



**Actualización del sistema SCADA para la supervisión de la central hidroeléctrica
Hidrotambo S.A. ubicada en la provincia de Bolívar**

Jaramillo Carrillo, Daniel Fernando y Yumisaca Duche, Sofía Lisette

Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería en Electrónica, Automatización y Control

Trabajo de titulación, previo a la obtención del título de Ingeniero en Electrónica,
Automatización y Control

Ing. Tipán Condolo, Edgar Fernando

22 de noviembre del 2022



Trabajo_titulacion_Jaramillo_Yumisaca.pdf

Scanned on: 11:10 November 22, 2022 UTC



Overall Similarity Score



Results Found



Total Words in Text

Identical Words	517
Words with Minor Changes	75
Paraphrased Words	802
Omitted Words	0



EDGAR FERNANDO
TIPAN CONDOLO



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería en Electrónica, Automatización y Control

Certificación

Certifico que el trabajo de titulación: **“Actualización del sistema SCADA para la supervisión de la central hidroeléctrica Hidrotambo S.A. ubicada en la provincia de Bolívar”** fue realizado por el señor **Jaramillo Carrillo, Daniel Fernando** y la señorita **Yumisaca Duche, Sofia Lisette**; el mismo que cumple con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, además fue revisado y analizado en su totalidad por la herramienta de prevención y/o verificación de similitud de contenidos; razón por la cual me permito acreditar y autorizar para que se lo sustente públicamente.

Sangolquí, 22 de noviembre de 2022

Firma:



Ing. Tipán Condolo, Edgar Fernando

C. C: 1711391316



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería en Electrónica, Automatización y Control

Responsabilidad de Autoría

Nosotros, **Jaramillo Carrillo, Daniel Fernando** con cédula de ciudadanía n°1723343347 y **Yumisaca Duche, Sofía Lissette**, con cédula de ciudadanía n°1725158537, declaramos que el contenido, ideas y criterios del trabajo de titulación: **Actualización del sistema SCADA para la supervisión de la central hidroeléctrica Hidrotambo S.A. ubicada en la provincia de Bolívar** es de nuestra autoría y responsabilidad, cumpliendo con los requisitos legales, teóricos, científicos, técnicos, y metodológicos establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, respetando los derechos intelectuales de terceros y referenciando las citas bibliográficas.

Sangolquí, 22 de noviembre de 2022

Firma

Firma

Jaramillo Carrillo, Daniel Fernando

Yumisaca Duche, Sofía Lissette

C.C.: 1723343347

C.C.: 1725158537



Departamento de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Carrera de Ingeniería en Electrónica, Automatización y Control

Autorización de Publicación

Nosotros **Jaramillo Carrillo, Daniel Fernando** con cédula de ciudadanía n°1723343347 y **Yumisaca Duche, Sofia Lisette**, con cédula de ciudadanía n°1725158537, autorizamos a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar el trabajo de titulación: **Actualización del sistema SCADA para la supervisión de la central hidroeléctrica Hidrotambo S.A. ubicada en la provincia de Bolívar** en el Repositorio Institucional, cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra responsabilidad.

Sangolquí, 22 de noviembre de 2022

Firma

Firma

Jaramillo Carrillo, Daniel Fernando

Yumisaca Duche, Sofia Lisette

C.C.: 1723343347

C.C.: 1725158537

Dedicatoria

Este trabajo se lo dedico a todos aquellos que estuvieron conmigo durante estos años de formación, especialmente a mis padres quienes han sido una fuente de inspiración, que siempre supieron darme palabras de aliento para no rendirme jamás y alcanzar mis objetivos. A mis amigos, quienes entre risas, juegos y largas jornadas de trabajo hicieron esta experiencia en la universidad algo único e inolvidable.

Daniel Fernando Jaramillo Carrillo

Dedico este trabajo a mis padres por su apoyo incondicional y palabras de aliento que me motivaron a esforzarme cada día, me guiaron por el camino correcto para alcanzar todos mis objetivos. A mi hermana mayor, por darme consejos valiosos desde el inicio de mi carrera y mostrarme que los logros se consiguen con esfuerzo y dedicación, eres mi ejemplo de superación. A mi hermano menor, por su paciencia y comprensión en los momentos más difíciles de mi vida, estuviste a mi lado cuando lo necesité.

Sofía Lissette Yumisaca Duche

Agradecimiento

Doy gracias en primer lugar a mi familia, por creer en mí y darme su apoyo incondicional a través de los años. También por asegurarse que nunca me faltara nada y ayudarme en los momentos más difíciles que tuve que afrontar.

A mis amigos, con quienes compartí momentos inolvidables y que me motivaron a seguir adelante. Gracias por hacer de esta etapa de mi vida algo increíble.

A mi amiga y compañera de tesis, Sofi, quien tuvo la fortaleza y determinación para seguir adelante y culminar este trabajo. Gracias por tu paciencia y colaboración en todo momento.

A nuestro tutor, Ing. Edgar Tipán, quien nos dio su apoyo para el desarrollo del proyecto y que nos supo guiar para culminar esta etapa universitaria.

A la empresa I&C que nos brindó la oportunidad para realizar este proyecto. Un agradecimiento especial al Ing. Hernán Miranda, quien nos enseñó a desenvolvemos y a desarrollar criterios que han sido y serán útiles a lo largo de mi carrera profesional.

A Hidrotambo S.A. por su apoyo y colaboración al poner a nuestra disposición todas las herramientas necesarias para implementar este proyecto.

Daniel Fernando Jaramillo Carrillo

Agradecimiento

Agradezco a mi madre, por abrazarme en los momentos difíciles, sus cuidados cuando estaba enferma y su ayuda incondicional en mis noches de desvelo. A mi padre, por levantarse cada mañana y cuidarme en mi camino. A mis amigos de carrera con quienes he compartido momentos de preocupación, enojo, alegría y tristeza. A mi amigo y compañero de tesis Daniel, quien fue el pilar principal para el desarrollo de este proyecto, sus consejos me ayudaron a superar los obstáculos que se atravesaron en mi camino. A mis mejores amigos, por brindarme su confianza y recordarme en todo momento que soy capaz de lograr todo lo que me propongo, alegraron mis días tristes con sus mensajes. A las empresas I&C control e Hidrotambo S.A., por confiar en nosotros y darnos una grata experiencia al desarrollar este proyecto. A nuestro tutor, Ing. Edgar Tipán, quien nos apoyó desde el inicio del proyecto e instruyó profesionalmente en esta etapa universitaria. Finalmente, te agradezco a tiavecilla, por escucharme cuando tuve problemas, aconsejarme y cuidarme durante mi carrera, por compartirme tus sueños e incluirme en ellos, los cumpliré, aunque no estes conmigo.

Sofía Lissette Yumisaca Duche

Índice de contenido

Similitud de contenido con herramienta anti plagio	2
Certificación de trabajo de titulación	3
Responsabilidad de autoría	4
Autorización de publicación.....	5
Dedicatoria	6
Agradecimiento	7
Índice de contenido.....	9
Índice de Tablas.....	14
Índice de Figuras	15
Resumen.....	20
Abstract	21
Capítulo I. Marco metodológico.....	22
Antecedentes	22
Justificación e importancia	25
Alcance del proyecto.....	26
Objetivos.....	29
<i>Objetivo general</i>	29
<i>Objetivos específicos</i>	29
Capítulo II. Fundamentación Teórica	31
Centrales hidroeléctricas.....	31
Tipos de centrales hidroeléctricas.....	31
<i>Centrales de pasada</i>	31
<i>Centrales con embalse de reserva</i>	31
<i>Centrales de bombeo</i>	31
Zonas de una hidroeléctrica.....	32

Turbinas hidráulicas.....	33
<i>Turbinas Pelton</i>	33
<i>Turbinas Francis</i>	34
<i>Turbinas Kaplan</i>	34
Generadores síncronos.....	35
<i>Elementos constructivos fundamentales</i>	35
Rotor.	35
Estator.....	36
Sistemas SCADA	36
Redes industriales.....	38
<i>Topologías de red</i>	38
Protocolos de comunicación	39
<i>Modbus</i>	39
<i>DNP3</i>	39
<i>Profibus</i>	40
<i>Profinet</i>	40
<i>DeviceNet</i>	40
Unidad Terminal Remota	41
<i>Componentes de la RTU</i>	42
Unidad Central de Procesamiento.	43
Fuente de alimentación	43
Puertos de comunicación	44
E/S físicas.....	44
Softwares de diseño	44
<i>TwinSoft</i>	44
WebForm Studio 2.0	45

	11
<i>FBxDesigner</i>	46
iGW-VM	46
Capítulo III. Diseño de la propuesta	48
Zonas de la central Hidrotambo S.A.....	48
<i>Represa</i>	48
<i>Rebosadero</i>	49
<i>Desarenador</i>	50
<i>Lavado</i>	51
<i>Canal de conducción</i>	52
<i>Tanque de carga</i>	52
<i>Canal de lavado y excesos</i>	53
<i>Tubería de presión</i>	53
<i>Casa de máquinas</i>	54
<i>Subestación de transformación</i>	55
<i>Restitución al río</i>	57
Arquitectura de red.....	57
<i>Tabla WAN</i>	60
RTU MS-32-S2	61
Tabla de recursos.....	64
Diseño conceptual de las pantallas	79
Capítulo IV. Desarrollo de la propuesta	85
Configuración de la RTU	85
Creación de variables	89
Conexión de la RTU con los PLCs	90
<i>Lectura de variables de monitoreo</i>	94
<i>Escritura de variables de control</i>	95

Interfaces del sistema SCADA	96
<i>Pantalla principal de casa de máquinas</i>	98
<i>Pantalla de producción</i>	99
<i>Pantalla de alarmas y SOE en casa de máquinas</i>	100
<i>Pantalla principal de captación</i>	101
<i>Pantalla de tanque de carga</i>	102
<i>Pantalla de control de compuertas</i>	103
<i>Pantalla de balance de agua turbinada</i>	104
<i>Pantalla de alarmas y SOE de captación</i>	105
<i>Pantalla de calibración</i>	106
Creación de reportes	107
Creación de alarmas y secuencia de eventos.....	111
Curvas de producción y balance	115
Programación en Basic	119
<i>Rutina de crecida</i>	119
<i>Alarmas de comunicación</i>	120
<i>Curva de calibración para sensor de nivel en la represa</i>	121
<i>Programa de calibración</i>	122
<i>Cambio de color del texto</i>	123
Capítulo V. Pruebas y resultados.....	125
Pruebas de comunicación con los equipos	125
Pruebas de control	126
<i>Prueba de apertura de compuertas</i>	126
Radial 1	126
Radial 2.....	127
Desarenador	129

Lavado	130
Tanque de carga	131
Pruebas de registro y monitoreo	132
<i>Hidro perfil</i>	132
<i>Diagrama unifilar</i>	134
<i>Curvas de producción</i>	135
<i>Alarmas y eventos</i>	138
<i>Pantalla principal de captación</i>	139
<i>Pantalla del tanque de carga</i>	141
Implementación de las pantallas en el cuarto de control	143
Generación de reportes.....	148
<i>Reporte del medidor de energía</i>	149
<i>Reporte de producción de energía diaria</i>	150
<i>Reporte del medidor de flujo de desarenadores</i>	151
Capacitación para el uso del sistema.....	153
Capítulo VI. Conclusiones y recomendaciones	156
Conclusiones	156
Recomendaciones	158
Trabajos futuros.....	158
Referencias.....	159
Apéndices	163

