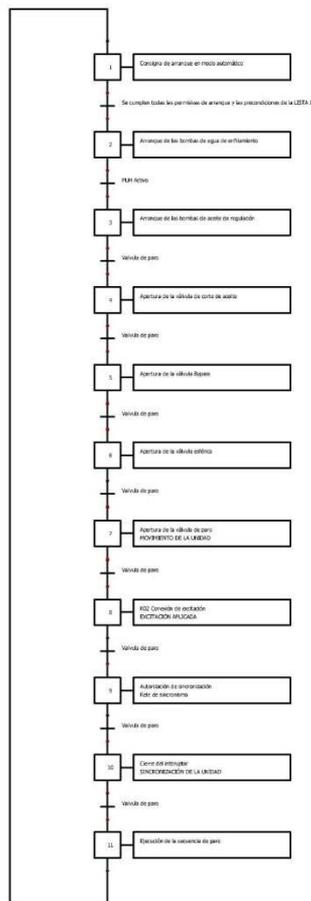


**Figura 7-3: Diagrama GRAFCET de entradas y salidas.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

Luego de identificar las variables de entrada y salida del sistema se procede a realizar la secuencia del sistema automático mediante la representación en Grafcet.

Una etapa se caracteriza por un comportamiento invariable en parte o en la totalidad de mando, la entrada y salida de la etapa se visualiza en la parte superior e inferior de cada símbolo. Las acciones están descritas en el interior del rectángulo unido al símbolo de la etapa a la que van asociados. Las transiciones indican la posibilidad de evolución entre etapas, que se verifica al producirse un franqueo de la transición, el cual provoca el paso de mando de una situación a otra. A cada transición va asociada una proposición lógica llamada receptividad que está en función de informaciones externas (entradas) o internas (estados de contadores, temporizadores, estados de otras etapas). La representación gráfica del arranque de la unidad se observa en la Figura 8-3.



**Figura 8-3: GRAFCET de arranque nivel 1 del generador de Pucará.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

Para la secuencia de arranque en automático, se envía la señal de arranque del control de operación, luego de lo cual se arrancan las bombas de agua de enfriamiento y las bombas de aceite de regulación después de 2 segundos, al pasar unos 5 segundos se abrirá la válvula de corte de aceite y empezará a accionar el circuito del bypass, para luego de unos segundos abrirse la válvula esférica. Al llegar al 100% de apertura de la válvula esférica se abre la válvula de paro que provoca el arranque de la turbina con los 6 inyectores, luego del 50% de la velocidad nominal se mantiene únicamente el inyector piloto.

Al llegar al 80% de la velocidad nominal se cierra el interruptor de campo y empieza a subir el voltaje y se conecta la ménsula de sincronización, el cual cierra el interruptor de la unidad al cumplirse las condiciones de sincronismo.

#### ***3.1.4 Desarrollo de la lógica de control de parada de las unidades.***

Para las condiciones de paro se tiene 3 modos de parada para llegar a este estado, los cuales son las siguientes:

- Paro normal.
- Paro temporal.
- Paro de emergencia.

Dentro de la secuencia de paro normal se la puede realizar en forma manual o automática, para lo cual en cualquiera de las dos formas se debe iniciar disminuyendo manualmente la potencia activa a cero, posteriormente se debe reducir la carga reactiva hasta llegar a cero y luego seleccionar la orden de paro normal en modo manual o automática. Las secuencias de paro normal en modo de operación paso a paso se indican en la Tabla 8-3.

#### **Tabla 8-3: Secuencia de paro manual de las unidades.**

TAG	Descripción	Estado	Paso
U1X/REP	Disparo del interruptor	Actuado	5
CS-52U1/T	Apertura manual del interruptor	Seleccionado	
K02	Desconexión de la excitación	Actuado	4
CS-41/T	Abrir interruptor de campo	Seleccionado	
	Posición del grupo interruptor seccionador	Cerrado	
65SD	Válvula de paro	Actuado	3
CS-65SD/CERR	Accionar Válvula de paro	Seleccionado	
20V	Apertura de la válvula esférica	Actuado	2
3CS/CERR	Cerrar válvula esférica	Seleccionado	
20BK	Actuación de la válvula de frenos	Actuado	2
CS-BK/MAN	Actuación de frenos (menos del 20% de velocidad)	Seleccionado	
20T/CERR	Válvula de corte de aceite	Abrir	1
CS-20T/CERR	Cierre de la válvula de corte	Seleccionado	
M1,M2	Bombas de aceite de regulación	Parar	
CS-Q/PARO	Paro de los bombas de aceite	Seleccionado	
M1,M2	Bombas de agua de enfriamiento	Parar	
CS-W/PARO	Paro de las bombas de agua de enfriamiento	Seleccionado	

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

Cuando se llega al paro de la máquina los estados de las señales se colocan en las condiciones previas de arranque de la unidad.

La secuencia de parada en modo de operación automática se lo puede realizar mediante una orden remota o a través de una orden local, las cuales provocan las secuencias indicadas en la Tabla 9-3.

**Tabla 9-3: Secuencia de paro automático de las unidades.**

TAG	Condiciones	Descripción	Estado	Paso
U3X/REP		Disparo del interruptor	Actuado	5
4B1		Paro circuito de automatismo	Actuado	
	33DX	Indicación de posición de deflector	Cerrado	
	33AGX	Indicación de posición de inyectores	Cerrado	
K02		Desconexión de la excitación	Actuado	0
4B1		Paro circuito de automatismo	Actuado	
	52U1X	Posición del grupo interruptor seccionador	Abierto	
4-1,4-2		Bombas de aceite del transformador	Actuado	
13-80X		Velocidad mayor al 80%	No actuado	
65SD		Válvula de paro (Unidad en movimiento)	No actuado	3
4B1		Paro circuito de automatismo	Actuado	
20V		Apertura de la válvula esférica	Actuado	2
3X		Control de la válvula esférica	Abrir	
4B1		Paro circuito de automatismo	Actuado	
	33DX	Indicación de posición de deflector	No actuado	
	33AGX	Indicación de posición de inyectores	Actuado	
20BK		Actuación de la válvula de frenos	Actuado	
62BKX		Auxiliar detección fin de paro temporizado (30 seg)	Actuado	
65SDX		Auxiliar válvula de paro	Actuado	
14-20X		Velocidad menor 20%	Actuado	
14-10X		Velocidad menor 10%	Actuado	
	65SDX	Auxiliar válvula de paro	Actuado	
20HP		Válvula Bypass	Abrir	
3BPX		Auxiliar control válvula Bypass		
20TBX		Posición abierta válvula de corte	No Actuado	
20V3X		Válvula esférica abierta <30%	No Actuado	
20T/CERR		Válvula de corte de aceite	Abrir	1
62BKX		Auxiliar detección fin de paro temporizado (5min 30 seg)	Actuado	
	65SDX	Auxiliar válvula de paro	Actuado	
	14-20X	Velocidad menor 20%	Actuado	
	14-10X	Velocidad menor 10%	Actuado	
4X		Arranque circuito de automatismo	No Actuado	
	43AX	Indicación de posición de control automático	No actuado	
	4B2	Paro de la unidad	Actuado	
33QH2X		Nivel de aceite en tanque de presión paso 2	Bajo	
M1,M2		Bombas de aceite de regulación	Arrancar	
88QXOP		Control de las bombas de aceite de regulación	No actuado	
4X		Arranque circuito de automatismo	No Actuado	
43AX		Indicación de posición de control automático	No actuado	
4B2		Paro de la unidad	Actuado	
62BKX		Auxiliar detección fin de paro temporizado (30 seg)	Actuado	
20TAX		Posición cerrada válvula de corte de aceite	Actuado	
20VAX		Auxiliar de válvula esférica totalmente cerrada	Actuado	
M1,M2		Bombas de agua de enfriamiento	Arrancar	
62BKX		Auxiliar detección fin de paro temporizado (30 seg)	Actuado	
	65SDX	Auxiliar válvula de paro	Actuado	
	14-20X	Velocidad menor 20%	Actuado	
	14-10X	Velocidad menor 10%	Actuado	
4X		Arranque circuito de automatismo	No Actuado	
	43AX	Indicación de posición de control automático	No actuado	
	4B2	Paro de la unidad	Actuado	

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

Para la secuencia de paro temporal es necesario la activación de alguna señal de protección que provoque la salida de la unidad del sistema en forma repentina como se indica en la Tabla 10-3, asegurando la integridad de los equipos.

**Tabla 10-3: Condiciones del paro temporal.**

U1	Descripción	Características
5B	Paro temporal	
48A	Círculo de automatismo	Retardo de 10 minutos para el arranque y la sincronización
80X	Supervisión de voltaje	Falta de voltaje en el circuito de control hidráulico
27RX	Falla electrónica del gobernador	Falla electrónica del RAV mediante el relé R29
12X	Sobrevelocidad	Sobrevelocidad mecánica del generador >127%
EMX	Disparo manual de emergencia	Disparo de emergencia manual del operador
40GX	Perdida de campo	Detección mediante la función 40 del relé multifunción
63QB	Baja presión en tanque de presión	Presión baja en tanque
33QL2X	Nivel de aceite en tanque de presión	Nivel de aceite bajo, segundo paso de detección
33QL3X	Nivel de aceite en tanque de presión	Nivel de aceite muy bajo, tercer paso de detección
33Q3C	Nivel de aceite cojinete empuje	Nivel de aceite bajo, detección a máquina en movimiento
20VBX	Válvula esférica totalmente cerrada	Contacto 20VB
65SDX	Válvula de paro	Apertuda de la válvula de paro
52U1X	Posición abierta del disyuntor	Apertura del interruptor
13-80X	Energizado >80° velocidad	Velocidad superior del 80%, a través del 14-10X y R16
14-10Y	Energizando <10° velocidad	Velocidad menor del 10%

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

La orden de paro temporal abre inmediatamente el interruptor de la subestación y provoca también la desconexión del interruptor de excitación en el regulador de tensión, se desenergiza la válvula de paro que induce a que la unidad empiece a reducir la velocidad hasta que a un 20% de la velocidad nominal se aplican automáticamente los frenos. Posteriormente empieza también a cerrarse la válvula esférica, válvula bypass y cambia el estado de la válvula de corte de aceite como se indica en la Tabla 11-3.