Índice de Tablas

Tabla 1	<i>Especificaciones técnicas de las turbinas Francis</i>	54
Tabla 2	<i>Especificaciones técnicas de los generadores</i>	55
Tabla 3	<i>Especificaciones técnicas del transformador</i>	56
Tabla 4	<i>Tabla WAN</i>	60
Tabla 5	<i>Características técnicas de la RTU MS-CPU32-S2</i>	63
Tabla 6	<i>Tabla de variables de control en la RTU de captación</i>	64
Tabla 7	<i>Tabla de variables para monitoreo en la RTU de captación</i>	68
Tabla 8	<i>Tabla de variables para monitoreo en la RTU de casa de máquinas</i>	76
Tabla 9	<i>Latencia de la red local y estado de conexión</i>	125

Índice de Figuras

Figura 1 <i>Arquitectura de red de comunicación</i>	24
Figura 2 <i>Sistema de monitoreo actual de la hidroeléctrica</i>	25
Figura 3 <i>Partes de una Pequeña Central Hidroeléctrica</i>	33
Figura 4 <i>Arquitectura básica de un sistema SCADA</i>	37
Figura 5 <i>Estructura típica de una RTU</i>	43
Figura 6 <i>Represa de la central</i>	49
Figura 7 <i>Rebosadero</i>	50
Figura 8 <i>Desarenador</i>	51
Figura 9 <i>Zona de lavado</i>	52
Figura 10 <i>Tanque de carga</i>	53
Figura 11 <i>Casa de máquinas</i>	54
Figura 12 <i>Subestación de transformación</i>	56
Figura 13 <i>Arquitectura de red de la hidroeléctrica</i>	59
Figura 14 <i>RTU MS-CPU32-S2</i>	62
Figura 15 <i>Diseño conceptual de la pantalla principal de captación</i>	80
Figura 16 <i>Diseño conceptual de la pantalla de tanque de carga</i>	80
Figura 17 <i>Diseño conceptual de la pantalla de control de compuertas</i>	81
Figura 18 <i>Diseño conceptual de la pantalla de balance de agua turbinada</i>	82
Figura 19 <i>Diseño conceptual de la pantalla de alarmas y SOE</i>	82
Figura 20 <i>Diseño conceptual de la pantalla principal de casa de máquinas</i>	83
Figura 21 <i>Diseño conceptual de la pantalla de producción de energía y consumo de agua</i>	83
Figura 22 <i>Diseño conceptual de la pantalla de calibración</i>	84
Figura 23 <i>Configuración RTU de captación</i>	86
Figura 24 <i>Configuración RTU de casa de máquinas</i>	86
Figura 25 <i>Configuración puerto 2 de la RTU de captación</i>	87

Figura 26	<i>Configuración puerto 3 de la RTU</i>	88
Figura 27	<i>Puertos de la RTU de captación</i>	88
Figura 28	<i>Puertos de la RTU de casa de máquinas</i>	89
Figura 29	<i>Árbol de variables</i>	89
Figura 30	<i>Declaración de variables para sistema SCADA</i>	90
Figura 31	<i>Complemento Siemens S7ISO</i>	91
Figura 32	<i>Creación de dispositivos con complemento S7ISO</i>	91
Figura 33	<i>Variables</i>	92
Figura 34	<i>Configuración del PLC en el complemento S7ISO de la RTU</i>	93
Figura 35	<i>Declaración direcciones IP en Basic</i>	93
Figura 36	<i>Lectura de variables del PLC desde la RTU</i>	95
Figura 37	<i>Escritura de variables del PLC desde la RTU</i>	96
Figura 38	<i>Creación de una nueva pantalla</i>	97
Figura 39	<i>Pantalla en carpeta principal del proyecto</i>	97
Figura 40	<i>Interfaz gráfica del WebForm Studio 2.0</i>	98
Figura 41	<i>Pantalla principal de casa de máquinas</i>	99
Figura 42	<i>Pantalla de producción de energía</i>	100
Figura 43	<i>Pantalla de alarmas y SOE de casa de máquinas</i>	101
Figura 44	<i>Pantalla principal de captación</i>	102
Figura 45	<i>Pantalla del tanque de carga</i>	103
Figura 46	<i>Pantalla de control de compuertas</i>	104
Figura 47	<i>Pantalla de balance de agua turbinada</i>	105
Figura 48	<i>Pantalla de alarmas y SOE de captación</i>	106
Figura 49	<i>Pantalla de calibración de compuertas planas</i>	106
Figura 50	<i>Creación de un reporte</i>	107
Figura 51	<i>Tipos de reportes</i>	108

Figura 52	<i>Ventana de propiedades de la RTU.....</i>	108
Figura 53	<i>Creación del reporte en el complemento TagArchiver.....</i>	109
Figura 54	<i>Configuración de los parámetros del reporte</i>	110
Figura 55	<i>Configuración de parámetros del tag.....</i>	111
Figura 56	<i>Creación de un nuevo recipiente</i>	112
Figura 57	<i>Configuración de los parámetros del recipiente</i>	112
Figura 58	<i>Creación de una nueva alarma.....</i>	113
Figura 59	<i>Configuración de parámetros de la alarma.....</i>	114
Figura 60	<i>Creación de un nuevo evento cronológico</i>	114
Figura 61	<i>Selección del evento cronológico</i>	115
Figura 62	<i>Código para calcular la energía por hora</i>	116
Figura 63	<i>Cálculo del tiempo de producción y el factor de planta por hora</i>	116
Figura 64	<i>Rutina para el registro de energía por hora.....</i>	117
Figura 65	<i>Rutina para contabilizar el tiempo y número de paros.....</i>	117
Figura 66	<i>Rutina para calcular el volumen de agua diario</i>	118
Figura 67	<i>Rutina para el registro del volumen diario de agua.....</i>	118
Figura 68	<i>Programación rutina de crecida</i>	120
Figura 69	<i>Programación de alarmas de comunicación</i>	120
Figura 70	<i>Curva de calibración para el sensor de nivel.....</i>	121
Figura 71	<i>Programación del sensor de nivel.....</i>	122
Figura 72	<i>Programación para la calibración de compuertas</i>	123
Figura 73	<i>Programación cambio de color del texto</i>	124
Figura 74	<i>Panel de control de la compuerta radial 1</i>	127
Figura 75	<i>Panel de control de la compuerta radial 2</i>	129
Figura 76	<i>Panel de control de las compuertas del desarenador.....</i>	130
Figura 77	<i>Panel de control de las compuertas de lavado.....</i>	131

Figura 78	<i>Panel de control de las compuertas de tanque de carga</i>	132
Figura 79	<i>Hidro perfil de la pantalla principal de casa máquinas</i>	133
Figura 80	<i>Diagrama unifilar de la pantalla principal de casa máquinas</i>	134
Figura 81	<i>Curvas de producción de energía</i>	136
Figura 82	<i>Curvas de producción de agua turbinada</i>	137
Figura 83	<i>Ventana de alarmas y eventos de casa de máquinas</i>	139
Figura 84	<i>Ventana de alarmas y eventos de captación</i>	139
Figura 85	<i>Indicadores de la pantalla principal de captación</i>	140
Figura 86	<i>Regla del río en pantalla principal de captación</i>	141
Figura 87	<i>Mímico de la zona del tanque de carga</i>	142
Figura 88	<i>Regla del tanque de carga para nivel de agua</i>	143
Figura 89	<i>Mímico de casa de máquinas en la pantalla de tanque de carga</i>	143
Figura 90	<i>Pantalla para ingresar de usuario</i>	144
Figura 91	<i>Pantalla principal implementada en casa de máquinas</i>	144
Figura 92	<i>Pantalla de producción implementada en casa de máquinas</i>	145
Figura 93	<i>Pantalla de alarmas y SOE implementada en casa de máquinas</i>	145
Figura 94	<i>Pantalla principal implementada en captación</i>	146
Figura 95	<i>Pantalla de control de compuertas implementada en captación</i>	146
Figura 96	<i>Pantalla del tanque de carga implementada en captación</i>	147
Figura 97	<i>Pantalla de calibración implementada en captación</i>	147
Figura 98	<i>Pantalla de control de compuertas implementada en captación</i>	148
Figura 99	<i>Pantalla de alarmas y SOE implementada en captación</i>	148
Figura 100	<i>Reporte diario de los medidores de energía</i>	149
Figura 101	<i>Reporte de la producción de energía diaria</i>	151
Figura 102	<i>Reporte históricos del arca</i>	152
Figura 103	<i>Reporte del volumen diario de los desarenadores</i>	152

Figura 104 <i>Asistencia de los operadores a la capacitación</i>	153
Figura 105 <i>Capacitación del control de apertura de compuertas</i>	154
Figura 106 <i>Capacitación de las pantallas de monitoreo de casa de máquinas</i>	154

Resumen

Los sistemas de monitoreo y control remoto en la actualidad son implementados por empresas que requieren conocer el estado de sus equipos y procesos que se encuentran en zonas alejadas o lugares de difícil acceso. La central hidroeléctrica Hidrotambo S.A. cuenta con un sistema de supervisión que no ha sido actualizado, por lo que el control y monitoreo solo puede realizarse de forma local, además carece de información de la zona de captación. Ante esta premisa, se propone la actualización del sistema de supervisión de la hidroeléctrica a un sistema local/remoto mediante la integración de equipos a una misma red y utilizando las unidades terminales remotas actualmente instaladas. El software TWinSoft permite realizar la programación y las configuraciones de una RTU. Además, mediante sus complementos se puede establecer la comunicación con los PLCs, gestionar los reportes, niveles de acceso, alarmas y eventos cronológicos. En cuanto a la arquitectura de red, mediante fibra óptica, conversores y switches se establece una red tipo DQDB para la integración de los equipos. El sistema ya actualizado consta de 3 interfaces para la RTU de casa de máquinas y 6 para la RTU de captación y en base a los resultados de las pruebas realizadas se comprueba que el sistema facilita el control de las compuertas y el monitoreo de las variables de energía, flujo, nivel, volumen, potencia activa, reactiva, aparente, voltajes, factor de potencia de las zonas de captación y las unidades generadoras en casa de máquinas en tiempo real y de forma local y remota.

Palabras clave: Sistema SCADA, TWinSoft, RTU, Hidroeléctrica

Abstract

Remote monitoring and control systems are currently implemented by companies that need to know the status of their equipment and processes in remote areas or places that are difficult to access. The Hidrotambo S.A. hydroelectric power plant has a supervision system that has not been updated, so control and monitoring can only be done locally, and it lacks information from the catchment area. Given this premise, it is proposed to update the hydroelectric supervision system to a local/remote system by integrating the equipment to the same network and using the remote terminal units currently installed. The TWinSoft software allows the programming and configurations of an RTU. In addition, through its plug-ins it is possible to establish communication with PLCs, manage reports, access levels, alarms, and chronological events. As for the network architecture, by means of optical fiber, converters, and switches, a DQDB type network is established for the integration of the equipment. The updated system consists of 3 interfaces for the powerhouse RTU and 6 for the collection RTU and based on the results of the tests performed, it is verified that the system facilitates the control of the gates and the monitoring of the energy variables, flow, level, volume, active, reactive, and apparent power, voltages, power factor of the collection areas and the generating units in the powerhouse in real time and locally and remotely.

Keywords: SCADA System, TWinSoft, RTU, Hydroelectric Power Plant

Capítulo I. Marco metodológico

Antecedentes

IANDCECONTROL es una empresa de ingeniería, dedicada al diseño, provisión e instalación de equipos de alta tecnología para procesos industriales y eléctricos, entre los cuales se encuentran las RTU TBOX y software TVIEW, que son utilizados principalmente para el control y monitoreo de plantas hidroeléctricas. En el desarrollo de proyectos utiliza herramientas como la electrónica, automatización y control industrial, lo que garantiza un alto nivel de ingeniería y responsabilidad por parte de la empresa (Quito, 2011).