**Tabla 11-3: Secuencia de paro temporal.**

TAG	Condiciones	Descripción	Estado	Paso
UIX/REP	UIX/REP	Disparo del interruptor	Actuado	5
5B1		Paro temporal de automatismo	Actuado	
	33DX	Indicación de posición de deflector	No actuado	
	33AGX	Indicación de posición de inyectores	Actuado	
K02	K02	Desconexión de la excitación	Actuado	4
5B1		Paro temporal de automatismo	Actuado	
	13-90X	Velocidad mayor a 90 %	Actuado	
4-1,4-2	4-1,4-2	Bombas de aceite del transformador	Actuado	
13-80X		Velocidad mayor al 80%	No actuado	
65SD	65SD	Válvula de paro (Unidad en movimiento)	No actuado	3
5B1		Paro temporal de automatismo	Actuado	
20V	20V	Apertura de la válvula esférica	Actuado	2
3X		Control de la válvula esférica	Abrir	
5B1		Paro circuito de automatismo	Actuado	
	33DX	Indicación de posición de deflector	No actuado	
	33AGX	Indicación de posición de inyectores	Actuado	
20BK	20BK	Actuación de la válvula de frenos	Actuado	2
62BKX		Auxiliar detección fin de paro temporizado (30 seg)	Actuado	
65SDX		Auxiliar válvula de paro	Actuado	
14-20X		Velocidad menor 20%	Actuado	
14-10X		Velocidad menor 10%	Actuado	
	65SDX	Auxiliar válvula de paro	Actuado	
20BP	20BP	Válvula Bypass	Abrir	
3BPX		Auxiliar control válvula Bypass		
20TBX		Posición abierta válvula de corte	No Actuado	
20V3X		Válvula esférica abierta <30%	No Actuado	
20T/CERR	20T/CERR	Válvula de corte de aceite	Abrir	
62BKX		Auxiliar detección fin de paro temporizado (30 seg)	Actuado	
	65SDX	Auxiliar válvula de paro	Actuado	
	14-20X	Velocidad menor 20%	Actuado	
	14-10X	Velocidad menor 10%	Actuado	
4X		Arranque circuito de automatismo	No Actuado	
43AX		Indicación de posición de control automático	No actuado	
4B2		Paro de la unidad	Actuado	
5B2		Paro temporal de automatismo	Actuado	
33QH2X		Nivel de aceite en tanque de presión paso 2	Bajo	
M1,M2	M1,M2	Bombas de aceite de regulación	Arrancar	
88QX/OP		Control de las bombas de aceite de regulación	No actuado	
4X		Arranque circuito de automatismo	No Actuado	
43AX		Indicación de posición de control autom	No actuado	
4B2		Paro de la unidad	Actuado	
5B2		Paro temporal de automatismo	Actuado	
M1,M2	M1,M2	Bombas de agua de enfriamiento	Arrancar	1
62BKX		Auxiliar detección fin de paro temporizado (30 seg)	Actuado	
	65SDX	Auxiliar válvula de paro	Actuado	
	14-20X	Velocidad menor 20%	Actuado	
	14-10X	Velocidad menor 10%	Actuado	
4X		Arranque circuito de automatismo	No Actuado	
	43AX	Indicación de posición de control automático	No actuado	
	4B2	Paro de la unidad	Actuado	
	5B2	Paro temporal de automatismo		

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

La función del paro de emergencia de las unidades es proporcionar todos los mecanismos necesarios para llevar al proceso a una condición segura cuando la planta sale de su estado normal de operación. Son diseñados para detectar fallas o desviaciones de cualquiera de las variables dentro del proceso y desencadenar las acciones apropiadas para salvaguardar la vida de las personas y equipos frente a eventualidades, incluso puede ser activada en forma manual, en el caso que el operador detecte alguna anomalía en el proceso de generación. La ejecución del paro de emergencia puede ser realizada en cualquier etapa de la generación, incluso desde el

arranque de la unidad o mientras actúa la secuencia de paro normal. Las condiciones para que se presente un paro de emergencia se indican en la Tabla 12-3.

**Tabla 12-3: Lista de condiciones para las paradas de emergencia.**

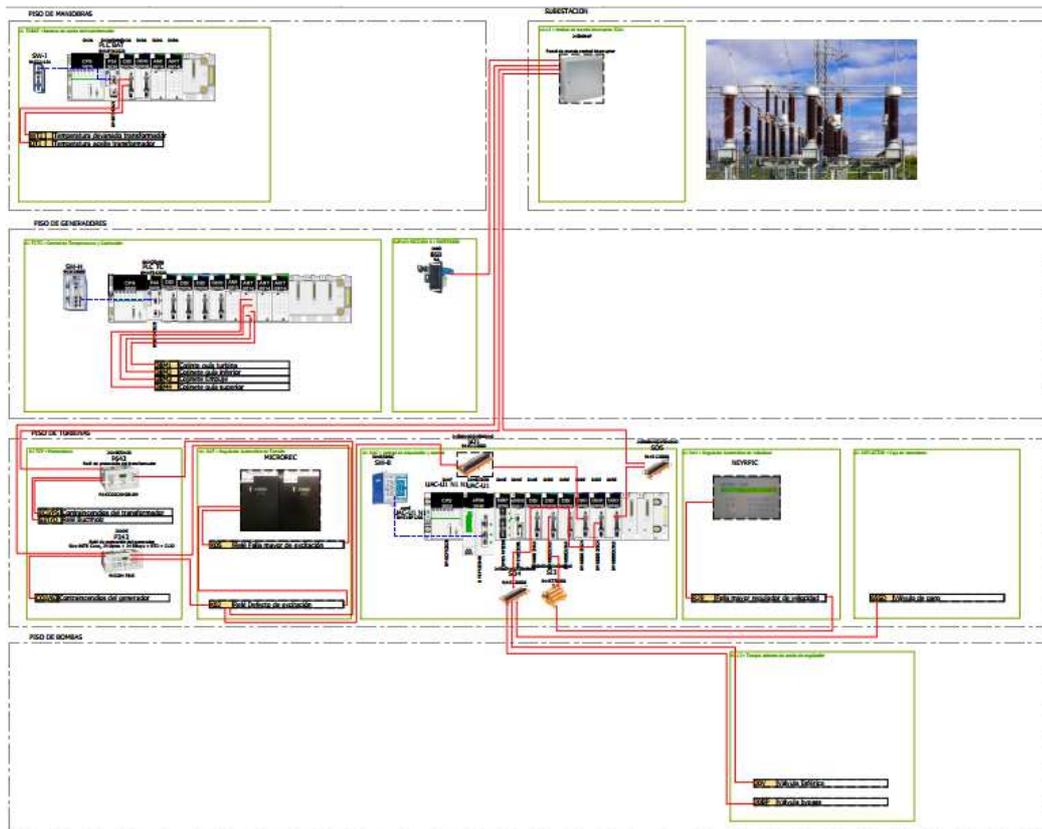
<b>TAG</b>	<b>Descripción</b>	<b>Estado</b>
86M	Enclavamiento mecánico	No activado
38M1H	Temperatura alta cojinete guía turbina	No activado
38M2H	Temperatura alta cojinete guía inferior	No activado
38M3H	Temperatura alta cojinete de empuje	No activado
38M4H	Temperatura alta cojinete superior generador	No activado
86E	Enclavamiento eléctrico del generador	No activado
87G	Protección diferencial del generador	No activado
CO2/63	Presión del nitrógeno	No activado
K05	Falla excitación	No activado
64G	Protección falla a tierra del generador	No activado
86T	Enclavamiento eléctrico del transformador	No activado
87T	Protección diferencial del transformador	No activado
50/51	Protección	No activado
ECI/PS1	Contra incendio transformador	No activado
63T/D	Presión relé Bucholz	No activado

Realizado por: Navas, D (2017)  
Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara

Las acciones que provoca la activación del paro de emergencia son las siguientes:

- Disparo del interruptor de la subestación.
- Una vez verificado la posición abierta del interruptor de la subestación se da la orden de disparo del interruptor de campo de la excitación.
- Cierre de la válvula de paro.
- Cierre de la válvula esférica.
- Cierre de la válvula bypass.

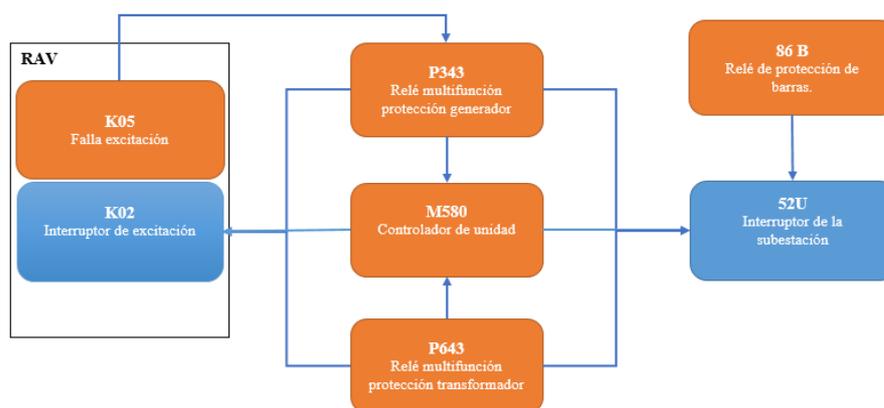
En la Figura 9-3 se indica el diagrama de conexiones entre los equipos que actúan en el paro de emergencia de las unidades de generación.



**Figura 9-3: Diagrama de conexión de parada de las unidades.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
 Realizado por: Navas, D (2017)

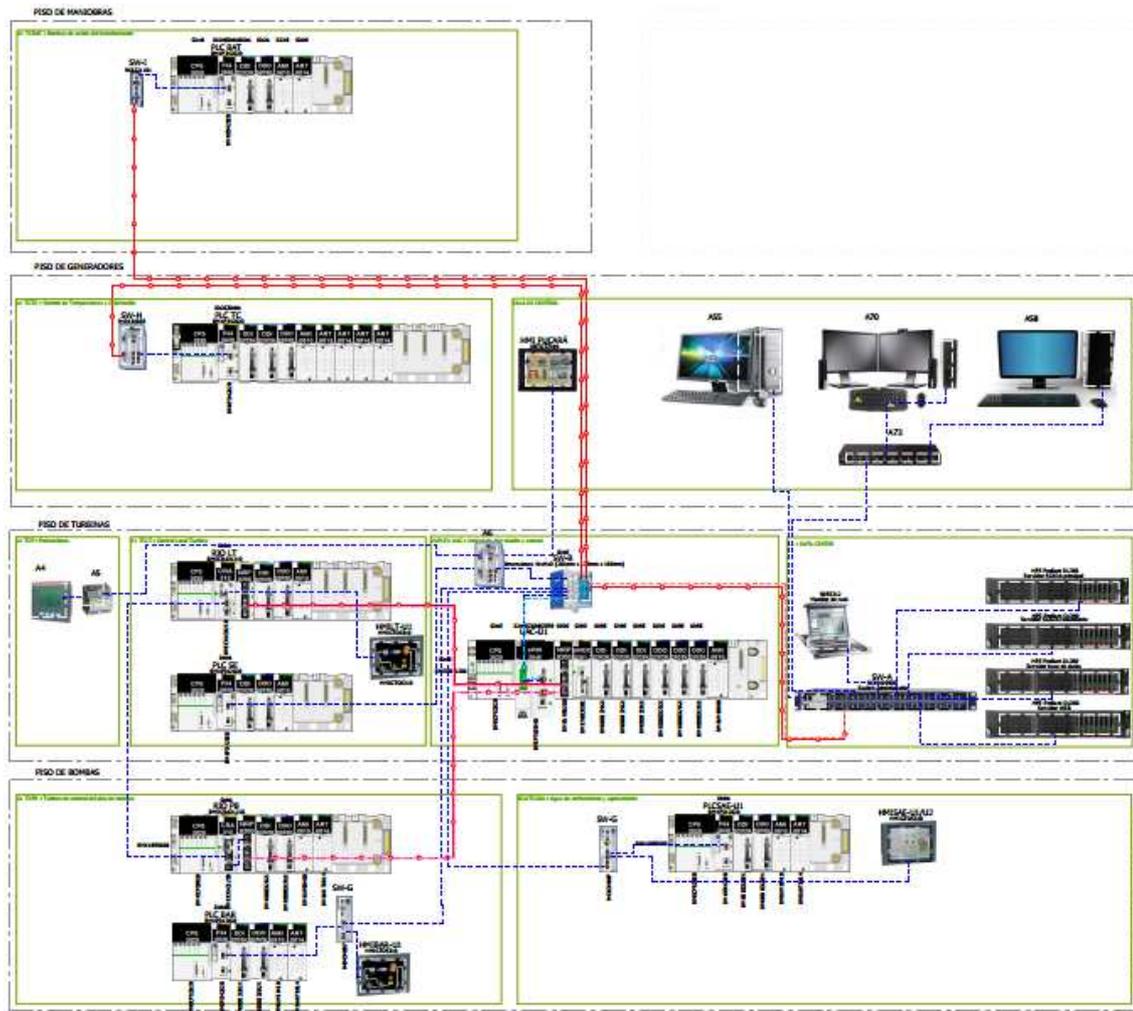
En forma general los equipos conectados para la protección operarían principalmente sobre el interruptor de la subestación y campo como se indica en la Figura 10-3.