La Central Hidroeléctrica San José del Tambo se encuentra ubicada en la Provincia de Bolívar, Cantón Chillanes, y se desarrolla entre el Recinto San Pablo de Amalí y la Parroquia San José del Tambo. En el año 2005 se empezó la construcción y operación de la central hidroeléctrica con la autorización correspondiente del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), durante el año 2006 se concedió los permisos para construir la línea de transmisión que conecta a esta Central con la subestación CEDEGE Los Ríos, que se encuentra a cargo de Hidrotambo S.A. Fue hasta el año 2016 que el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), declaró a la central hidroeléctrica en operación comercial (Hidrotambo, 2021).

La central es de tipo pasada por lo que no es necesario de una represa o embalse. Los frentes de obra que constituyen la hidroeléctrica son: captación donde se toma el agua del río Dulcepamba sin intervenirlo directamente, un desarenador, un canal de gravedad, un tanque de carga, la tubería de presión, casa de máquinas, el sistema de restitución del agua turbinada, la subestación de elevación y termina con la línea de subtransmisión (Hidrotambo, 2021).

La central genera 8 MW mediante dos turbinas tipo Francis cuyos álabes directrices se ajustan con mando eléctrico o hidráulico. Las unidades de generación síncronas son de 4 MW y un voltaje de 4.16 kV cada una. El caudal en hidrología húmeda durante los meses de diciembre a junio es de 5.4 m³/s mientras que en hidrología seca que corresponde a los meses

restantes es de 1.96 m³/s. Además, posee un factor de planta del 64,21% lo que representa un total de 46,8 GWh al año.

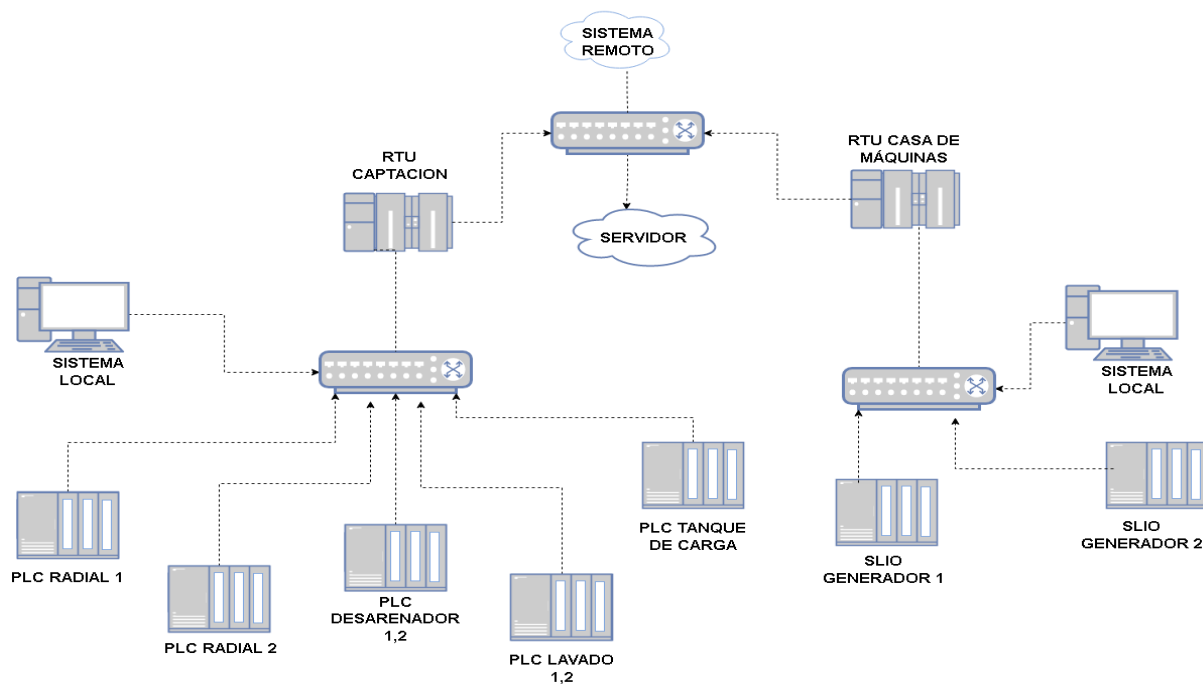
El sistema de captación está ubicado en el margen derecho del río Dulcepamba el cual es desviado por las compuertas radiales, consta de desarenadores paralelos, la zona de lavado y un canal de conducción que lleva el caudal hacia el tanque de carga de la central.

La casa de máquinas es un hangar en el cual se encuentran los generadores de 4 MW. Junto a esta se encuentra la subestación de elevación donde se encuentran los transformadores de 69 kV y la salida a la línea de transmisión de 24.6 km de longitud que conecta a la subestación CEDEGE de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) Los Ríos (Agencia de Regulación y Control, 2015).

Para controlar esta central se utiliza cinco controladores lógicos programables (PLCs) que se encuentran distribuidos en tableros de control individuales en cada zona para la apertura o cierre de las dos compuertas radiales, dos de los desarenadores, dos de lavado y del tanque de carga, un esquema de la red de comunicación se muestra en la figura 1. Los PLCs y el sistema local van conectados a un conmutador cuya función es enlazar los equipos a una misma red para la adquisición de datos por parte de la unidad terminal remota (RTU) de captación. Por otro lado, a la RTU de casa de máquinas va conectado un conmutador el cual enlaza a los equipos para el monitoreo de los generadores. Finalmente, las RTUs se conectan a un conmutador que va directo al servidor que proporciona las direcciones IP de la red. El protocolo de comunicación entre los equipos es por medio de Ethernet.

Figura 1

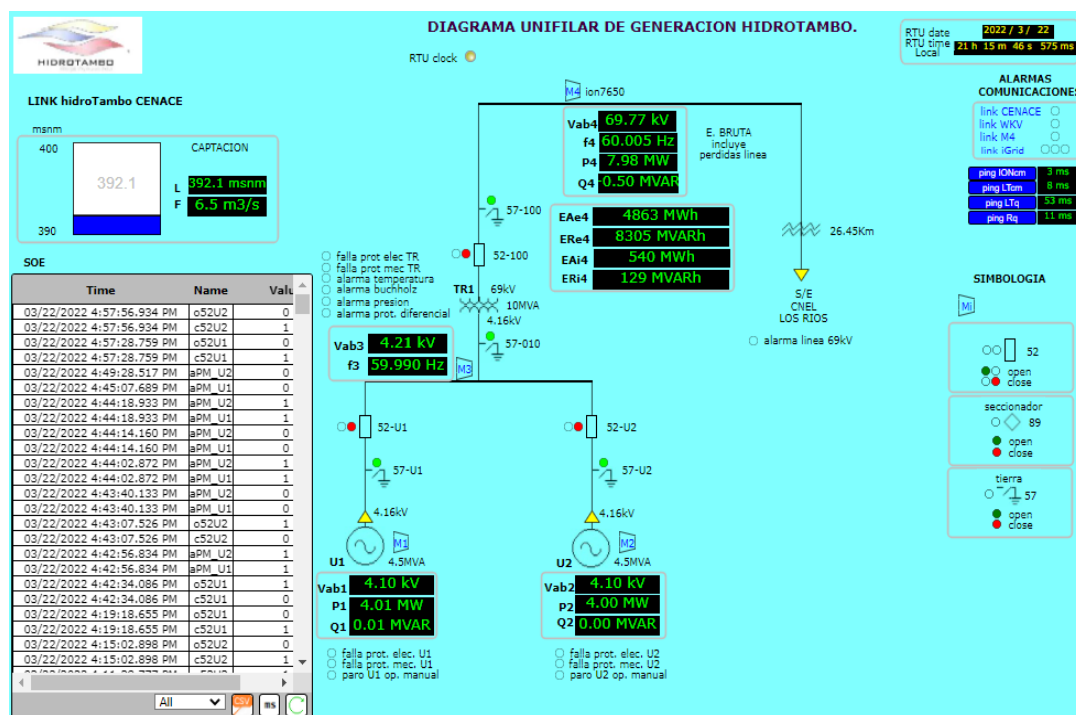
Arquitectura de red de comunicación



Para el monitoreo de la central se utiliza una sola interfaz que cuenta con zonas para la captación, secuencia de eventos (SOE), esquema unifilar, alarmas de comunicaciones y la simbología utilizada, como se observa en la figura 2. Esta interfaz es utilizada únicamente para el monitoreo y no cuenta con un área de control para la apertura o cierre de las compuertas de forma remota, por lo que este proceso debe ser realizado de forma manual por los operarios que se encuentran en campo.

Figura 2

Sistema de monitoreo actual de la hidroeléctrica



Justificación e importancia

En el año 2016, fue implementada la pantalla de monitoreo de la casa de máquinas, la cual presenta información básica sobre los generadores de 4 MW, sin embargo, a la fecha actual el sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) no ha sido actualizado, por lo que los operadores no pueden visualizar el proceso de apertura o cierre de las ocho compuertas, así como las variables eléctricas que conforman la central. Actualmente, el control de las compuertas solo puede realizarse de forma local, es decir, desde los tableros de control ubicados en las respectivas zonas de la hidroeléctrica, esto reduce la efectividad de las acciones preventivas y correctivas lo que lleva a fallas en la generación de energía, ya que en caso de cualquier incidente los operadores deben interrumpir sus actividades para movilizarse a la zona donde se haya producido la falla.

Los sistemas de monitoreo y control remoto en la actualidad son implementados por empresas que requieren conocer el estado de sus equipos que se encuentran en zonas

alejadas o lugares de difícil acceso, con el objetivo de tomar acciones preventivas en caso de alguna eventualidad. Para lo cual se hace uso de equipos de adquisición de datos, en este caso las RTUs, cuya función principal es interconectar el SCADA con los objetos presentes físicamente, por lo que se deberá buscar un software especializado que sea compatible con estos equipos.

Esta central hidroeléctrica se encuentra ubicada en una zona alejada donde la energía obtenida del flujo del río es transformada a energía eléctrica por medio de un proceso establecido. Con el fin de asegurar el correcto funcionamiento de sus equipos y la calidad de su servicio de generación, es necesario el monitoreo constante de los siguientes parámetros: voltaje, potencia activa, reactiva, aparente, frecuencia, energía, factor de potencia, porcentaje de apertura-cierre de las compuertas, temperatura del aceite, presión y nivel de caudal. Además, la hidroeléctrica ha optado por armar una nueva red con PLCs para poder monitorear y controlar las compuertas de forma remota, por lo que es necesario realizar la comunicación entre estos nuevos equipos y las RTUs de las zonas de captación y casa de máquinas.

El desarrollo del proyecto busca dar solución a los problemas de generación de energía suscitados por la falta de monitoreo y control explicados anteriormente. La actualización del sistema SCADA es necesaria ya que permitirá a los operadores de la hidroeléctrica conocer el estado de los equipos, la producción diaria, mensual y anual que tiene la hidroeléctrica y controlar las ocho compuertas de forma remota, funciones que el sistema actual no posee. Adicional, con la gestión de alarmas y reportes, la información será accesible a los usuarios de la hidroeléctrica de forma remota.

Alcance del proyecto

Se plantea la actualización del sistema SCADA de la central hidroeléctrica Hidrotambo S.A., para la supervisión de las zonas de captación y casa de máquinas, el cual será desarrollado en las respectivas RTUs de cada zona utilizando un software especializado. Para

acceder a la información y realizar la configuración de las RTUs habrá que conectarse a la red local en cada zona.

También se analizará las señales de entrada y salida de la RTU mediante los planos eléctricos proporcionados y en caso de ser requerido se realizará una actualización de estos.