**Figura 10-3: Diagrama de bloques del disparo del interruptor de subestación y campo.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
 Realizado por: Navas, D (2017)





**Figura 12-3: Arquitectura de control de la Central Hidroeléctrica Pucará.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucará.  
 Realizado por: Navas, D. (2016)

De la arquitectura cabe mencionar que el PLC M580 de la unidad de adquisición y control administra las entradas y salidas remotas RIO tanto de las señales del piso de bombas como las señales del piso de turbinas mediante una red de comunicación de fibra óptica entre la red de dispositivos.

El módulo Ethernet BMENOC0301, conectada con el backplane habilitado, es el que maneja los equipos distribuidos entre la red de comunicación de dispositivos.

En el diseño de la arquitectura se encuentra el uso de fibra óptica mediante un switch industrial para la comunicación de los equipos. Estos equipos (Figura 13-3) tienen una topología modular

que hacen posible el incremento de puertos de conexión expandiendo la capacidad de dispositivos soportados por la red sin disminuir la transmisión de datos y trabajan con los estándares IEEE 802 e IEEE 802.3 los mismos que cubren con las especificaciones para trabajar con cables de cobre o fibra óptica en una topología tipo bus o anillo.



**Figura 13-3: Switch industrial de red Ethernet.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

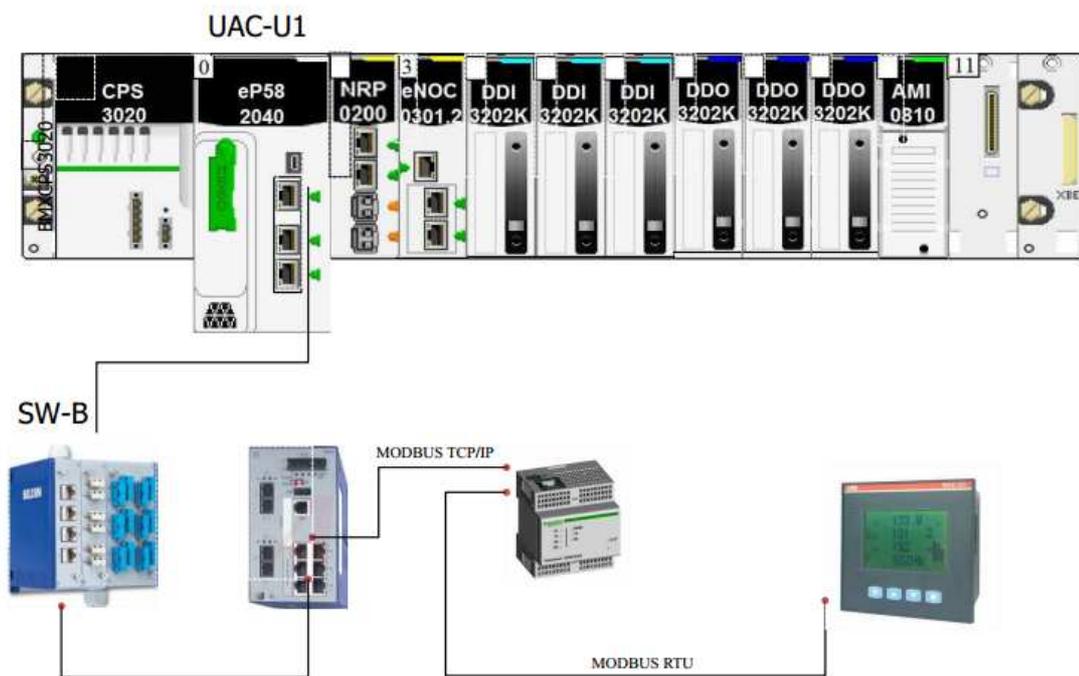
La implementación de la red Fast Ethernet transfiere la información de forma más rápida permitiendo al controlador principal procesar los datos más actualizados en el menor tiempo posible incrementando la fidelidad del estado de cada sistema en tiempo real, con una variación de tiempo casi imperceptible

Cada subsistema con sus controladores lógicos programables locales a pesar de ser independiente, son partes fundamentales para el correcto funcionamiento de la unidad generadora mediante la transferencia de señales de control que se centralizan en la Unidad de Adquisición y Control. Sin embargo, existen subsistemas cuyo funcionamiento es dependiente de la información que envíe el controlador de otro proceso; por lo que, además de tener una conexión de transferencia de datos con la Unidad de adquisición y control, la red permite que se comuniquen todos los sistemas para el envío/recepción de información sin afectar su funcionamiento ni el control, monitoreo y supervisión que realiza el controlador principal

La red implementada para la vinculación con las Unidades de Adquisición y Control se encuentra cercanas con una distancia no mayor de 20 metros, por lo que la distancia no presenta desventajas en el funcionamiento de la red.

Para la implementación de la red Modbus entre el medidor de multigrandezas y el PAC de la Figura 14-, se debe establecer una conexión en el destino deseado, para lo cual se realiza primeramente la conexión con los equipos que manejan este protocolo, en donde se prepara la solicitud codificada, se envía la solicitud y se espera la respuesta sobre la conexión.

La red de comunicación para Modbus se indica en la Figura 14-3.



**Figura 14-3: Red Modbus para medición de grandezas eléctricas.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

### 3.2 Montaje eléctrico de los tableros

De acuerdo a la lista de materiales obtenida en el diseño se realizó el proceso de compra mediante procedimiento de régimen común en el SERCOP, para los cual en la Tabla 13-3 se observan los materiales utilizados y sus costos de la implementación de los tableros de las unidades de adquisición y control, como parte del proyecto general de modernización de la Central Pucará.

**Tabla 13-3: Costos de implementación de los tableros de las UAC's.**

Dispositivos	Código	Cantidad	Precio Unitario	Precio total
Fuente alimentación	1478140000	4	465,98	1863,92
Módulo poder del PAC	BMXCPS3020	2	607,15	1214,3
Puente de diodos de 20A para fuente redundante	8768650000	2	130,35	260,7
Modulo CPU	BMEP582040	2	4924,88	9849,76
Tarjeta de memoria para el procesador M580	BMXRMS004GPF	2	911,72	1823,44
Bastidor de 12 slots	BMEXBP1200	2	372,09	744,18
Bastidor de 8 slots	BMEXBP0800	2	262,91	525,82
Módulo convertidor de fibra óptica	BMXNRP0200	2	448,56	897,12
Módulo de red ethernet TCP/IP	BMENOC0301	2	1597,26	3194,52
Módulos de entrada digital	BMXDDI3202K	10	399,94	3999,4
Módulos de salida digital	BMXDDO3202K	10	471,24	4712,4
Módulos de entrada analógica	BMXAMI0810	2	931,33	1862,66
Módulos de I/O remotas	BMXNRP0200	4	448,56	1794,24
Interfaz de entradas digitales	9445770000	6	85,22	511,32
Interfaz de salidas digitales	9445120000	6	279,65	1677,9
Interfaz de entradas analógicas	AHE7CPA02	2	149,92	299,84
Switch modular	943435003	2	2690,68	5381,36
Switch modular de 4 puertos RJ45	943722101	2	452,34	904,68
Switih modular	943764101	2	1677,69	3355,38
Switch administrable Gigabit Ethernet	943938999	2	1371,44	2742,88
Switch administrable	943434021	2	1613,44	3226,88
Cable de unión módulo de entradas y salidas TELEFAST	7789387020	20	113,51	2270,2
Conector pre-ensamblado de 28 terminales para TELEFAST	BMXFCA150	2	234,59	469,18
Cable de par trenzado apantallado de 2 metros	490NTW0002U	4	28,24	112,96
Cable de par trenzado apantallado de 5 metros	490NTW0005U	2	38,01	76,02
Breaker 10A DC	A9N61528	18	58	1044
Breaker 20A AC	A9N61532	6	58	348
Breaker 4A AC	A9F74204	8	34,2	273,6
Breaker 4A DC	A9N61524	14	54,7	765,8
Iluminación atornillable 14W	4139140	4	267,52	1070,08
Cable de alimentación con conector para luminaria	4315100	4	77,49	309,96
Interruptor de puerta con cable de conexión	4315520	4	80,94	323,76
Portaesquema plástico	2514000	2	18,95	37,9
Conjunto de cables para preensamblados	BMXFCA152	2	72,87	145,74
Tablero autosoportado chapa de acero	8806500	6	2644,85	15869,1
Borneras	1020100000	180	0,91	163,8
Tapa para borneras	1050000000	180	0,33	59,4
Kit de terminales para tierra	STBXSP3020	14	39,31	550,34
Marquillas para bornera	0473560151	282	0,05	14,1
Ductos de cables 100x75	AK2GD10075	16	14,57	233,12
Tapa para canaleta 100mm	AK2CD100	16	7,01	112,16
Perfil riel DIN de 35 mm	NSYSDR200BD	8	8,15	65,2
Sistema de sincronización automática de doble canal	SYN 5202-0271	2	17890	35780
Pantalla o terminal táctil HMI de 15 pulgadas	XBTGT7340	1	5511,97	5511,97
			<b>TOTAL</b>	<b>116449,09</b>

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

Los tableros eléctricos montados en Casa de Máquinas están destinados a cumplir la función de medición, control, maniobra y protección. Algunas características importantes consideradas en el montaje son:

- Seguridad en la operación.
- Funcionalidad eléctrica y mecánica.
- Intercambiabilidad de componentes.
- Protección mecánica.

La ubicación elegida asegura un cierto grado de ventilación y permite la realización de las actividades de operación y mantenimiento.

Entre los tableros implementados consta el tablero de la distribución del sistema de alimentación eléctrica, los tableros de protecciones y tableros de las unidades de adquisición y control (Fotografía 1-3).



**Fotografía 1-3: Tableros para el control de las unidades de generación.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

### 3.2.1 *Instalación de dispositivos en el tablero de la UAC.*

Tal como se había especificado en el diseño del montaje del tablero de la UAC, en la parte frontal del gabinete se colocaron las fuentes de alimentación eléctrica, todos los componentes del PAC conjuntamente con las interfaces de entradas y salidas digitales, así como también las respectivas protecciones termo-magnéticas de estos equipos. En la parte posterior se instalaron las protecciones termo-magnéticas de las entradas de las alimentaciones y del resto de equipos ubicados en todo el sistema, la interfaz de las entradas analógicas y los equipos de comunicación. La Fotografía 2-3 muestra el tablero montado en el sitio.



**Fotografía 2-3: Vista frontal y posterior de tablero de la UAC.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

### 3.2.2 Conexión de las señales de entradas y salidas del PAC

Los estados de las entradas y salidas de los módulos de la CPU de control pueden ser observados en los propios módulos o a su vez en sus respectivas interfaces, que cuenta con leds indicativos, numerados de acuerdo con la I/O asociada. Una descripción de cada I/O puede ser observada en la Tabla 14-3.

**Tabla 14-3: Lista de señales del regulador de velocidad.**

EQUIPO ORIGEN						TABLERO DUPLEX		TABLERO LOCAL		
ID/IDENTIFICACIÓN	FUNCIÓN	EQUIPO PRIMARIO	ESTADO	DESCRIPCIÓN	TIPO	BORNERA 1	BORNERA 2	DESCRIPCIÓN	BORNERA 1	BORNERA 2
R29	RAV	Relé-Contacto	NC	Falla sensor regulador	Entrada digital	IB35	IB36	RAV	X0-23	X0-24
R3	RAV	Relé-Contacto	NA	Funcionamiento automático	Entrada digital	IB35	IB37	RAV	X0-14	X0-16
R7	RAV	Relé-Contacto	NA	Consigna de carga por sensor exterior	Entrada digital	2H11	2H14	RAV	X1-67	X1-64
R2	RAV	Relé-Contacto	NA	Consigna de carga externa a caso	Entrada digital	2H11	2H14	RAV	X0-11	X0-13
R19	RAV	Relé-Contacto	NC	Velocidad control mayor 90%v	Entrada digital	2H11	2H13	RAV	X0-38	X0-39
R18	RAV	Relé-Contacto	NC	Velocidad control mayor 90%v	Entrada digital	2H11	2H12	RAV	X0-35	X0-36
R15	RAV	Relé-Contacto	NA	Velocidad control mayor 50%v	Entrada digital	2H5	2H6	RAV	X0-26	X0-28
R16	RAV	Relé-Contacto	NA	Velocidad control mayor 40%v	Entrada digital	2H5	2H8	RAV	X0-29	X0-31
R17	RAV	Relé-Contacto	NA	Velocidad control mayor 20% en ligada	Entrada digital	2H5	2H7	RAV	X0-32	X0-34
R30	RAV	Relé-Contacto	NC	Interferencia <math>127\%</math> v	Entrada digital	2H1	2H2	RAV	X0-41	X0-43
R8	RAV	Relé-Hobrama		Cable de sentido al regulador	Salida digital			RAV	X1-61	X1-62
R1	RAV	Relé-Hobrama		Posición del interruptor X213	Salida digital	2H11	2H12	RAV	X1-63	X1-64
R6	RAV	Relé-Hobrama		Funcionamiento manual exterior	Salida digital	2H11	2H13	RAV	X1-65	X1-64
R22	RAV	Relé-Hobrama		Aumento de consumo de carga/funcionamiento	Salida digital	IL43	IL39	RAV	X1-69	X1-70
R23	RAV	Relé-Hobrama		Disminución de consumo de carga/funcionamiento	Salida digital	IL44	IL39	RAV	X1-71	X1-70
R38	RAV	Relé-Hobrama		Mando Limitación de apertura valle	Salida digital	IL40	IL39	RAV	X1-75	X1-70
R39	RAV	Relé-Hobrama		Mando Limitación de apertura lago	Salida digital	IL41	IL39	RAV	X1-77	X1-70
R24.1	RAV	Relé-Hobrama		Reliquio de agente 1	Salida digital	IB62	IB65	RAV	X1-94	X1-83
R24.2	RAV	Relé-Hobrama		Reliquio de agente 2	Salida digital	IB67	IB68	RAV	X1-95	X1-84
R24.3	RAV	Relé-Hobrama		Reliquio de agente 3	Salida digital	IB67	IB69	RAV	X1-96	X1-87
R24.4	RAV	Relé-Hobrama		Reliquio de agente 4	Salida digital	IB71	IB72	RAV	X1-97	X1-89
R24.5	RAV	Relé-Hobrama		Reliquio de agente 5	Salida digital	IB71	IB73	RAV	X1-98	X1-91
R24.6	RAV	Relé-Hobrama		Reliquio de agente 6	Salida digital	IB63	IB64	RAV	X1-99	X1-93
RAV1	RAV	transmisor 4-20mA		Velocidad de Grupo	Entrada analógica	IB79	IB80	RAV	X1-162	X1-161
RAV2	RAV	transmisor 4-20mA		Limitación de apertura	Entrada analógica	IB75	IB76	RAV	X1-164	X1-163
R35	RAV	Relé-Contacto			Entrada digital				X1-61	X1-62

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

En el módulo de entrada que comprende las señales provenientes del regulador de tensión se reciben todas las señales necesarias para el control de la potencia reactiva del sistema, además de los estados de los equipos del regulador. El módulo de salida digital del regulador de tensión es el encargado de enviar las señales generadas en el controlador hacia los elementos finales de control, todas estas señales permiten el control del voltaje de la unidad generadora y también los permisivos para el arranque de la unidad.

En el módulo de entrada del regulador de velocidad igualmente se reciben todas las señales necesarias para el control de la potencia activa del sistema, así como también las señales hidráulicas del sistema y los estados de los equipos del regulador. Desde el módulo de salida digital del regulador de velocidad se envían las señales generadas en el controlador hacia los elementos encargados del control de la velocidad de unidad.

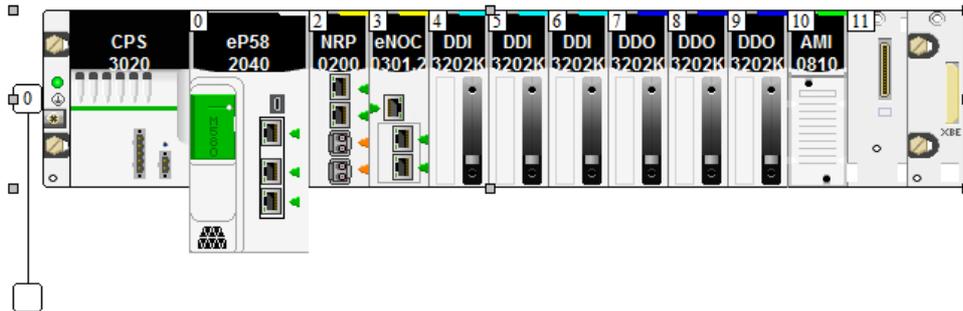
Para el control del interruptor y seccionadores es necesaria la adquisición de señales de posición de estos equipos así como también elementos referentes a la seguridad del sistema. El módulo de salidas digitales del control del interruptor y seccionadores permite realizar la apertura y cierre de estos equipos y el control de la sincronización de la unidad en el arranque.

### **3.3 Programación de la lógica de control con UNITY.**

El software de automatización UNITY PRO XL V11.0 permite la programación-depuración de autómatas de gama Modicon de la marca Schneider Electric, en el cual se pueden realizar simulaciones con diferentes lenguajes de programación.

#### ***3.3.1 Configuración del bastidor del PAC.***

La configuración del bastidor se lo realiza seleccionando los módulos utilizados dentro del catálogo de hardware que contiene todos los módulos organizados en familias que pueden insertarse en el bastidor. La configuración utilizada para el PLC de la UAC se indica en la Figura 15-3.



**Figura 15-3: Configuración del PLC de la UAC en UNITY PRO XL**

Fuente: Software Unity Pro XL  
 Realizado por: Navas, D (2017)

Para conocer las características de cualquier módulo utilizado en la configuración basta con hacer doble clic sobre la imagen del módulo en la ventana configuración, luego de lo cual aparece otra ventana indicando las especificaciones del módulo seleccionado, tal como se indica en la Figura 16-3 donde aparece las especificaciones del módulo CPU del PAC.

ESPECIFICACIONES	
- Puerto de terminal USB	
- Slot de la tarjeta de memoria	
- 3 puertos de comunicación Ethernet: 2 para equipo remoto y un puerto de servicio	
E/S binarias	2048
E/S analógicas	512
Canales de expertos	72
Bus de sensor (AS-i)	4
Conexiones de red	1 incorporadas + 2 con módulos Ethernet adicionales
Memoria de datos	768 KB
Memoria de aplicación	8 MB

**Figura 16-3: Especificación del módulo CPU M580**

Fuente: Software Unity Pro XL  
 Realizado por: Navas, D (2017)

En la misma ventana pero en la parte inferior aparecen las indicaciones del estado de los leds incorporados en el módulo físico como se indica en la Figura 17-3 del módulo CPU del PAC.

INDICADORES VISUALES			
LED	Encendido	Parpadeo	Apagado
RUN (verde)	PLC en funcionamiento normal, ejecución del programa	PLC en modalidad STOP o bloqueado por un error de software	PLC no configurado: aplicación ausente, no válido o incompatible
ERR (rojo)	Error de procesador o de sistema	- PLC no configurado - PLC bloqueado por un error de software - Error del bus PLC	Estado normal, sin errores internos
I/O (rojo)	Errores de entradas/salidas procedentes de un módulo, un canal o un error de configuración	Autocomprobación	Estado normal, sin fallos internos
ETH MS (rojo/verde)	Verde: EJECUTAR/DETENER Rojo: error o actualización del SO	Verde: configuración Rojo: autocomprobación	/ /
ETH NS (rojo/verde)	Verde: EJECUTAR/DETENER Rojo: añadir IP duplicada Rojo: error o actualización del SO	Verde: configuración Rojo: autocomprobación	/ /

**Figura 17-3: Ventana de indicación de los LEDS del Módulo M580**

Fuente: Software Unity Pro XL  
Realizado por: Navas, D (2017)

### 3.3.2 Creación de las variables.

Desde los módulos de E/S se realiza la creación de las variables asociadas a las vías de un módulo. Los tipos de señales con los que se puede trabajar son los siguientes:

- %I: Entrada digital (direccionamiento Mb: 1x)
- %Q: Salida digital (direccionamiento Mb:0x)
- %IW: Entrada analógica (direccionamiento Mb:3x)
- %QW: Salida analógica (direccionamiento Mb:4x)

El procedimiento para crear una variable nueva en el editor de datos es seleccionar la última línea vacía de la tabla y llenar los campos indicados de nombre, tipo, valor, comentario, alias y dirección.

Para modificar una variable en el editor de datos se debe seleccionar el campo de la variable que se desea modificar en la tabla y luego de la modificación realizar la respectiva validación.

Con las ubicaciones colocadas en los módulos de entradas y salidas del PAC, se procedió a crear las variables en el editor de datos, como muestra la Figura 18-3.

Nombre	Tipo	Valor	Comentario	Alias	Alias de	Dirección	Variable de HMI	Derech
ARRANQUE_01	EBOOL							
AUX_01	EBOOL					%M408		
AUX_52U2_01	EBOOL					%M411		
BE_I01	EBOOL					%IO.5.3		
BMB_ENFRIAMIENTO	EBOOL					%M201		
BMB_PREFERENTE	EBOOL					%M200		
BR_I01	EBOOL					%M001		
BR_I02	EBOOL					%M002		
BR_M01	EBOOL					%M10		
CS_1C_S	EBOOL							
CS_1C_S_P	EBOOL							
CS_20T	EBOOL							
CS_41	EBOOL					%M396		
CS_43_90_AUTO	EBOOL					%M399		
CS_43_90_MAN	EBOOL					%M400		
CS_52U2_C	EBOOL							
CS_52U2_T	EBOOL							
CS_65SD_ABR	EBOOL					%M387		
CS_89RU2_C	EBOOL							
CS_89RU2_T	EBOOL							
CS_90_L	EBOOL					%M402		
CS_90_R	EBOOL					%M401		
CS_Q_ARR	EBOOL					%M352		
CS_Q_PARO	EBOOL					%M353		

**Figura 18-3: Variables creadas mostradas en el editor de datos de UNITY PRO XL**

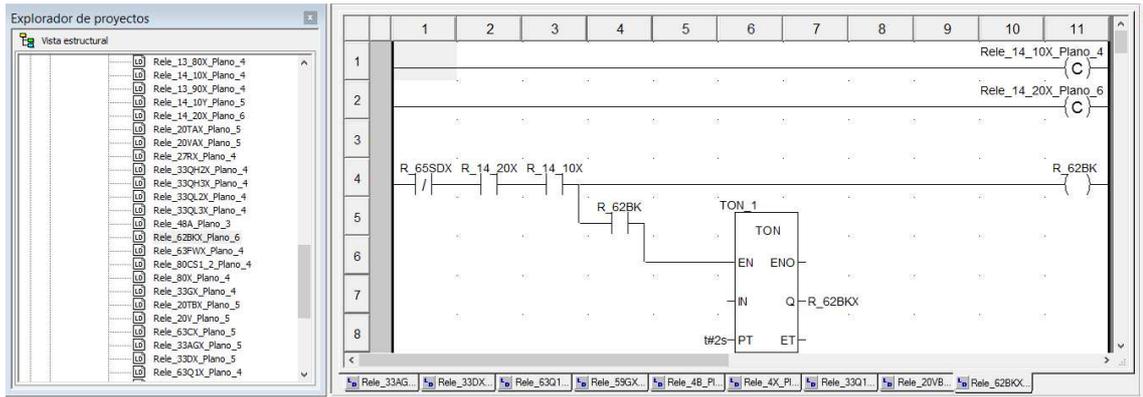
Fuente: Software Unity Pro XL  
Realizado por: Navas, D (2017)

### 3.3.3 Programación del PAC.

En la sección de programación, dentro de la tarea maestra, crear una nueva sección y en la ventana que aparece introducir el nombre y el lenguaje de programación utilizado.