Como parte complementaria, la hidroeléctrica ha optado por instalar una nueva red de PLCs en cada uno de los tableros de control por medio de fibra óptica, esto permitirá monitorear el estado y controlar las compuertas. Bajo este precedente, como parte del proyecto se debe realizar el enlace de comunicación entre los PLC de las compuertas radiales 1 y 2, desarenadores, de lavado, y del tanque de carga con la RTU de captación. Para esto, se debe configurar el enlace de comunicación con los PLC y finalmente extraer los datos mediante transacciones Modbus, lo cual debe ser analizado cuidadosamente para evitar problemas en la velocidad de transmisión de datos.

Para la zona de captación se implementará un sistema SCADA conformado por 6 pantallas estructuradas de la siguiente manera:

- La pantalla principal consta de un diagrama de la hidroeléctrica, en la cual se presenta el estado y el porcentaje de apertura-cierre de las compuertas radiales, desarenadores, lavado y del tanque de agua. También permite el monitoreo de las variables de flujo, nivel, volumen de agua y mediante la comunicación con la nueva red de PLCs se podrá realizar el control remoto desde la interfaz, mediante una botonera diseñada en la misma ventana.
- La pantalla del balance de agua turbinada para mostrar la información de la cantidad de agua que ha pasado por la hidroeléctrica, por este motivo es necesario el monitoreo constante de las variables de caudal.
- La pantalla de alarmas y SOE que muestra la información muestra del estado y la operación de las compuertas planas y radiales por parte de los operadores.

- La pantalla de control de compuertas presenta información exclusivamente de todas las compuertas planas y radiales. Además, permite el control remoto de las mismas.
- La pantalla del tanque de carga muestra información de esta zona y las unidades en casa de máquinas. También permite el control de las compuertas del tanque de carga.
- La pantalla de calibración permite ingresar el valor real de apertura de las compuertas planas como referencia para el conteo de los centímetros de apertura.

Para la zona de casa de máquinas se instalará un sistema conformado por 3 pantallas, estructuradas de la siguiente manera:

- La pantalla principal consta del diagrama unifilar hidráulico, donde se muestra la información de los generadores, el SOE, la producción diaria mediante gráficas de barras, las alarmas de comunicación entre dispositivos y la simbología. Cabe destacar que en este caso se realizará un rediseño de la pantalla existente en el sistema actual.
- La pantalla de producción en esta RTU estará dividida en dos partes, la primera es la producción de energía mensual, del año actual y anterior. La segunda parte corresponde al flujo de agua turbinada anual y mensual.
- La pantalla de alarmas y secuencia de eventos muestra la información del estado y la operación de las unidades generadoras por parte de los operadores.

En las pantallas de producción se hará uso de gráficas de barras, con la finalidad de que sea fácil observar si hay una caída en la generación de energía, ante lo cual se pueden tomar acciones correctivas, así como medidas preventivas para que el sistema genere constantemente 8MW, ya que en los gráficos de producción es posible determinar si el flujo de agua y la energía producida es directamente proporcional.

La gestión de alarmas y reportes se realiza en cada RTU independientemente. Con respecto a las alarmas se debe revisar que estas estén actualizadas y eliminar las que sean redundantes. Los reportes serán creados mediante un software compatible con las RTUs y

mostrará información de la generación de energía, mensual y anual, en otro reporte se presentará la información de los medidores para tener conocimiento del estado de los equipos. Estos podrán ser descargados de forma manual y también serán enviados a los correos electrónicos de los usuarios definidos por los supervisores de la hidroeléctrica.

Para el diseño del sistema se tomará en consideración los criterios propuestos por las normas técnicas 1010-2006 - IEEE Guide for Control of Hydroelectric Power Plants, IEC 61158 – Redes de comunicaciones industriales, IEC 60617 – Simbología Eléctrica, ISA 101- Diseño de HMI.

Objetivos

Objetivo general

Actualizar el sistema SCADA utilizando equipamiento TBox RTU para la supervisión de la Central Hidroeléctrica Hidrotambo S.A.

Objetivos específicos

- Identificar las variables que controlan las zonas de captación y casa de máquinas, a través de las RTUs que se encuentran disponibles para enlazarlas con las pantallas de control y monitoreo.
- Desarrollar gráficas de producción de energía y flujo de agua utilizando los cálculos y programación respectiva para su visualización en las pantallas de monitoreo.
- Establecer el enlace de comunicación de la nueva red de PLCs con las RTUs mediante la configuración de parámetros en un software SCADA para la adquisición de datos.
- Diseñar las interfaces de supervisión basado en la norma ISA 101, utilizando un software especializado para las zonas de captación y casa de máquinas de la central hidroeléctrica.

- Simular el funcionamiento del sistema de supervisión a través de pruebas individuales de las zonas de captación y casa de máquinas, así como del sistema total para la detección oportuna de errores.

Capítulo II. Fundamentación Teórica

Centrales hidroeléctricas

Una central hidroeléctrica es un conjunto de zonas que contienen equipos electromecánicos utilizados para transformar la energía potencial del agua en energía mecánica a través de turbinas hidráulicas acopladas a generadores eléctricos, que son los encargados de producir energía eléctrica (Petrazzini, 2018). La transformación de energía mecánica en eléctrica se origina mediante el movimiento de rotación de la turbina cuando el agua es conducida a través de una tubería hacia los álabes de la turbina que está conectada al generador.

Tipos de centrales hidroeléctricas

Valdivieso, A. (2017) en su artículo menciona que las centrales hidroeléctricas pueden clasificarse según el tipo de aprovechamiento en tres.

Centrales de pasada

Se utiliza la velocidad del caudal natural del río situado en dos niveles diferentes, en estas se desvía una porción del agua del río, aprovechando su fuerza motriz para dar funcionamiento a las turbinas ubicadas en casa de máquinas y generar electricidad, para luego restituirlo al río.

Centrales con embalse de reserva

Son centrales hidroeléctricas que utilizan el agua procedente de un río, que es embalsado por medio de una presa en el reservorio, la cual se encuentra a una altura suficiente para transformar la energía potencial en cinética, la energía que trae el cuerpo de agua se transforma en energía eléctrica al pasar por una turbina que llega a casa de máquinas, posteriormente, el agua se devuelve al cauce del río.

Centrales de bombeo

Son centrales hidroeléctricas utilizadas cuando se necesita una demanda extra de energía eléctrica, que presentan dos embalses a distinto nivel y se utiliza cuando se requiere

una demanda de energía eléctrica adicional. Está constituida por dos embalses que se encuentran a niveles distintos, el agua del embalse superior pasa por la turbina y llega al embalse inferior, a su vez regresa al embalse superior mediante bombeo y en las horas del día en la que no hay tanta demanda de energía.

Zonas de una hidroeléctrica

- Obras de captación: consiste en un azud que representa el agua del río y eleva su nivel, de manera que el agua ingrese al desarenador para limpiarla de partículas extrañas para posteriormente transferirlas hacia el túnel de conducción (Obra de captación, 2015)
- Rebosaderos: Elementos que permiten liberar parte del agua retenida sin que pase por la sala de máquinas (Valle, 2013).
- Disipadores de energía: se utilizan para evitar que la energía que posee el agua que cae desde los salientes de una presa de gran altura produzca, al chocar con el suelo, grandes erosiones en el terreno (Valle, 2013).
- Tuberías de presión: La tubería forzada o de presión en una central hidroeléctrica, es la tubería que conduce el agua por donde sea necesario hasta la casa de máquinas, específicamente para impulsar las turbinas hidráulicas (Vallejo y otros, 2018)
- Casa de máquinas: es donde se ubican turbinas-alternadores, turbina hidráulica, eje, generador eléctrico y los elementos de regulación y comando. Presenta unas compuertas de entrada y salida que se emplean para poder dejar sin agua la zona de las máquinas en caso de reparación o desmontajes (Valdivielso, 2017).

Figura 3

Partes de una Pequeña Central Hidroeléctrica



Nota. Adaptado de *Dimensionamiento del tanque de carga, tubería de presión, casa de máquinas y la descarga para la micro central hidroeléctrica en la estación científica amazónica Juri Juri Kawsay de la Universidad Central Del Ecuador*, por Valle, 2013, [Tesis de pregrado].

Turbinas hidráulicas

Máquinas destinadas a transformar la energía hidráulica de una corriente en energía mecánica. Toda turbina hidráulica es accionada por el agua en movimiento, la cual es debidamente conducida hacia el distribuidor de la turbina, el cual distribuye, regula y direcciona el caudal que incide sobre el rotor o rodete (Petrazzini, 2018). Se clasifican en turbinas de acción y reacción, en la primera se encuentran las turbinas Pelton y en el segundo grupo las turbinas Francis y Kaplan que se detallan a continuación.

Turbinas Pelton

Estas turbinas de acción se caracterizan por mover sus aspas al impacto del agua, se utilizan en saltos de agua de gran altura y caudales relativamente pequeños, hasta $10 \text{ m}^3/\text{s}$. Su funcionamiento consiste en que la energía potencial del agua embalsada ingresa por una o

más de sus boquillas ocasionando una aceleración violenta en el flujo de agua la cual incide sobre los álabes móviles provocando que gire y entre en funcionamiento (Solano, 2015).

Turbinas Francis

Se encuentran dentro de la categoría de turbina de reacción de flujo radial, dado que entre la entrada y salida existe un gradiente de presión. Son ubicadas en saltos de 30 m, como hasta 550 m y con caudales que alcanzan los 200 m³/s y otras de solo 10 m³/s, ya que abarcan grandes diferencias de saltos hidráulicos, caudales y potencias son utilizadas mayormente a nivel mundial (Petrazzini, 2018).

Según Bayo, J., (2021) los elementos principales de una turbina Francis son:

- La cámara espiral: es un canal por el cuál circula el fluido de forma óptima, pueden ser abiertas, cerradas o con forma espiral.
- El distribuidor: su función es regular el caudal para que la turbina opere en condiciones óptimas aún fuera de su caudal de diseño, para lo que dispone de unos álabes rotatorios que pueden estar instalados de forma cilíndrica, axial o cónica.
- El rodete: es el principal elemento de una turbina ya que es donde se produce el cambio de energía de presión a energía mecánica, son generalmente semiaxiales o diagonales, pero también se puede encontrar rodetes puramente radiales.
- Tubo de aspiración: su función es conducir el agua tras ceder su energía en el rodete, aumentar la energía estática produciendo una succión a la salida del rodete y aumentar la energía dinámica, para ello el tubo debe tener una forma troncocónica aumentando la sección de paso con una función similar al de un difusor.

Turbinas Kaplan

Es una turbina de hélices con álabes ajustables, de forma que la incidencia del agua en el borde de ataque del álabe pueda producirse en las condiciones de máxima acción, cualquiera que sea las condiciones de caudales o de carga. Una característica importante que

presentan es que pueden funcionar como máquinas reversibles, es decir como turbina o como bomba (Petrazzini, 2018).

Generadores síncronos

Fitzgerald et al. (2004) describen los generadores síncronos como máquinas eléctricas giratorias, también conocidas como alternadores, que se utilizan para convertir la potencia mecánica en potencia eléctrica. Están constituidas de una parte móvil denominada rotor o inductor y una parte fija llamada estator o inducido, que se encuentran separadas por un entre hierro. Su funcionamiento se base en la aplicación de corriente continua al devanado del rotor, para producir un campo magnético, si el rotor se encuentra en movimiento por medio de una máquina motriz, dicho campo será rotacional, y este campo magnético inducirá un grupo trifásico de voltajes en los devanados de la armadura que se encuentran en el estator del generador.

Elementos constructivos fundamentales

Los elementos constructivos del generador descritos por Chapman, S. (1987) son los siguientes:

Rotor. Es la parte móvil del generador, que contiene el sistema inductor y los anillos de rozamiento, a través de los cuales se alimenta el sistema inductor. En función de la velocidad de la máquina hay dos formas constructivas.