El lenguaje de programación utilizado para los relés auxiliares y control local es el diagrama de escalera o Ladder (LD), que son diagramas basados en representaciones gráficas con contactos, bobinas, bloques de funciones, llamadas de subrutinas, saltos y conexiones que se utilizan según los esquemas de los circuitos de los relés electromecánicos.

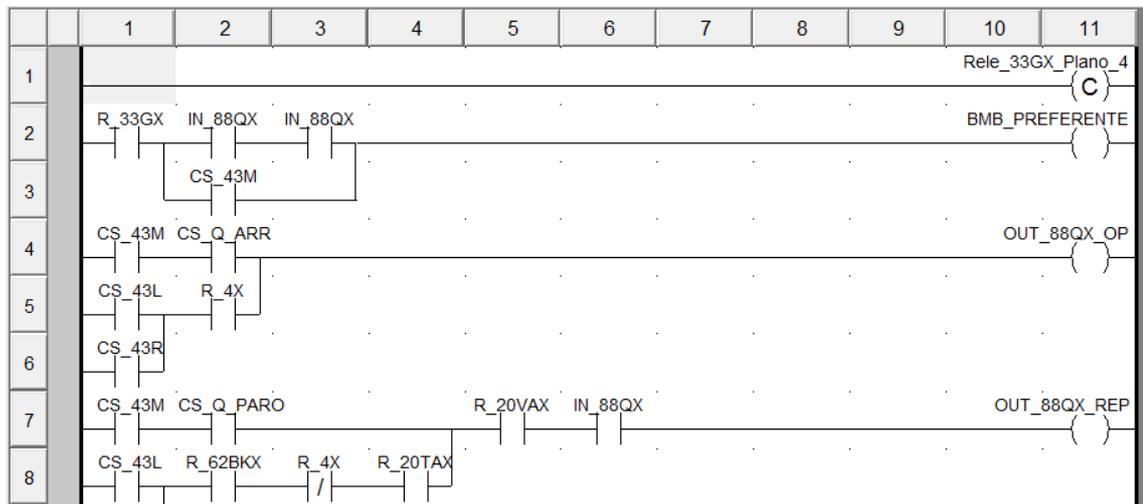
En el caso de la programación de la UAC se crearon todas las secciones necesarias de todos los relés auxiliares físicos de los tableros de control electromecánicos de cada unidad como se observa en la Figura 19-3.



**Figura 19-3: Programación del relé de parada 62BKX de la unidad**

Fuente: Software Unity Pro XL  
Realizado por: Navas, D (2017)

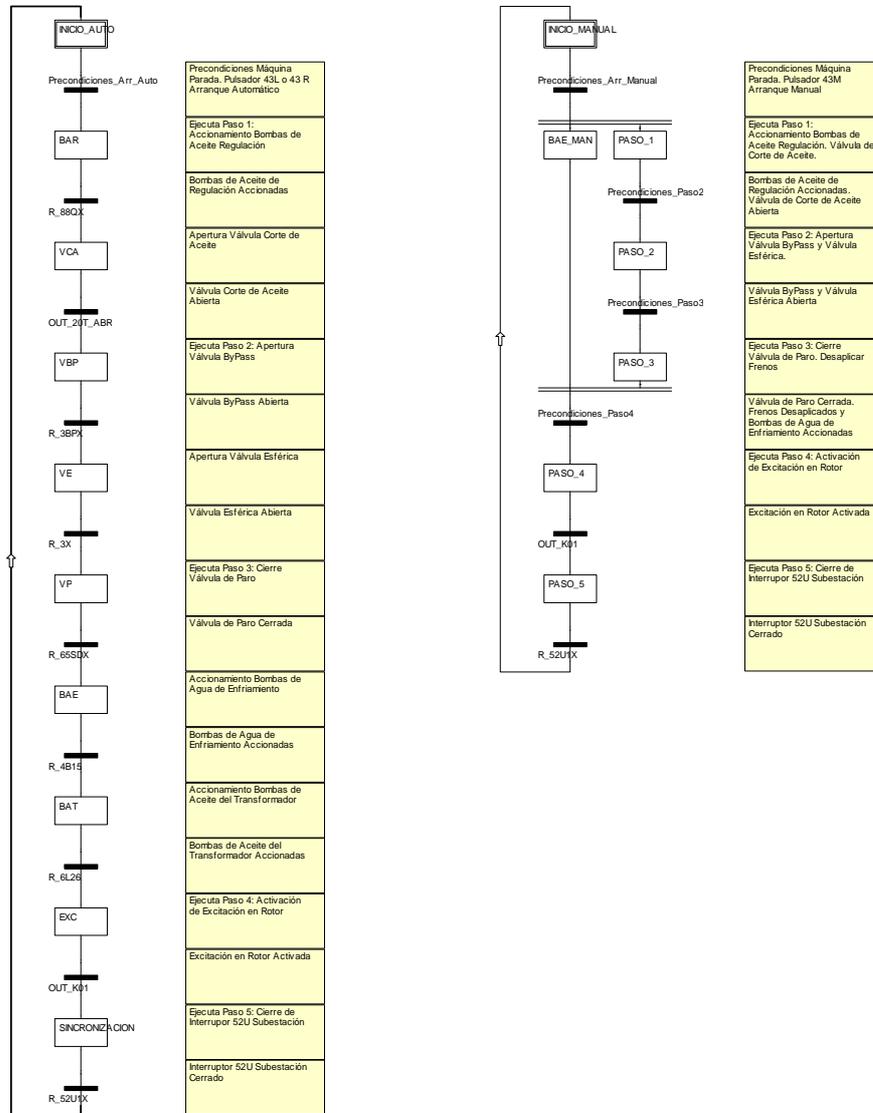
En las estaciones RIO y los tableros locales también se realizaron las lógicas de programación de acuerdo a las entradas y salidas utilizadas asociadas al sistema de adquisición y control. En la Figura 20-3 se muestra la sección de programación creada para el control del sistema de agua de enfriamiento de la unidad desde la UAC.



**Figura 20-3: Programación de la lógica de control del sistema de enfriamiento.**

Fuente: Software Unity Pro XL  
Realizado por: Navas, D (2017)

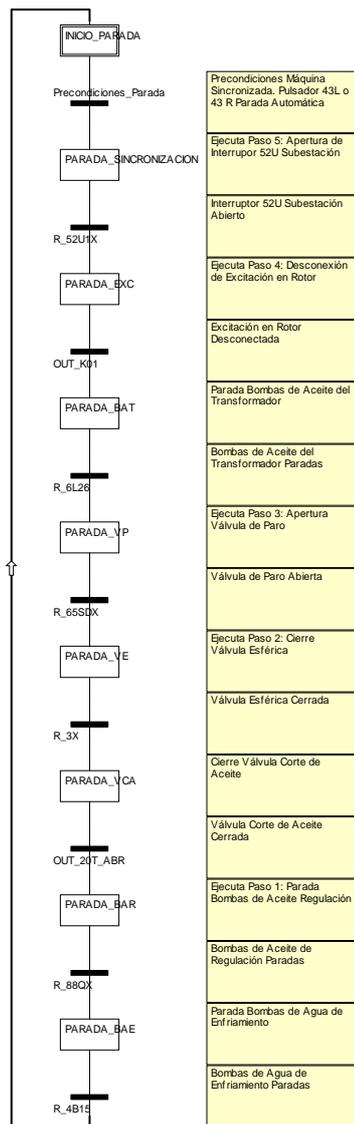
En la programación de arranque y parada de las unidades se utilizó el lenguaje FBD que en este caso es útil para este tipo de aplicación secuencial. Esta representación se la realizó siguiendo inicialmente el diseño original, luego de lo cual se realizó una verificación con todo el sistema programado en el controlador. El sistema se describe en la Figura 21-3.



**Figura 21-3: Programación del arranque de las unidades en UNITY.**

Fuente: Software Unity Pro XL  
Realizado por: Navas, D (2017)

Para el caso de la parada de las unidades se utilizó la misma programación secuencial desarrollada en el diseño, como se observa en la Figura 22-3.



**Figura 22-3: Programación en FBD de la parada de la unidad.**

Fuente: Software Unity Pro XL  
 Realizado por: Navas, D (2017)

### 3.3.4 Configuración de la red de los módulos de comunicación

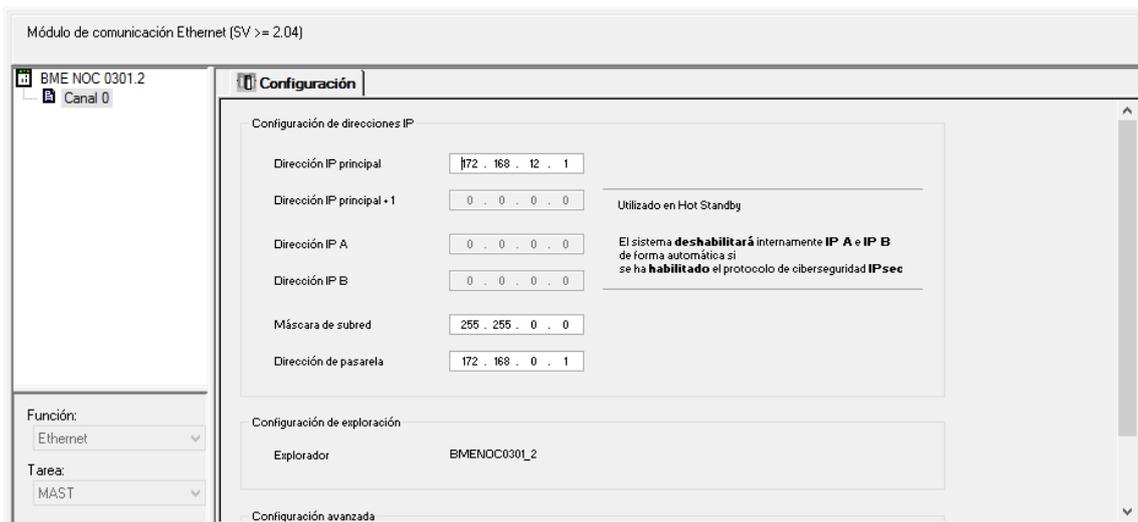
Para la configuración de la dirección IP del PLC se creó una conexión de red en donde se configura la conexión, para asignar la conexión a un módulo Ethernet o puerto Ethernet integrado en la CPU, como se indica en la Figura 23-3.



**Figura 23-3: Configuración de la conexión de red**

Fuente: Software Unity Pro XL  
Realizado por: Navas, D (2017)

Una vez realizado la configuración de la conexión de red y luego de validar esta conexión se asigna a un puerto Ethernet, para esto en el editor de configuración se selecciona el módulo Ethernet para abrir la ventana de configuración en el que se desea asignar la conexión de red, luego se debe seleccionar el tipo de función TCP IP que se requiere, para luego elegir la conexión de red creada previamente (Figura 24-3).



**Figura 24-3: Asignación de la conexión de red a un módulo.**

Fuente: Software Unity Pro XL  
Realizado por: Navas, D (2017)

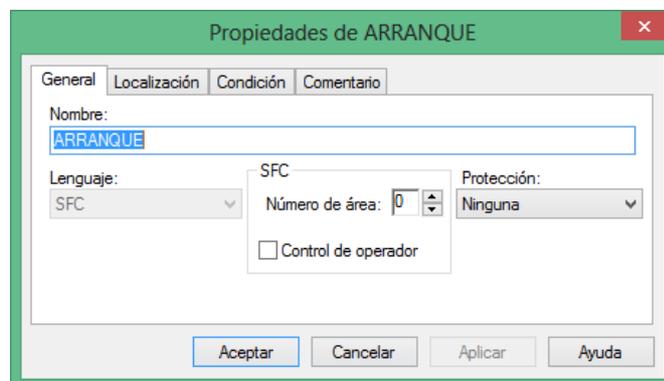
La lógica de ejecución del programa en UNITY PRO requiere de los siguientes pasos:

- Desarrollo del programa en el editor del lenguaje de programación seleccionado.
- Configuración de la topología de red.
- Generación del código de programación.
- Transferencia del programa desde el computador al PLC.
- Pruebas y comisionamiento del programa.