- **Polos salientes:** es utilizado en aplicaciones de baja velocidad ya que a esa velocidad las pérdidas en el devanado son pequeñas, está constituido por un par de polos proyectados hacia afuera, alrededor de cada polo se encuentran los devanados de campo, son utilizados en centrales de generación eléctrica.
- **Polos lisos:** están formados por un tubo liso sólido de acero forjado y ranuras que alejan el devanado de campo, este tipo de máquinas son utilizadas en centrales de generación termoeléctricas.

Estator. Es la parte fija exterior del generador, está constituido por su carcasa, el núcleo magnético, los devanados. La longitud axial del núcleo del estator es corta en comparación.

Sistemas SCADA

Los sistemas SCADA son usados mayoritariamente en las industrias para el control y adquisición de datos de los procesos industriales, sus siglas significan *Supervisory Control and Data Acquisition*, por lo que se puede considerar a un SCADA como cualquier software capaz de acceder a datos remotos de un proceso y permita, utilizando las herramientas de comunicación necesarias en cada caso, el control del mismo, este sistema no es de un nivel de control completo, sino que se centra en el nivel de supervisión y mando, ya que realiza la tarea de interfase entre los niveles de control y los de gestión a un nivel superior (Rodríguez, 2012).

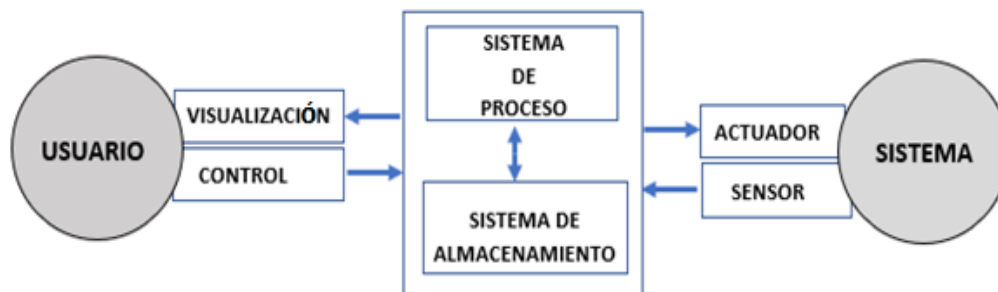
Según Pérez, E. (2015) los principales beneficios que se destacan de estos sistemas son:

- **Economía:** Se evita que los operarios tengan que realizar inspecciones en las instalaciones ya que pueden verlo desde su oficina o espacio de trabajo destinado a la supervisión de la instalación.
- **Accesibilidad:** Esto se relaciona con la posibilidad de ajustar los parámetros de funcionamiento de los actuadores de campo que se encuentren en la instalación a través de un solo clic.
- **Mantenimiento:** Es posible agendar las fechas de revisión o registrar cuando una máquina sobrepase el límite de fallos permitidos.
- **Gestión:** Todos los datos recopilados pueden ser valorados a través de herramientas estadísticas de manera que se pueda obtener el mayor rendimiento posible.

- Flexibilidad: Si se requieren cambios en el sistema no se involucra medios físicos como el cableado o los equipos de la instalación, basta con cambiar en el software los parámetros necesarios para su mejor visualización.

Figura 4

Arquitectura básica de un sistema SCADA



Nota. Adaptado de *Sistemas Scadas* (p. 120), por A. Rodríguez, 2012, Marcombo

La figura 4 representa los bloques principales que conforman un sistema SCADA, en la parte izquierda se encuentra el usuario, quien tiene acceso al sistema a través de un ordenador o dispositivo móvil donde se encuentra la aplicación de control y supervisión, el siguiente bloque permite la comunicación entre el usuario y el sistema, en este se determina su estado mediante los sensores incorporados y se informa al usuario por medio de la interfaz humano-máquina (HMI). Una vez, el usuario tomó las decisiones sobre el sistema, el bloque central se encargará de mantener el control a través de los actuadores (Rodríguez, 2012).

- Control de acceso: los usuarios se asignan a grupos que tienen privilegios definidos de acceso de lectura/escritura a los parámetros del proceso en el sistema y, a menudo, también a la funcionalidad específica del producto.
- Manejo de Alarmas: cuando en una planta industrial se presentan anomalías en los equipos, los procesos o en el ambiente donde se desarrolla, se activan indicadores visuales o auditivos para que los operadores sepan los problemas que surgen en la planta. Las alarmas admiten niveles de prioridad, por lo que pueden agruparse y manejarse como una entidad o ser

suprimidas de forma individual, también, es posible generar correos electrónicos para notificar las alarmas y ejecutar las acciones pertinentes (Pérez-López, 2015).

- Registro/Archivo: los datos de la planta pueden capturarse de forma cíclica o cuando se produzca un evento específico, para posteriormente ser procesados por alguna aplicación de software para presentaciones estadísticas, análisis de calidad o mantenimiento. Los datos registrados tienen una marca de tiempo y también pueden ser filtrados cuando los ve un usuario

Redes industriales

Las redes industriales son aquellas que se encargan del intercambio y control de información que existen en diferentes lugares de una planta industrial, la comunicación existente entre estas zonas puede separarse en dos áreas principales: la primera consiste en una comunicación a nivel de campo y la segunda se encuentra orientada hacia el SCADA. En ambos casos, la transmisión de datos se realiza en tiempo real o con demoras poco significativas respecto a los tiempos del proceso productivo pudiendo ser crítico para el nivel de campo (Universidad de Valencia, 2017).

Topologías de red

Se denominan de esta forma ya que los componentes de una red pueden organizarse de distintas formas. En algunos casos se puede usar la palabra arquitectura ya que se habla de la disposición física del cableado. La finalidad de las topologías es que exista máxima fiabilidad y mayor eficiencia (Rodríguez, 2012),

- Topología en bus: todas las estaciones se conectan mediante cable a una misma línea de transmisión.
- Bus dual DQDB: por sus siglas en inglés Dual-Queue Dual-Bus consiste en dos buses unidireccionales que transportan la información en sentidos contrarios. Cada nodo puede comunicarse con cualquier otro escribiendo información sobre un bus y leyendo sobre el otro.

- Topología en estrella: las estaciones están conectadas directamente a un punto central que puede ser un conmutador o repetidor el cual retransmite la información recibida.
- Topología en anillo: cada estación tiene un receptor y un transmisor que hace la función de repetidor, pasando la información a la siguiente estación en sentido horario o antihorario.
- Topología de red jerárquica: todos los nodos están colocados en forma de árbol, es parecida a una serie de redes en estrella interconectados salvo en que no tienen un nodo central en cambio tiene un lado de enlace troncal generalmente ocupado por un hub o switch.

Protocolos de comunicación

Consisten en un sistema de reglas que permiten que dos o más entidades de un sistema intercambien datos con los dispositivos que conforman la red.

Los protocolos usados en la industria provienen de la evolución de los antiguos protocolos basados en comunicaciones serie y de la creación de nuevos estándares de nuevas tecnologías (Logicbus, 2019).

Modbus

Modicon Bus o Modbus es uno de los protocolos más antiguos utilizados para recibir datos de control a través de la comunicación punto a punto, se basa en una arquitectura maestro-esclavo, entre dispositivos controladores e instrumentos de campo (Flores y otros, 2017). La red desarrollada por este protocolo tiene la capacidad de transferir datos de un maestro o cliente entre 1 a 247 dispositivos esclavos o servidores (Tamboli y otros, 2015). De este estándar se deriva el protocolo MODBUS TCP/IP basado en un modelo cliente-servidor, MODBUS RTU que tiene una transmisión asincrónica en serie a través de RS-232 o RS-485 y el MODBUS ASCII (National Instruments, 2022).

DNP3

Protocolo para Red Distribuida en su versión 3, es un protocolo desarrollado para alcanzar interoperabilidad abierta y estándar entre los sistemas de empresas eléctricas,

petroleras, de agua, entre otras. Diseñado para aplicaciones de supervisión, control y adquisición de datos, el control puede realizarse a dispositivos que están en lugares distintos (Prakash, 2012). En el año 2010, DNP3 se define como norma IEEE 1588.

Profibus

Está basado en RS-485, el cual es un método común de comunicación serial. En una red Profibus, existen maestros y esclavos Profibus. Los maestros pueden ser, por ejemplo, PLCs, controladores de automatización programables (PACs) o sistemas de control distribuido (DCS). Los esclavos pueden ser una amplia gama de dispositivos: drives, motores, sensores, dispositivos en campo, robots, actuadores. El principio general de Profibus es recopilar diferentes entradas y salidas del campo en un solo dispositivo de Input/Output local, y luego transferir los datos a través de un solo cable hasta el maestro (Bowne, 2020).

Profinet

Está basado en Ethernet Industrial, TCP/IP y algunos estándares de comunicación pertenecientes al mundo de las tecnologías de la información. Una de sus características es Ethernet en tiempo real, donde los dispositivos que se comunican a través del bus de campo acuerdan cooperar en el procesamiento de las solicitudes enviadas dentro del bus. En una red profinet, hay PLC, PAC, DCS, pero también sensores, actuadores, robots, lectores de identificación por radiofrecuencia (RFID) y otros componentes de Entrada/Salida llamados controladores y dispositivos, respectivamente. Los conmutadores Ethernet estándar están disponibles para opciones de topología flexibles (Bowne, 2020).

DeviceNet

Es un protocolo de comunicación utilizado en la industria de la automatización para interconectar dispositivos de control para el intercambio de datos. Permite que dispositivos individuales se comuniquen con un controlador de red. DeviceNet acepta 3 modelos de conexión maestro/esclavo, entre pares y productor/consumidor, siendo los dos últimos modelos los que pueden aprovechar mejor el ancho de banda porque cualquier nodo de la red puede

enviar información y puede ser recibida por los demás nodos de la red al mismo tiempo (Pardo & Toro, 2017).

Unidad Terminal Remota

La Unidad Terminal Remota (RTU) está basado en un microprocesador y diseñado para el control y automatización de instalaciones. Entre sus funciones está la gestión con equipos, la comunicación en tiempo real con el sistema SCADA y mayor precisión en la adquisición y manejo de datos. Actualmente, estos equipos se han vuelto más relevantes para el control remoto de instalaciones distribuidas o en zonas desatendidas debido a las características que ofrecen, superando incluso a la tecnología de un PLC (Campos, 2019). Entre las funcionalidades que una RTU ofrece con respecto a un PLC están:

- Mayor tolerancia ambiental: esta es la característica principal por la que las RTUs superan a los PLC. Siendo así, las RTUs son utilizadas en su mayoría en zonas remotas y con temperaturas extremas, garantizando una comunicación fiable.
- Autonomía: las RTUs vienen integradas con un sistema de respaldo energético, en caso de que la alimentación de alterna falle, de esta manera el equipo sigue en funcionamiento evitando pérdida de datos.
- Diferentes protocolos de comunicación: las RTUs han adoptado varios protocolos de comunicación entre los que se puede destacar: DNP3, ModBus-TCP, IEC-60870-5, TCP/IP, HTTP, SNMP. Sin embargo, la más utilizada para comunicación interna es Modbus RTU, la cual puede implementarse sobre dos tipos de redes RS-485 o TCP/IP.
- Múltiples métodos de conexión: el hardware de la RTU viene adaptado con múltiples puertos físicos para la conexión con otros equipos como Ethernet, RS-485 y RS-232. Además, cuenta con un puerto GSM-GPRS/3G/4G para conexión inalámbrica con antenas.
- Mayor capacidad de memoria.