Después de seguir los pasos mencionados entonces el PLC está listo para arrancar el programa. El PLC escanea sus direcciones de entrada y da una señal de salida acorde a la instrucción del programa.

Las propiedades de paso (Figura 25-3) se definen mediante un cuadro de diálogo que ofrece las funciones siguientes:

- Definición de pasos iniciales.
- Definición de tiempos de diagnóstico.
- Comentario de pasos.
- Asignación de acciones y sus identificadores.



**Figura 25-3: Pestaña del paso de arranque.**

Fuente: Software Unity Pro XL  
Realizado por: Navas, D (2017)

### 3.4 Implementación de la red de comunicaciones

En el plano de redes se muestra la conexión de los nodos en las diferentes redes del sistema. Los equipos de comunicación utilizados para la implementación del sistema en el tablero de comunicaciones se muestran en la Tabla 15-3.

**Tabla 15-3: Equipos de comunicaciones montados en el tablero de la UAC.**

TAG	Serie	Identificación	Descripción
SW-B	943435003	MS20-1600SAAEHH09.0.00	Switch modular administrable Fast Ethernet Capa 2 de hasta 16 puertos
	943764101	MM3-4FXM2	Switch modular de 4 puertos Ethernet Fibra Optica
	943938999	MM20-M2M2M2T1SAHH	Switch modular de 4 puertos Ethernet (3 Fibra Optica, 1 RJ45)
	943722101	MM2-4TX1	Switch modular de 4 puertos Ethernet RJ45
SW-E	943434021	RS20-0800T1T1SDAEHHXX.X.	Switch administrable Fast Ethernet de Capa 2 de 8 puertos
PP	942082999	MIPP-CD-1M9P-1M9P-CSE4	Patch panel industrial de fibra optica con 3 modulos individuales

Fuente: Software Unity Pro XL  
Realizado por: Navas, D (2017)

#### 3.4.1 Implementación de la red Ethernet

El sistema de comunicación está diseñado en su capa física con la implementación de puertos ETHERNET capaces de conectarse a la red de control de las unidades, a las interfaces hombre máquina HMI y a los diferentes accesos locales.

Dentro de las configuraciones del switch industrial, la dirección IP se asigna después del montaje del equipo en el tablero de control. Para asignar la dirección se lo realiza con una de las siguientes opciones:

- Conexión V.24.
- Protocolo HiDiscovery.
- Configuración vía BOOTP.
- Configuración vía DHCP.
- Configuración vía DHCP opción 82.
- Auto configuración del adaptador.

La autoconfiguración del switch industrial se lo realiza mediante el puerto USB y seleccionando una de las opciones para la configuración, una de las cuales es la selección mediante el DIP/switch para acceder a las opciones que ofrece el equipo como se muestra en la Figura 26-3.



**Figura 26-3: Configuración mediante la selección del DIP/switch**

Fuente: Hirschman  
Realizado por: Hirschman (2015)

Cada posición de los interruptores tiene una opción del modo de funcionamiento del equipo, que se seleccionan de acuerdo a la función que se requiere (Fotografía 3-3).



**Fotografía 3-3: Ensamblaje de los equipos de comunicación.**

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

La conexión de la red Ethernet es entre las unidades de control con los servidores. Los servidores tienen el objetivo de almacenar la base de datos, el SCADA, la conexión web y mantenerse siempre en constante transmisión obteniendo datos en tiempo real. Los datos almacenados por los servidores son necesarios para realizar el análisis de fallas que afecte el funcionamiento de las unidades generadoras

### 3.4.2 Implementación de la red MODBUS

En la red MODBUS sobre un medio físico RS485 se definen la velocidad, identificador de unidad y protocolo.

En el equipo Gateway utilizado para la conversión del protocolo MODBUS se realiza la configuración indicada en la Figura 279-3, en donde se indica la ventana de la página de configuración Ethernet y TCP/IP, donde se debe introducir los datos solicitados.

**Ethernet & TCP/IP**

**Ethernet**

MAC Address: 00:80:67:80:52:A6

Frame Format: Ethernet II

Media Type: 10T/100Tx Auto

**IP Parameters**

IP Address:	167	254	0	10
Subnet Mask:	255	255	0	0
Default Gateway:	0	0	0	0

Apply

**Figura 279-3: Configuración del GATEWAY TSX100.**

Fuente: Software Unity Pro XL  
Realizado por: Navas, D (2017)

## CAPÍTULO IV

### 4 PRUEBAS Y RESULTADOS EXPERIMENTALES

Todos los circuitos son energizados y probados simultáneamente, de modo que se asegura la inexistencia de inversiones entre los circuitos.

Las otras pruebas son ejecutadas conjuntamente con los ensayos de energización, siempre que las condiciones necesarias no comprometan la verificación prioritaria.

#### 4.1 Ensayos de energización

Los circuitos de control de CA y CC son energizados aplicando el 100 % de la tensión en el circuito del proyecto con todos los dispositivos conectados. Los circuitos permanecen energizados por un periodo mínimo de 24 horas de modo que se demuestra la integridad de los componentes en tensión nominal.

Se realiza las lecturas en los instrumentos conectados en los circuitos de tensión y se verifican las mediciones eléctricas de las entradas de alimentación con los resultados indicados en la Tabla 1-4.

**Tabla 1-4: Mediciones eléctricas de las entradas de alimentación.**

Mediciones Realizadas	Valor Nominal	Valor Medido	
		U1	U2
Tensión del Circuito de Alimentación de 125 Vcc	125 Vcc	131.5 Vcc	131.5 Vcc
Tensión del Circuito de Alimentación de 110 Vca	110 Vca	120.4 Vca	121.1 Vca
Tensión del Conversor de 125Vcc/24Vcc	24 Vcc	23.94 Vcc	24.01 Vcc
Tensión del Conversor de 110Vca/24Vcc	24 Vcc	23.97 Vcc	23.99 Vcc
Tensión de entrada en el módulo de poder del PLC	24 Vcc	23.47 Vcc	23.51 Vcc
Tensión de alimentación de las interfaces de Entradas Digitales	24 Vcc	23.66 Vcc	23.75 Vcc
Tensión de alimentación de las interfaces de Salidas Digitales	24 Vcc	23.66 Vcc	23.75 Vcc

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

Luego de lo cual se verifican todos los dispositivos alimentados con las tensiones indicadas, como son controladores, interfaces y los switch de comunicación con los resultados que se indican en la Tabla 2-4.

**Tabla 2-4: Estado de los equipos de la UAC.**

Equipo	Estado
Controlador de automatización programable	OK
Interfaz de entrada del RAT	OK
Interfaz de entrada del RAV	OK
Interfaz de entrada del interruptor y seccionadores	OK
Interfas de salida del RAT	OK
Interfas de salida del RAV	OK
Interfaz de salida del interruptor y seccionadores	OK
Switch administrable de comunicación	OK
Switch administrable de comunicación	OK

Fuente: Software Unity Pro XL  
Realizado por: Navas, D (2017)

## 4.2 Pruebas mecánicas

En esta etapa se verifica las conexiones de los cables, fijación de los componentes, instrumentos y montaje en general que se encuentren en buen estado y que no provoquen riesgos al personal y funcionamiento del sistema. En la Tabla 3-4 se muestran los valores de temperatura obtenidos una vez alimentados de energía los equipos del gabinete.

**Tabla 3-4: Mediciones de temperatura.**

Mediciones Realizadas	Valor Nominal	Valor Medido	
		U1	U2
Condiciones Ambientales	24° C	25.16° C	25.08° C
Temperatura del convertor de 125Vcc/24Vcc	35° C	39.01° C	38.96° C
Temperatura del convertor de 110Vca/24Vcc	35° C	38.89° C	38.76° C

Fuente: Tablero UAC Central Pucará  
Realizado por: Navas, D (2017)

## 4.3 Verificación funcional

La verificación funcional corresponde a la verificación del sistema como un conjunto, esto permite garantizar el perfecto funcionamiento de los equipos de protección, incluyendo la

totalidad de los equipos instalados en los tableros que tengan influencia en la protección del sistema. Esta etapa garantiza también el perfecto funcionamiento de los relés multifunción de protección, en lo que se refiere a valores ajustados conforme los parámetros establecidos. Para garantizar el perfecto estado de los equipos se realizan las siguientes actividades:

- Verificar las señales en los módulos de entrada del PLC.
- Verificar las señales en los módulos de salida del PLC.
- Verificar la configuración del PLC de acuerdo a las entradas y salidas digitales.
- Comprobar las señales enviadas de los relés multifunción.

Los resultados se indican en hojas de registros creadas para la comprobación de las señales como se ilustra en la Tabla 4-4.

**Tabla 4-4: Tabla de comprobación de señales.**

TAG	Descripción	Tipo	Origen	Contacto	U1	U2
<b>MLM2 Bombas de agua de enfriamiento</b>						
43M	Selector Mandó Manual	DTT		NA		
43R	Selector Mandó Remoto	DTT		NA		
43L	Selector Mandó Local	DTT		NA		
CS-W-AR22	Pulsador Arriague Bombas de Enfriamiento	DTT	SM103	NA		
4A7	Arriague Circuito de Automatismos	DTT	SM104	NA		
86G	Protección del Generador	DTT	8106.0	NC		
86T	Protección del Transformador	DTT	8106.3	NC		
86M	Protección Mecánica	DTT	SM118	NC		
58	Plano Emergencia	DTT	SM117	NC		
48	Plano Circuito de Automatismos	DTT	SM114	NC		
531.13	Relé Auxiliar de Posición de Interruptor de 138 Kv	DTT		NC		
43AX	Indicador de Posición de Control - Automático	DTT	SM113	NA		
4A1	Arriague Circuito de Automatismos	DTT	SM112	NA		
CS_1C_S4	Pulsador de Arriague Circuito de Automatismos	DTT		NA		
RH1_A	Set de Arriague de Circuito de Automatismos - CENACE	DTT	CENACE	NA		
43R	Selector Mandó Remoto	DTT		NA		
43L	Selector Mandó Local	DTT		NA		
67BK3	Relé Auxiliar Detección Fin de Plano	DTT	SM127	NA		
65S13	Relé Auxiliar de Velocidad de Plano	DTT	SM134	NC		
14-200	Relé Auxiliar Emergencia e IPB Velocidad - Equando	DTT	SM125	NA		
14-100	Relé Auxiliar Emergencia e IPB Velocidad - Equando	DTT	SM124	NA		
67B4	Relé Auxiliar Detección Fin de Plano	DTT	SM126	NA		
4V	Indicador de Posición de Control - Automático	DTT	SM115	NC		
43L	Selector Mandó Local	DTT		NA		
43R	Selector Mandó Remoto	DTT		NA		
4A1	Arriague Circuito de Automatismos	DTT	SM112	NA		
531.13	Relé Auxiliar de Posición de Interruptor de 138 KV	DTT		NA		
43AX	Indicador de Posición de Control - Automático	DTT	SM113	NA		
48	Plano Circuito de Automatismos	DTT	SM114	NC		
CS-W-PAR2	Pulsador Plano Bombas de Enfriamiento	DTT		NA		
<b>MLM2 Bombas de aceite de regulación</b>						
43A	Selector Mandó Manual	DTT	SM111	NA	1	1
43R	Selector Mandó Remoto	DTT		NC		
37C2	Nivel tanque colector de aceite	DTT	35Q2	NA		
89C4	Temperatura tanque colector de aceite	DTT	35Q2	NC		
43M	Selector Mandó Manual	DTT		NA		
89C2C1	Control de las Bombas de Aceite de Regulación - Arriague	DTT	SM115	NA		
43R	Selector Mandó Remoto	DTT		NA		
CS_Q_AR2	Pulsador Arriague Bombas de Aceite de Regulación	DTT	SM152	NA		
43R	Selector Mandó Remoto	DTT		NA		
43L	Selector Mandó Local	DTT		NA		
43M	Selector Mandó Manual	DTT		NA		
<b>207ABR Válvula de corte de aceite</b>						
4A1	Arriague control de automatismo instantáneo	DTT	SM101	NA		
86G	Protección del Generador	DTT	8106.0	NC		
86T	Protección del Transformador	DTT	8106.3	NC		
86M	Protección Mecánica	DTT	SM118	NC		
58	Plano Emergencia	DTT	SM117	NC		
48	Plano Circuito de Automatismos	DTT	SM114	NC		
531.13	Relé Auxiliar de Posición de Interruptor de 138 Kv	DTT		NC		
43AX	Indicador de Posición de Control - Automático	DTT	SM113	NA		
4A1	Arriague Circuito de Automatismos	DTT	SM112	NA		
CS_1C_S4	Pulsador de Arriague Circuito de Automatismos	DTT		NA		
RH1_A	Set de Arriague de Circuito de Automatismos - CENACE	DTT	CENACE	NA		
43R	Selector Mandó Remoto	DTT		NA		
43L	Selector Mandó Local	DTT		NA		
43M	Selector Mandó Manual	DTT		NA		
43R	Selector Mandó Remoto	DTT		NA		
43L	Selector Mandó Local	DTT		NA		
65Q2	Presión de aceite en colector de regulación (3.5 bar)	DTT	SM157	NA		
65Q1	Presión de aceite en colector	DTT	SM159	NA		
207BR	Posición abierta de la válvula de corte	DTT	SM155	NA		
207B	Posición de la válvula de corte	DTT	207B	NA		
<b>208P Válvula Bypass</b>						
208P	Acción control de la válvula bypass	DTT	SM150	NA	2	2