Para las centrales hidroeléctricas la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL, ha establecido una serie de normas, las cuales están presentes en la regulación

No. ARCONEL– 003/16 que trata sobre los “Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado por parte del CENACE” (ARCONEL, 2016). Dentro de este documento, en el primer apartado de la sección de “Responsabilidades de los Participantes del Sector Eléctrico Ecuatoriano (SEE) y del CENACE”, se establece que “las instalaciones deben ser diseñadas y construidas de tal forma que puedan instalar y operar en sus subestaciones y/o centrales, unidades terminales remotas o sistemas de adquisición de datos” (ARCONEL, 2016) que permitan proporcionar información completa, oportuna y confiable en tiempo real.

En cuanto a la adquisición de datos, la misma regulación establece que una de las fuentes de recolección de datos son las RTUs, y que deben estar disponibles para el Sistema de Administración de Energía (EMS) del CENACE y regirse a los protocolos definidos en esta regulación.

Según (ARCONEL, 2016) los protocolos de comunicación son:

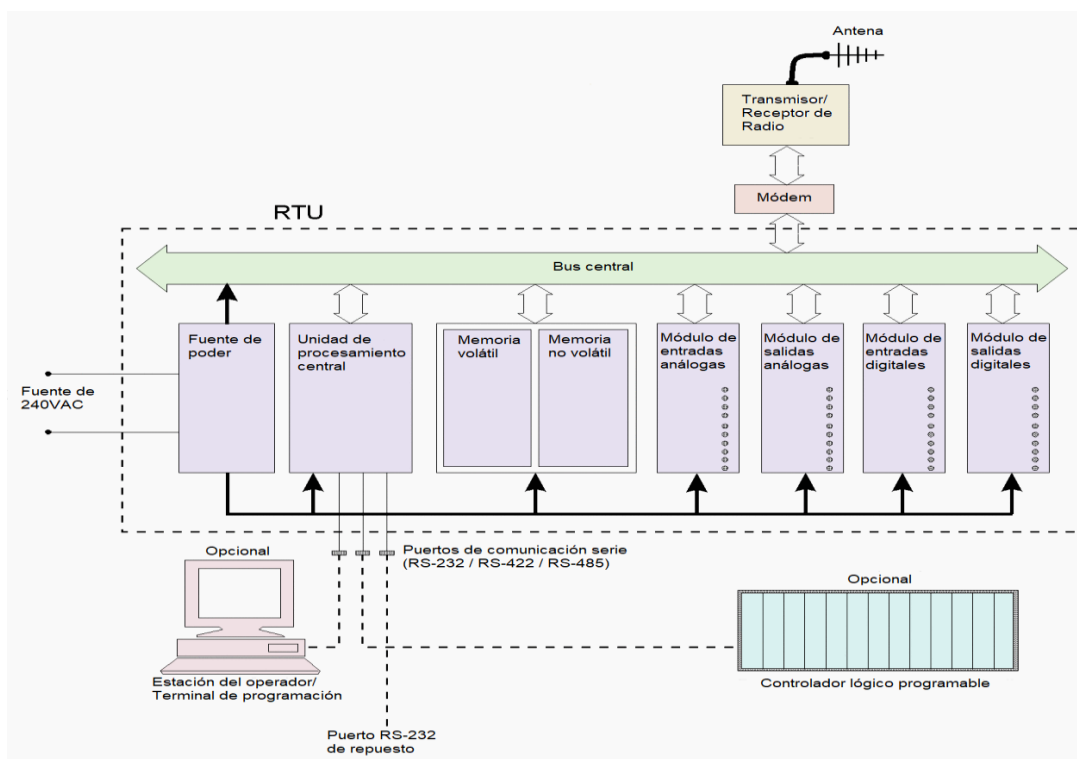
- Protocolo IEC - 60870-5-101 serial
- Protocolo IEC-60870-5-104 TCP/IP
- Protocolo DNP 3.0 serial y TCP/IP
- Protocolo RP570 de ABB serial
- Protocolo ICCP

Componentes de la RTU

Las RTUs son equipos modulares, según los requerimientos del usuario se puede instalar varios módulos con el uso de racks con distinta cantidad de slots. En la figura 5, se observa una configuración típica de una RTU modular.

Figura 5

Estructura típica de una RTU



Nota. Adaptado del artículo *Five Terms You MUST Be Familiar With: SCADA, DCS, PLC, RTU and Smart Instrument*, por Edvard, 2018

Según (Armenta, 2021) en su artículo “What is a Remote Terminal Unit (RTU)” establece cuatro componentes principales de una RTU:

Unidad Central de Procesamiento. La CPU es el componente principal de la RTU, ya que es la encargada de procesar la información, dirigir la transferencia de datos entre los registros y controlar las interrupciones en la interfaz de comunicación. Actualmente, cuentan con un microprocesador de 32 bits y un temporizador con precisión de 1 milisegundo para el registro de eventos.

Fuente de alimentación. La RTU incluye dos formas de alimentación que permiten su correcto funcionamiento. Su fuente principal es la red eléctrica de AC, la cual puede ser suministrada directamente desde la red eléctrica o mediante convertidores. En caso de una

falla en su alimentación principal, las RTUs cuentan con un sistema de respaldo que consta de una batería comúnmente de plomo-ácido o de litio.

Puertos de comunicación. Son un canal de comunicación con los equipos remotos o sistemas SCADA, para la transmisión y recepción de información que se realiza de forma periódica. La RTU es capaz de conectarse a varios dispositivos electrónicos mediante diferentes protocolos como RS-232, RS-485, Ethernet, entre otros. Además, puede utilizarse en cualquier tipo de topología ya sea anillo, serie, estrella, etc.

E/S físicas. La RTU permite conectar módulos de entrada y salida digitales y analógicas. Los módulos de entrada se encargan de la adquisición de información proporcionada por equipos, sensores, o cualquier otro dispositivo. Por el lado de las entradas digitales, la RTU detecta los cambios de un contacto remoto para tener una señal de dos estados, mientras que, para las entradas analógicas, monitorea señales de voltaje y/o corriente ya sea de 4-20 mA, 0-10 V, ± 5.0 V, entre otras. En cuanto a las salidas digitales, la RTU puede activar relés de control con alta capacidad de corriente, estas generalmente son más utilizadas a comparación de las salidas analógicas.

Softwares de diseño

TwinSoft

TWinSoft es un software utilizado para realizar la programación y las configuraciones de una TBox RTU. Esta fue desarrollada por Servelec Technologies, empresa líder en el mercado global de productos y sistemas de telemetría (MarketScreener, 2017). Este software es compatible con Windows y ofrece una experiencia de usuario fácil e intuitiva en el uso del programa, ya que ofrece cuadros de diálogo, asistentes y plantillas que permiten crear aplicaciones rápidamente y gestionar de forma dinámica la comunicación con equipos externos, alarmas, secuencia de eventos, entre otras, de forma local y remota.

Según (MarketScreener, 2017) las características que este software ofrece incluyen:

- Programación de eventos periódicos de forma mensual.

- Mayor seguridad para que los equipos superen el estándar de nivel 1 Achilles.
- Una interfaz de servicio web HTTP, para poder crear sistemas de supervisión remotos.

- Configuraciones de protección ante grandes cambios de tiempo.
- Detección de direcciones IP de DNS dinámico.
- Formato de hora universal coordinada (UTC).
- Diagnósticos de conexión de una Virtual Private Network (VPN).
- Variables de alarma para cambios de hora, falla de batería y reinicios del sistema.

En cuanto al editor gráfico, este software incluye WebForm Studio, el cual brinda al usuario las herramientas para crear páginas web dinámica HTML5.

WebForm Studio 2.0. Es un entorno gráfico intuitivo, que permite al usuario diseñar pantallas HMI para sistemas SCADA, con toda la información adquirida por la RTU. Fue desarrollado por la empresa CSE-Semaphore, que incorporó la compatibilidad de las interfaces con teléfonos inteligentes, tabletas y computadoras, pudiéndose abrir desde cualquier navegador.

Según (AutomationWorld, 2012) presenta las siguientes características:

- Entorno de configuración Asynchronous JavaScript y XML
- Compatible con sistema operativo Windows
- Uso de gráficos vectoriales
- No requiere programación específica
- No requiere licencia de software
- Facilita la gestión de alarmas, gráficos de tendencia y secuencia de eventos
- Cuenta con una extensa librería para la creación de dashboards
- Incluye vínculos para la navegación entre páginas, para crear una jerarquía
- Proporciona hasta 5 niveles de acceso y seguridad

FBxDesigner

FBxDesigner™ IEC 61131 es un software que permite la configuración de la RTU FB3000. Este fue desarrollado por Emerson, empresa dedicada a la innovación para dar soluciones saludables, seguras, inteligentes y sostenibles a los desafíos que presenta la industria (EMERSON, 2021). Este software es compatible con el sistema operativo Windows y ofrece al usuario un fácil manejo en su entorno de programación y diseño, incluyendo herramientas como zoom, barras de desplazamiento, administrador de accesos, barras personalizables de herramientas, de manera que el usuario pueda diseñar, editar, compilar y documentar sus aplicaciones.

Según (EMERSON, 2021) las características que este software ofrece incluyen:

- Compatibilidad con la norma IEC 61131-3
- Una extensa biblioteca con más de 300 funciones básicas de IEC 61131-3
- Más de 60 bloques de funciones para aplicaciones de petróleo, gas, agua y aguas residuales.
- Compatibilidad con lenguaje en escalera, bloque de funciones, texto estructurado, lista de instrucciones y funciones secuenciales
- Capacidad de combinar lenguajes para controlar el proceso
- Biblioteca personalizada con bloques de función definida por el usuario

iGW-VM

iGW-VM es un software dedicado al monitoreo y control de controladores integrados, y comunicación de una RTU con sistemas SCADA. Fue desarrollado por iGrid T&D, empresa especializada en el control y adquisición de datos en tiempo real (iGrid T&D, 2020). Además, (Direct Industry, 2020) menciona que el software es compatible con sistemas operativos Windows y Linux.

Según (iGrid T&D, 2020) las características que este software ofrece incluyen:

- Arquitectura redundante en caliente

- Alta escalabilidad y adaptable
- Fácil configuración por medio de la herramienta iConf
- Protección basada en el estándar IEC-62351
- Configuraciones personalizadas según los requisitos de la subestación
- Integración de módulos de entradas y salidas
- Conectividad de hasta 8 estaciones maestras
- Comunicación hasta 150.000 etiquetas

Capítulo III. Diseño de la propuesta

En este capítulo se presenta el diseño de la propuesta distribuido en cinco secciones. En la primera sección se detalla las zonas de la hidroeléctrica, describiendo las características de cada una.

En la segunda sección, se describe la arquitectura de red implementada en la automatización de las compuertas. En la tercera y cuarta sección, se establece el modelo de RTU que se utiliza para el diseño del sistema SCADA y las variables que han sido utilizadas por las RTUs para el monitoreo y control de la hidroeléctrica.

Finalmente, la última sección, presenta el diseño conceptual de las pantallas de captación y casa de máquinas que se han de desarrollar.

Zonas de la central Hidrotambo S.A.

La central hidroeléctrica es de tipo pasada ya que aprovecha el agua del río Dulcepamba para generar energía eléctrica y una vez cumplido este objetivo el agua se restituye al río. Las zonas por las que el río pasa se describen a continuación.

Represa

Para cerrar el cauce del río y derivar el caudal se construyó en la cota 393.6 msnm un azud de 2.5 m de altura y 40 m de longitud en dirección normal al río. Este está limitado en el margen derecho por las obras requeridas para captación y a la izquierda por un muro de ala. A continuación del azud, para amortiguar la caída del agua en crecida hay un colchón de aguas, seguido de un enrocado de protección a fin de evitar la socavación del cauce natural.