Fuente: Tablero UAC Central Pucará  
Realizado por: Navas, D (2017)

#### 4.4 Pruebas de la lógica de control

Se procede a realizar las pruebas experimentales que permitan que permitan verificar la validez de la información adquirida. Estas pruebas están basadas en la inyección de señales o la simulación mediante el forzado de señales en el mismo PLC, estas señales emulan las posibles fallas y los eventos que ocurren normalmente en la operación del sistema.

Se realizan los ensayos mediante inyección de señales:

- Verificación de la programación de los relevadores auxiliares.
- Por mando en pantalla iniciar el arranque de la unidad y monitorear el tiempo de ejecución.
- Por mando en pantalla iniciar parada normal y monitorear el tiempo de ejecución.
- Verificación del circuito de parada temporal.
- Verificar el circuito de parada de emergencia.
- Simular cada una de las posibles fallas y verificar la actuación de los relés correspondientes.
- Verificar el circuito de cierre y apertura del disyuntor.
- Verificar el circuito de control de frenos del generador.
- Verificar el circuito de control de la válvula solenoide de emergencia del distribuidor (PUH).

##### 4.4.1 Verificación de la programación de los relevadores auxiliares.

Para la verificación realizada en los relés auxiliares en lenguaje de escalera se observan los resultados indicados en la Tabla 5-4.

**Tabla 5-4: Verificación de la programación de los relevadores auxiliares.**

TAG	Descripción	Entradas					Estado	
		1	2	3	4	5	U1	U2
33GX	Bloqueo operación de las bombas de aceite por nivel y temperatura	33GH	33GL	38QG			OK	OK
4A1	Arranque de la unidad (2 segundos de retardo)	52U1X	86G	86T			OK	OK
4A2	Arranque de la unidad	52U1X	86G	86T			OK	OK
52U1X	Posición del interruptor y seccionadores	LU	RU	U			OK	OK
4X	Indicación de arranque	43AX	52U1X				OK	OK
88QX/REP	Paro de las bombas de aceite de regulación	20VAX	62BKX				OK	OK
4B1	Paro de la unidad	13-90X	86G	86T			OK	OK
62BKX	Detección fin de paro	14-20X	14-10X	62BK			OK	OK
13-90X	Velocidad del regulador mayor al 90%	R19	14-10X				OK	OK
86M	Enclavamiento mecánico	38M1H	38M2H	38M3H	38M4H	27RX	OK	OK
14-20X	Relevador energizado menor 20% velocidad bajando	R17	14-10X	14-20X			OK	OK
48A	Supervisión de arranque automático	R4					OK	OK

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

#### 4.4.2 Verificar el arranque de la unidad.

Por mando en la pantalla del HMI se inicia el arranque por unidad y se monitorea el tiempo de ejecución con los resultados equivalentes para las unidades 01 y 02 (Tabla 6-4).

**Tabla 6-4: Prueba de la secuencia de arranque de la unidad U1.**

TAG	Descripción	Paso	Retardo individual (seg)
M1,M2	Bombas de agua de enfriamiento	1	0
M1,M2	Bombas de aceite de regulación		2
20T/ABR	Válvula de corte de aceite		0
20BP	Válvula Bypass	2	0
20V	Apertura de la válvula esférica		20
	Periodo de apertura válvula esférica		240
65SD	Válvula de paro	3	2
K01	Conexión de la excitación	4	0
13-80	Unidad en movimiento al 80% Vn de velocidad		42
4-1,4-2	Bombas de aceite del transformador 80% Vn		0
U1X/OP	Sincronización de la unidad	5	20
<b>Retardo en minutos</b>			<b>5,43</b>

Fuente: Central Hidroeléctrica Pucara  
Realizado por: Navas, D (2017)

#### 4.4.3 Verificación del circuito de paro normal.

Por mando en la pantalla del HMI se inicia el paro normal de la unidad y se monitorea el tiempo de ejecución con los resultados descritos en la Tabla 7-4, para las unidades 01 y 02:

**Tabla 7-4: Prueba de la secuencia de parada normal de la Unidad 01.**

TAG	Descripción	Paso	Retardo individual (seg)	Periodo total (seg)
U1X/REP	Disparo del interruptor	5	0	0
K02	Desconexión de la excitación	4	1	1
65SD	Válvula de paro (Unidad en movimiento)	3	1820	
20V	Cierre de la válvula esférica	2	252	253
4-1,4-2	Bombas de aceite del transformador		2	333
20BK	Actuación de la válvula de frenos		1320	1322
20T/CERR	Válvula de corte de aceite	1	330	2150
M1,M2	Bombas de aceite de regulación		30	2180
M1,M2	Bombas de agua de enfriamiento		30	2210

Fuente: Central hidroeléctrica Pucará.  
Realizado por: Navas, D (2017)

Los tiempos de arranque del control automatizado en comparación con el sistema electromecánico se indican en la Tabla 8-4.

**Tabla 8-4: Periodos de arranque y parada de las unidades.**

Acciones	Periodos de tiempo previos		Periodos de tiempo posteriores	
	Unidad 01	Unidad 02	Unidad 01	Unidad 02
Arranque automático	0:05:58	0:05:53	0:05:43	0:05:43
Parada normal	0:30:56	0:30:45	0:30:33	0:30:33

Fuente: Central hidroeléctrica Pucará.  
Realizado por: Navas, D (2017)

#### 4.4.4 Verificación del circuito de parada de emergencia.

Para comprobar el circuito de parada de emergencia se debe verificar todas las funciones de protección de la unidad generadora, relé de protección del generador, relé de protección del transformador. Mediante un equipo de inyección de tensión y corriente se realiza la verificación de los relés multifunción y se verifica las señales a las salidas, así como la actuación del paro en el controlador de unidad (Tabla 9-4).

**Tabla 9-4: Pruebas de las funciones de protección del generador.**

TAG	Elementos finales de control	DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN																		
		P343				P643				UAC				RAT		RAV		BARRA		
UIX/REP	Interruptor	86G	51V	46	51N	86T	WTI	OTI	86M	5B1	27F	27P						K02		86B
K02	Excitación	86G	59GX			86T	WTI	OTI	86M	5B1	27P							K05	R18	R16
65SD	Válvula de paro	86G				86T	WTI	OTI	86M	5B1	33Q1AX	33Q2AX	33Q3AX	20VBX	20TBX	43BK	BKB			
20V	Válvula esférica	86G				86T	WTI	OTI	86M	5B1	20TBX									
20BP	Válvula bypass	86G				86T	WTI	OTI	86M	5B1	20TBX									

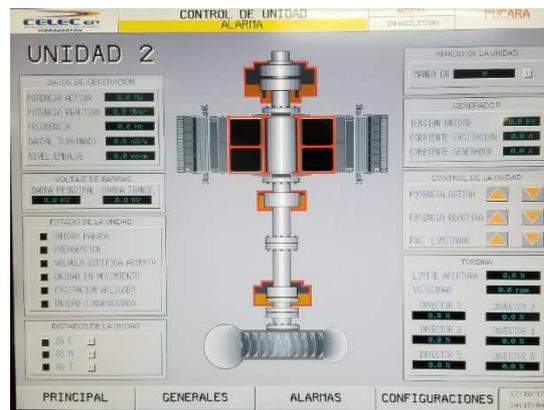
Fuente: Central hidroeléctrica Pucará  
Realizado por: Navas, D (2017)

#### 4.5 Prueba de Comunicación del sistema de Monitoreo y Control

Se realiza la comprobación del funcionamiento de la comunicación de los equipos utilizados, con los equipos no energizados y con el software debidamente instalado en el computador, para esto se realiza el siguiente procedimiento:

- Realizar todas las conexiones necesarias de los equipos de acuerdo a los diagramas y manuales.

- Encender el PAC y esperar a que se establezcan todos los parámetros eléctricos.
- Utilizar el HMI realizado con el software Intouch para comprobar que los datos de las variables eléctricas entradas al HMI sean los correctos, así como también verificar la operación de las ventanas de monitoreo y funcionamiento de los tags asociados a todas las variables del sistema.
- Comprobar algunas operaciones desde la pantalla del HMI.
- Depurar los errores encontrados.



**Fotografía 1-4: Interfaz gráfica de las unidades.**

Fuente: Central hidroeléctrica Pucará  
Realizado por: Navas, D (2017)

El resultado obtenido (Fotografía 1-4) de esta prueba fue satisfactorio debido a que se pudo acceder a estos datos de cada dispositivo de medida desde el HMI desarrollado y se pudo verificar el correcto funcionamiento de las ventanas de monitoreo con sus respectivos Tags, además, se pudo realizar algunas acciones de control del sistema.

#### 4.6 Comprobación de hipótesis

De acuerdo a las variables obtenidas se tiene el cuadro del desempeño operativo con relés electromecánicos y sus valores correspondientes en comparación con el nuevo sistema de lógica programada (Tabla 10-4).

Para la comprobación se utiliza el coeficiente de correlación de Pearson que es una medida de relación lineal entre 2 variables aleatorias cuantitativas.

**Tabla 10-4: Cálculo de la correlación de Pearson.**

Desempeño operativo	Reles electromecánicos	Automatización	x=X-Xm	y=Y-Ym	x1^2	y1^2	x*y
Factor de carga	0,43	0,43	-0,34	-0,42	0,12	0,18	0,14
Disponibilidad	0,97	0,96	0,21	0,12	0,04	0,01	0,02
Confiabilidad	1,00	1,00	0,23	0,15	0,05	0,02	0,03
Modos de operación	0,67	1,00	-0,10	0,15	0,01	0,02	-0,01
Promedio	0,77	0,85					
				Sumatoria	0,2215216	0,23518677	0,19

Fuente: Investigación.  
Realizado por: Navas, D (2017)

La fórmula expresada para el coeficiente de correlación de Pearson en puntuaciones centradas es la siguiente:

$$r = \frac{\sum x * y}{\sqrt{(\sum x^2 * \sum y^2)}}$$

Remplazando los valores, se tiene:

$$r = \frac{0,19}{\sqrt{(0,22 * 0,23)}}$$

$$r = 0,82$$

Este valor representa el grado de asociación de las variables, el cual tiene una correlación positiva alta, por lo que se acepta la hipótesis alternativa que indica que la automatización de las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Pucará permite mejorar el desempeño operativo de la Central.