La obra de toma y rebosadero se ubican en el margen derecho del río aprovechando las condiciones topográficas existentes como se muestra en la figura 6. A la entrada de la obra de toma existe una grada de 1m de altura que limita la entrada de material sólido al rebosadero.

Figura 6*Represa de la central*

Nota. Imagen tomada de la Central Hidroeléctrica San José del Tambo.

Rebosadero

A la entrada del rebosadero se encuentra la reja de captación, con una inclinación de 60° , 4.3 m de longitud y 2 m de altura instalada en un muro de igual inclinación, cuya función es evitar que pasen sólidos flotantes y grandes.

El rebosadero tiene una longitud de 18 m y une la reja de captación con las compuertas de entrada al desarenador. Junto a este se tiene el canal de lavado que es transversal al flujo, cuya función es regular el nivel de agua que entra al desarenador cuando hay una crecida del río como se muestra en la figura 7.

Figura 7*Rebosadero*

Nota. Imagen tomada de la Central Hidroeléctrica San José del Tambo.

Desarenador

Las dimensiones del desarenador son 40 m de longitud, 10 m de ancho y una gradiente longitudinal del 5%, como se muestra en la figura 8. A la entrada tiene dos compuertas cuya sección útil es $1.5 \times 1.5 \text{ m}^2$ respectivamente, y que permiten el ingreso del agua a los dos canales denominados desarenador 1 y desarenador 2. En estos canales se realiza la medición de la calidad del agua, nivel, volumen y flujo, información que permite determinar el balance de agua turbinada.

La compuerta del desarenador 1 tiene una apertura total de 1.73 m, mientras que la compuerta del desarenador 2 es 1.75 m. Mediante el control de estas, se puede regular la cantidad de agua que pasa a la zona de lavado y posteriormente a tanque de carga.

Figura 8*Desarenador*

Nota. Imagen tomada de la Central Hidroeléctrica San José del Tambo.

Lavado

Al final del desarenador se encuentra un vertedero, como se muestra en la figura 9, con dos compuertas al final a las que se denominan lavado 1 y lavado 2. Estas tienen una apertura de 1.50 m y 1.51 m respectivamente; sin embargo, permanecen completamente cerradas para permitir el paso del agua limpia hacia el canal de conducción.

Estas compuertas solamente se abren cuando se va a realizar la limpieza de los canales y mediante tuberías subterráneas conducen el material sólido sedimentado en el desarenador hacia el río.

Figura 9

Zona de lavado



Nota. Imagen tomada de la Central Hidroeléctrica San José del Tambo.

Canal de conducción

Es una estructura tipo cajón, construida de hormigón armado de 2 x 2.3 m de sección interior y 2.19 m de longitud. El canal de conducción está confinado en zanja y el talud está reconformado y revegetado. Este tiene una extensión de 2 km aproximadamente, para la transición del caudal desde captación a tanque de carga.

Tanque de carga

El tanque de carga tiene una longitud de 20 m, un ancho de 10 m y una profundidad de 7.3 m, como se muestra en la figura 10. Dispone de una compuerta de cierre con apertura total de 1.845 m, la cual permite el paso de agua a la tubería de presión y una compuerta de lavado con apertura de 1.42 m, que desaloja materiales que se acumulan en el fondo del tanque y en condiciones normales de operación puede evacuar un flujo de 8 m³/s.

Figura 10*Tanque de carga*

Nota. Imagen tomada de la Central Hidroeléctrica San José del Tambo.

Además, junto al tanque, se encuentra un vertedero lateral de 7 m de longitud y profundidad de 6.2 m que descargará el caudal no requerido por la central, en el canal de excesos y lavado.

Canal de lavado y excesos

El canal de lavado y excesos tiene 1.4 m de ancho, 1.7 m de altura y longitud de 420 m, cuya descarga está direccionada a la quebrada de Andagoya.

Tubería de presión

Inicia en el tanque de carga y está enterrada 1m bajo la superficie del terreno. Tiene un diámetro interno de 1.8 m y una longitud total de 674 m, de los cuales 475.37 m son de acero, 184.03 m de poliéster reforzado con fibra de vidrio (PRFV) y 14.6 corresponden al bifurcador. Además, dispone de anclajes que la sujetan al terreno e impiden su desplazamiento ante cualquier solicitud de carga.

La elevación de la tubería de presión con respecto a casa de máquinas es de 136 m, con una distancia de 432 m y una pendiente del 30% aproximadamente, bajo estas condiciones la

velocidad del agua alcanza los 3.68 m/s, ya que la velocidad de circulación aumenta a mayor pendiente.

Casa de máquinas

La casa de máquinas se encuentra a cielo abierto, todas las instalaciones están en un solo nivel, en el área principal están instaladas dos grupos de generación equipados con turbinas Francis de eje horizontal con capacidad para generar 4 MW cada uno y en las áreas auxiliares los talleres, cuartos de baterías, bodegas y oficinas, como se muestra en la figura 11.

Figura 11

Casa de máquinas



Nota. Imagen tomada de la Central Hidroeléctrica San José del Tambo.

Las turbinas instaladas en casa de máquinas son del tipo Francis y pertenecen a la compañía alemana WKV, sus especificaciones técnicas se presentan en la tabla 1.

Tabla 1

Especificaciones técnicas de las turbinas Francis

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia (P)	3989	kW

Parámetro	Valor	Unidad
Altura Nominal (Hn)	136	m
Caudal (Q)	3250	l/s
Velocidad (n)	720	rpm

Los generadores que se encuentran acoplados a las turbinas por medio de cojinetes de soporte y desplazamiento son sincrónicos, en la tabla 2 se detalla las especificaciones técnicas.

Tabla 2

Especificaciones técnicas de los generadores

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia	4500	VA
Voltaje	4160	V
Corriente	625	A
Cos phi	0.8	
Conexión	Y	
Velocidad	720	rpm
Frecuencia	60	Hz
Temperatura ambiente	40	°C

Subestación de transformación

Junto a casa de máquinas se encuentra la subestación de transformación que cuenta con un transformador de potencia de la marca Schneider Electric, sus especificaciones se detallan en la tabla 3. La subestación se muestra en la figura 12. Esta subestación se conecta a la línea de transmisión cuya longitud aproximada es 26.5 km y termina en la subestación CEDEGE de la Empresa Eléctrica Los Ríos (EMELRIOS).

Figura 12*Subestación de transformación*

Nota. Imagen tomada de la Central Hidroeléctrica San José del Tambo.

Tabla 3*Especificaciones técnicas del transformador*

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia (P)	10000	kVA
Voltaje secundario	69000	V
Corriente secundaria	83	A
Voltaje primario	4160	V
Corriente primaria	1387	A
Frecuencia	60	Hz
Conexión	YNd11	

Restitución al río

La hidroeléctrica cuenta con un canal de restitución trapezoidal, revestido con hormigón armado y con una longitud aproximada de 100 m. Las dimensiones de la sección transversal son 1 m en la base, 1.8 m de altura y pendiente de las paredes del canal 0.577 H/V.

Arquitectura de red

La hidroeléctrica cuenta con una red que abarca la comunicación con el CENACE y los equipos en casa de máquinas, sin embargo, la comunicación con los equipos en la zona de captación no existía, razón por la cual se optó por ampliar la red local hasta esta zona mediante una arquitectura tipo DQDB ya que existe una buena comunicación a larga distancia, y al tener dos buses unidireccionales se minimiza la posibilidad que colisionen paquetes. Además, ofrece una alta velocidad, seguridad en la transmisión de datos y provee tolerancia de fallos para mantener las conexiones si el bus se rompe.

Para este propósito se utilizaron Distribuidores de Fibra Óptica (ODF) colocando 6 hilos de fibra, de los cuales se usaron dos y los cuatros restantes se dejaron como reserva. El primer hilo es utilizado como el bus A, para enlazar los dispositivos desde casa de máquinas hasta la zona de la radial 1, mientras que el segundo hilo es para crear el bus B que sirve de respaldo en caso de que el hilo de fibra 1 falle. También se usaron conversores de fibra (CF), routers y switches ethernet (SE) de cinco y ocho puertos. En la figura 13 se muestra la arquitectura de red tipo DQDB instalada en la hidroeléctrica.

La distribución de los equipos de la red es la siguiente:

- Dos ODFs y CFs por cada zona, usados como dispositivos de entrada-salida y de transmisión-recepción respectivamente.
- Un router a partir de la zona del tanque de carga, usados como puntos de acceso a internet.
- Un switch en cada zona. En casa de máquinas se conecta la RTU, el Network Video Recorder (NVR), la central telefónica y CFs. En el de tanque de carga, desarenador,

lavado, radial 1 y 2 se conectaron CFs, PLCs, switches POE y routers. En la zona de lavado se agregó al switch la RTU de captación. Por último, en las zonas radial 1 y 2 adicionalmente se conectaron las pantallas táctiles de control de las compuertas.

La expansión de la red wifi local hasta la zona de captación se detalla a continuación.

Se parte del router principal en casa de máquinas, el cual recibe la señal de internet del proveedor. Tanto el router como el conversor de fibra A van conectados al switch ethernet, de esta manera se inicia la red ya que el CFA se encarga de transmitir la señal al ODF1, este distribuye la señal mediante hilo 1 del cable de fibra hacia el ODF2 en la siguiente zona.

La señal que entra al ODF2 es convertida a señal eléctrica mediante el CFB que actúa como receptor y a su vez se conecta al switch para integrar los equipos a la red. A partir de este punto el proceso se repite hasta llegar a la zona de la radial 1. Cabe mencionar que, en cada zona los routers fueron configurados como puntos de acceso a internet creando dos redes la 2G y 5G, siendo la diferencia entre ambas la distancia de cobertura.

El segundo hilo de fibra se utiliza para el bus B y así formar la arquitectura tipo DQDB, el cual parte del ODF11 en la zona de la radial 1, se realiza un puente entre ODFs mediante patch cord de fibra. Cabe mencionar que la zona de la radial 1 se encuentra fuera de operación, por lo tanto, se dejó desconectado el conversor de fibra transmisor dando la opción de expandir la red o mantener la arquitectura lineal con el bus A.

Finalmente, estas conexiones permiten integrar todos los equipos a la red local de esta manera se puede monitorearlos y obtener la información requerida para el sistema de supervisión.