## 5 CONCLUSIONES

Se realizó el diseño, montaje y puesta en marcha del sistema eléctrico, control y monitoreo para las unidades de adquisición y control de las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Pucará. Además como parte del proceso de control del sistema de adquisición y control de las unidades generadoras se diseñaron, suministraron e instalaron otros tableros de distribución de potencia y tableros de control con elementos de maniobra, protección y medición de energía.

Se mejoró la supervisión y control de una manera eficiente y segura para la operación mediante la modernización de los componentes asociados a la supervisión y control de las unidades de generación y la integración de los controladores de automatización programable al sistema SCADA. Mediante la implementación de la automatización de las unidades de generación con dispositivos de automatización programable se logró realizar el monitoreo y visualización local/remoto de las señales que intervienen en la supervisión y control de las unidades de generación.

Se realizó el remplazo de componentes electromecánicos de medición y control con dispositivos de una tecnología moderna que permitió una fácil integración al sistema de automatización y control.

El lenguaje de programación basado en operaciones secuenciales que tiene su origen en diagramas GRAFCET, se utilizó para el control de las series de arranques y paradas de las unidades, este lenguaje proporcio realizar las secuencias mediante el uso de etapas, transiciones y saltos que fue apropiado para este tipo de programación.

Se realizó la automatización y enlace de comunicación Ethernet con los demás subsistemas que intervienen en la operación de las unidades de generación mediante la programación y configuración de los equipos de comunicación y los módulos de comunicación de los controladores de automatización programable.

La programación de las estaciones remotas y tableros locales se realizó en el controlador de automatización programable Modicon M580 de Schneider, donde para la programación de las estaciones remotas y tableros locales se utilizó el lenguaje de escalera LD, mientras que para las secuencias de arranque y parada de las unidades se utilizó el lenguaje FBD. Se colocaron y configuraron 2 estaciones remotas por cada unidad de generación que utiliza como medio de comunicación la plataforma X80 para red Ethernet interconectadas a través de redes de comunicación de fibra óptica.

Dentro del grupo de adquisición y control de señales se conectaron las señales de los tableros de los reguladores de velocidad, tensión y de los tableros de los interruptores y seccionadores de la subestación, de modo que se obtuvo en el controlador los estados de los reguladores, disyuntores y seccionadores de cada grupo.

Se cumplió con la realización de las interfaces para la supervisión de los procesos mediante terminales de dialogo de HMI de acuerdo a los requerimientos solicitados de operación para el monitoreo de las señales que componen las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica.

Luego de las pruebas operativas realizadas se puede concluir que los objetivos y el alcance de este proyecto de titulación se cumplieron en la medida de los requerimientos de control y operación de la Central.

La automatización de las Unidades de Adquisición y Control de generación mejoró el desempeño operativo de la Central y permitirá una fácil implementación posterior al sistema de SCADA de la Planta de Generación.

## **RECOMENDACIONES**

A partir de la implementación y la programación de los controladores de automatización programable de las unidades de generación se espera continuar con los trabajos de implementación y ampliación del sistema SCADA, el cual realizará el monitoreo y control completo de todo los sistemas y subsistemas.

Para la interconexión de los equipos de comunicación MODBUS se recomienda la utilización de cables apantallados para evitar pérdidas de información e infiltración de señales ajenas al sistema. Además es aconsejable reconocer que tipo de comunicación se está utilizando, con sus distintos parámetros de comunicación.

Cuando se trabaja con equipos de comunicación que tienen protocolos de comunicaciones ETHERNET se recomienda direccionar correctamente su dirección y demás parámetros de comunicación, ya que puede provocar conflictos en los puertos de red.

Para la pruebas de comunicación de los equipos es recomendable acceder al mapa de registros de todos los dispositivos, comprobando así el correcto funcionamiento de las comunicaciones en los equipos.

La utilización del presente trabajo puede servir con el objeto de ofrecer una visión general sobre cómo está establecida la arquitectura y el control de los sistemas y subsistemas de unidad, fallas que puedan presentarse en los procesos de arranque y paros de los generadores, por lo que se recomienda como documento de consulta.

Mejorar los niveles de seguridad en el proceso de control de las unidades de generación, implementando gráficos funcionales de control con niveles de acceso en los procesos del controlador de automatización programable.

Actualizar el presente documento en base a los demás trabajos que se están realizando en la modernización de Central Pucará, esto es la unidad de adquisición y control para los servicios auxiliares de Casa de Máquinas y la unidad de adquisición y control de los servicios auxiliares externos a Casa de Máquinas con sus respectivos subsistemas.

Es necesario realizar un estudio de implantación previo de todos los sistemas y subsistemas de la Central, ya que se deben identificar los procesos autónomos, asignar elementos a cada proceso y diseñar el modelo de intercomunicación para responder a las necesidades del proceso requerido.

Uno de los factores que obligó a retrasar el cronograma de implementación del proyecto fue el periodo de demora en las compras de varios materiales y equipos, por lo que para implementaciones futuras en empresas del Sector Público es necesario considerar estos periodos en la programación del cronograma.

## BIBLIOGRAFÍA

ABB. (2013). *MGE G5 Multimedidor*.

Amaya, E. (2016). Revista ElectroIndustria, p. 100.

ARC Advisory Group. (2013). Schneider Electric Introduces First ePAC , Combines PAC with Ethernet Backbone, 19.

Electric, S. (2010a). *MiCOM P643 Transformer Protection Relay*.

Electric, S. (2010b). Quantum con Unity Pro Expertos y comunicación Manual de referencia, 290.

Electric, S. (2014). *MiCOM P343 Generator Protection Relay*.

Electric, S. (2017a). Modicon M580 Hardware Manual de referencia, 496.

Electric, S. (2017b). Modicon M580 Módulos RIO Guía de instalación y configuración, 168.

Felipe, A., & Olaya, R. (2002). *Implementacion de una red modbus/tcp*.

Ferrari, J. P. (2005). *Sistemas de Control Distribuido*.

Guadalupe, J., Lugo, C., José, J., Ybarra, P., & A, E. R. (2005). Metodología para realizar una automatización utilizando PLC, (644), 18–21.

Mujal, R. (2000). Tecnología eléctrica (Ediciones, p. 433). Terrassa.

Schneider. (2014). *Modicon M580 automation platform*.

Valencia, I. U. De, & Ingeniería, D. (2004). Sistemas industriales distribuidos: Una filosofía de automatización APUNTES TEORÍA, 3–17.

## ANEXO A. Especificaciones técnicas del medidor de multigrandezas MGE G5 de ABB.

### Dados Técnicos (NBR 8145)

Entrada	
Tensão (Vn)	0...500VAC Tensão de linha
Corrente (In)	1A , 5A
Limite do sinal	U = 10...120% I = 10...120%
Consumo	entrada em tensão: ≤ 1mA. entrada em corrente: ≤ 0,2VA.
Frequência nominal	50; 60 Hz ±10%
Sobrecarga	Permanente: 1,5 x Un ; 2 x In curta duração: 4 x U/1s; 50 x I/1s máxima: 250A /1s
Alimentação auxiliar	85 ... 265Vac/90...300Vcc consumo ~ 6VA
Comunicação	Serial para interface RS485 Protocolo Modbus RTU
Memória de massa	128kb não volátil (até 23 variáveis configuráveis)
Registro de eventos	64kb não volátil (10 eventos configuráveis + eventos de configuração e reset)
RTC	Suporta até 48 horas sem energia

### Grandezas de Influência

Limite de erro	0,5%
Condições de referência	I = 10%...100%; U = 10%...100%
Frequência:	f <sub>nom</sub> ±2%
Alim.auxiliar:	85 ... 265Vac/90...300Vcc
Tempo de aquecimento	20 min.aprox.
Erro adicional acima de 1,2xI ou 1,2xU	≤ 0,2%
Desvio de linearidade	≤ 0,2% (incluído no limite de erro)
Temperatura	≤ 0,2%/10 K; temperatura nominal 25°C
Campos magnéticos externos	≤ 0,5% para intensidade de campo de 0,4 kA/m
Grau de proteção	IP50

### Ensaio Elétricos

Tensão de prova	2,5kV/1 min – 60 Hz entre alimentação e outros
-----------------	--

### Ensaio Mecânicos

Impacto	Aceleração 30g duração 11ms
Vibração	Aceleração 2g frequência 5..150Hz

### Construção e montagem

Alojamento	Plástico Noril anti-chama UL94-VO.
Fixação	Par de grampos
Grau de proteção	IP50 no Alojamento IP20 nos bornes de ligação
Peso	~ 0,50 kg

### Condições climáticas

Temperatura de trabalho	-20...+60 °C
Temperatura do display	-20....55 °C
Temperatura de funcionamento	-25...+70 °C
Temperatura de transporte e estocagem	-40...+80 °C
Umidade relativa	75%

### Esquema de Ligação dos Sinais de Entrada

## ANEXO B. TSXETG 100 Especificaciones técnicas y mapa de registros

Reading with Serial Port in MASTER MODE	Reading with Serial Port in SLAVE MODE
<p align="center"><b>Statistics</b></p> <p align="center"><b>Ethernet</b></p> <p>Link Status: 100BaseTx-FD Frames Transmitted OK: 375 Collisions: 0 Excessive Collisions: 0 Frames Received OK: 430 CRC Errors: 0 Alignment Errors: 0 Frames Too Long: 0 Frames Too Short: 0</p> <p align="center"><b>Modbus TCP/IP</b></p> <p>Frames Sent: 0 Frames Received: 0 Protocol Errors: 0 <u>Active Connections</u>: 0 Accumulative Connections: 0 Maximum Connections: 0 Inbound Read Messages: 0 Inbound Write Messages: 0 Outbound Reply Messages: 0</p> <p align="center"><b>Serial Port</b></p> <p>Frames Sent: 0 Frames Received: 0 CRC Errors: 0 Protocol Errors: 0 Timeouts: 0 Outbound Read Messages: 0 Outbound Write Messages: 0</p> <p align="center"><b>Gateway Information</b></p> <p>Firmware Version: 2.000 System Idle Time: 43% MAC Address: 00.80.67.80.35.5A Serial Number: 33000001 Model Number: TSXETG100 Hardware Version: A1 Manufacture Date: 2005-Jan-01</p> <p align="center"><input type="button" value="Reset"/></p>	<p align="center"><b>Statistics</b></p> <p align="center"><b>Ethernet</b></p> <p>Link Status: 100BaseTx-FD Frames Transmitted OK: 2077256 Collisions: 0 Excessive Collisions: 0 Frames Received OK: 2027312 CRC Errors: 0 Alignment Errors: 0 Frames Too Long: 0 Frames Too Short: 21</p> <p align="center"><b>Modbus TCP/IP</b></p> <p>Frames Sent: 1976313 Frames Received: 1976309 Protocol Errors: 0 Outbound Read Messages: 157829 Outbound Write Messages: 0 Inbound Reply Messages: 157825</p> <p align="center"><b>Serial Port</b></p> <p>Frames Sent: 222353 Frames Received: 222357 CRC Errors: 0 Protocol Errors: 0 Inbound Read Messages: 222357 Inbound Write Messages: 0</p> <p align="center"><b>Gateway Information</b></p> <p>Firmware Version: 2.000 System Idle Time: 43% MAC Address: 00.80.67.80.35.5A Serial Number: 33000001 Model Number: TSXETG100 Hardware Version: A1 Manufacture Date: 2005-Jan-01</p> <p align="center"><input type="button" value="Reset"/></p>