Figura 13

Arquitectura de red de la hidroeléctrica

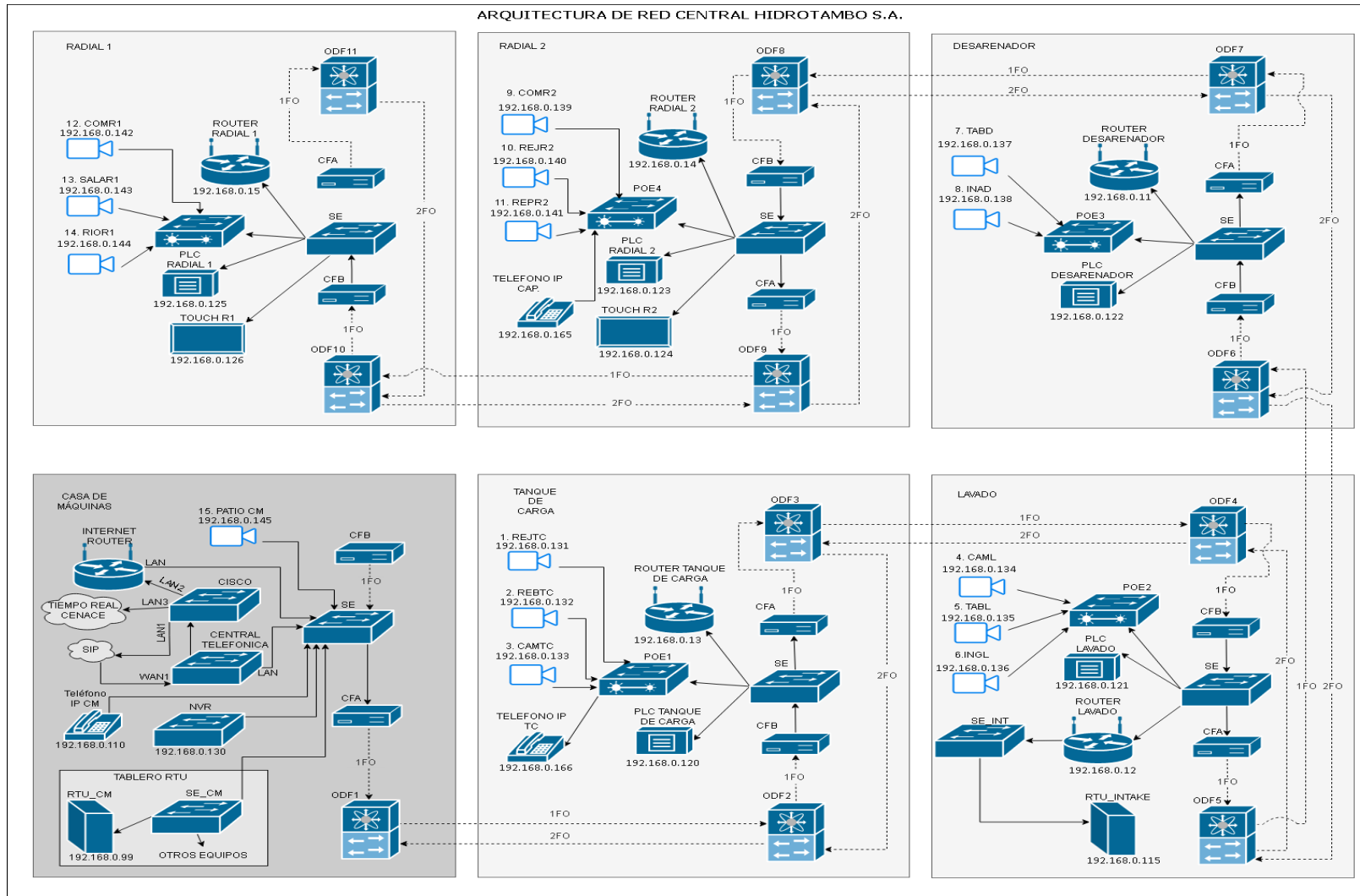


Tabla WAN

La hidroeléctrica implementó un sistema de fibra óptica para tener todos los equipos en una misma red local, con la finalidad de enviar y recibir información de los equipos. En la tabla 4, se detalla las direcciones IP, máscaras y puerta de enlace que se utilizaron en la arquitectura de red para la comunicación entre los equipos, mediante el uso del controlador Siemens S7-ISO de la RTU.

Tabla 4*Tabla WAN*

Ítem	Descripción	Dirección IP	Máscara	Gateway
Captación				
1	RTU captación	192.168.0.115	255.255.255.0	192.168.0.10
2	PLC desarenador	192.168.0.122		
3	PLC lavado	192.168.0.121		
4	PLC tanque de carga	192.168.0.120		
5	PLC radial 1	192.168.0.125		
6	PLC radial 2	192.168.0.3		
7	Touch R1	192.168.0.126		
8	Touch R2	192.168.0.2		
9	OCM2	192.168.0.117		
Casa de máquinas				
10	RTU CM	192.168.0.99	255.255.255.0	192.168.0.10
11	RTU iGrid	192.168.0.101		
12	Medidor principal	181.211.163.170		
14	Medidor respaldo	181.211.163.171		

Ítem	Descripción	Dirección IP	Máscara	Gateway
15	PLC tablero control	192.168.0.80		
16	NVR CM	192.168.0.130		

RTU MS-32-S2

La hidroeléctrica cuenta con dos unidades terminales remotas, ubicadas en la zona de captación y casa de máquinas. El modelo de estos equipos es MS-CPU32-S2 y MS-CPU32 respectivamente. Ambos equipos cumplen con los requisitos establecidos en la regulación ARCONEL, por lo que son adecuados para el desarrollo del sistema SCADA para el control y monitoreo de la hidroeléctrica. Ambos equipos al provenir del mismo modelo MS de RTU tienen características similares, siendo que la diferencia más relevante está en la capacidad de memoria

La RTU MS TBox forma parte de una gama de equipos que ofrece la empresa Ovarro. Esta cuenta con una arquitectura modular y utiliza tecnología de servidor web, lo que es ideal para aplicaciones que requieren mayor supervisión y alta precisión en la adquisición de datos. Esto en conjunto a su conexión a Internet, permite realizar sistemas SCADA de forma remota proporcionando acceso y control en tiempo real.

Según el folleto oficial del equipo proporcionado por (Ovarro, 2020), este modelo incluye las siguientes características de tecnología de servidor web:

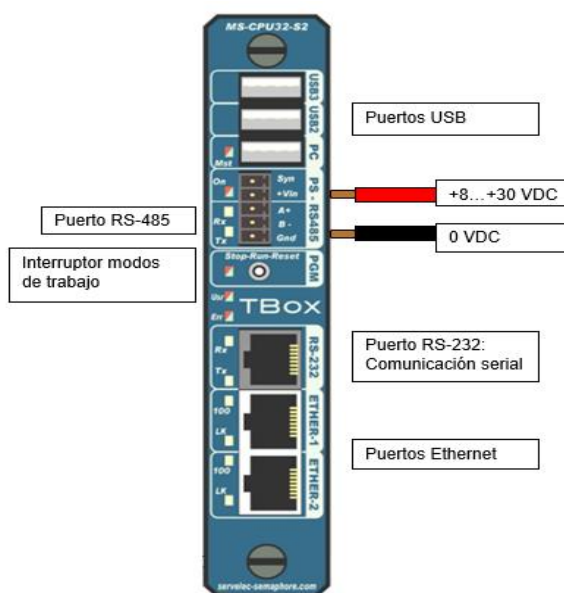
- Incluye opciones de módem 4G o LTE
- Brinda acceso y control remoto en tiempo real mediante VPN.
- Elimina la necesidad de software SCADA complejo
- Permite diseñar pantallas HMI menos costosas
- Compatible con cualquier navegador de internet

El software de configuración y programación compatible con este modelo de RTU es TWinsoft, que cuenta con las herramientas para realizar aplicaciones completas que incluyen el control dinámico de la comunicación entre dispositivos, la gestión de alarmas, registro de eventos y lógica de programación en caso de ser requerido, esto de forma local o remota. Adicional, viene incluido el entorno de diseño de pantallas WebForm Studio 2.0 que contiene varios elementos que permiten mostrar la información recopilada en la RTU.

En la figura 14, se puede observar una representación de la RTU instalada en la hidroeléctrica con detalles de su carcasa y las especificaciones técnicas del equipo se describen en la tabla 5.

Figura 14

RTU MS-CPU32-S2



Nota. Adaptado de Ficha técnica TBox-MS, por Servelec Technologies, 2020, [chrome-extension://efaidnbmninnibpcapjpcglclefindmkaj/http://download.automatronic.be/Catalogue-produits/TBoxMS_Technical_Specification_2.28.pdf](http://download.automatronic.be/Catalogue-produits/TBoxMS_Technical_Specification_2.28.pdf)

Tabla 5*Características técnicas de la RTU MS-CPU32-S2*

Especificación	Descripción
General	
Procesador	CPU de 32bits grado industrial 400 MHz
Interruptor modo de trabajo	Run – Stop - Reset
LED	
On (verde)	ON: CPU alimentado
Run/Stop (verde/rojo)	Verde: 2 Hz=Run; 0.5 Hz= Stop Rojo: 8 Hz= alarma activada
Fuente de poder	
Voltaje de alimentación	+8...+30 VDC
Suministro de corriente	Max. 2.5 A
Potencia de consumo	1.2 W sin conectar el puerto USB
Memoria	
Flash	32 MB
SDRAM	64 MB
SRAM	1 MB
Tarjeta SD	Máx. 32 GB
Puertos de comunicación	
	1 x RS-232
	1 x RS-485
	2 x Ethernet
	1 x USB Host y dispositivo
	2 x USB Host

Especificación	Descripción
Seguridad	IEC 60950
Certificaciones	CE, FCC, UL, CSA, C-Tick
Temperatura de trabajo	-40°C a 70°C
Humedad	15 a 95% sin condensación
Altitud	Máx. 5000m
Dimensiones	150 x 83 x 29 mm
Peso	272 g

Nota: Adaptado de Ficha técnica TBox-MS, por Servelec Technologies, 2020, 64hrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgiclfndmkaj/http://download.automatronic.be/Catalogue-produits/TboxMS_Technical_Specification_2.28.pdf

Tabla de recursos

En la tabla 6 se detalla las variables que han de usarse para el monitoreo y control de las compuertas radiales y planas de la hidroeléctrica. Estas serán creadas en la RTU de la zona de captación mediante el software TWinSoft, su función es escribir los valores digitales y análogos obtenidos del sistema SCADA y ya que la programación está orientada a los PLCs, estos valores se escriben directamente a las memorias designadas por el programador.

Tabla 6

Tabla de variables de control en la RTU de captación

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
		PLC compuertas desarenador		
1	subirD1	Botón virtual de subida para compuerta 1 del desarenador	21500	Booleanas
2	bajarD1	Botón virtual de bajada para compuerta 1 del desarenador	21501	

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
3	pararD1	Botón virtual de paro para la compuerta 1 del desarenador	21502	
4	subirD2	Botón virtual de subida para compuerta 2 del desarenador	21503	
5	bajarD2	Botón virtual de bajada para compuerta 2 del desarenador	21504	
6	pararD2	Botón virtual de paro para la compuerta 2 del desarenador	21505	
7	Ped1R	Paro de emergencia remoto para compuertas de desarenador	21506	
8	crecidaDr	Botón virtual de crecida	21507	
PLC compuertas lavado				
9	subirL1	Botón virtual de subida para compuerta 1 de lavado	21600	Booleanas
10	bajarL1	Botón virtual de bajada para compuerta 1 de lavado	21601	
11	pararL1	Botón virtual de paro para la compuerta 1 de lavado	21602	
12	subirL2	Botón virtual de subida para compuerta 2 de lavado	21603	
13	bajarL2	Botón virtual de bajada para compuerta 2 de lavado	21604	
14	pararL2	Botón virtual de paro para la compuerta 2 de lavado	21605	

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
15	Pel1R	Paro de emergencia remoto para compuertas de lavado	21606	
16	crecidaLr	Botón virtual de crecida	21607	
PLC compuertas tanque de carga				
17	subirT1	Botón virtual de subida para compuerta 1 de TC	21700	Booleanas
18	bajarT1	Botón virtual de bajada para compuerta 1 de TC	21701	
19	pararT1	Botón virtual de paro para la compuerta 1 de TC	21702	
20	subirT2	Botón virtual de subida para compuerta 2 de TC	21703	
21	bajarT2	Botón virtual de bajada para compuerta 2 de TC	21704	
22	pararT2	Botón virtual de paro para la compuerta 2 de TC	21705	
23	Pet1R	Paro de emergencia remoto para compuertas de TC	21706	
24	crecidaTr	Botón virtual de crecida	21707	
PLC compuerta radial 1				
25	PEr1	Paro de emergencia remoto	21800	Booleanas
26	marchaBr1	Botón marcha bomba remoto	21801	
27	paroBr1	Botón paro bomba remoto	21802	
28	subirR1	Botón de subida remoto	21803	

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
29	bajarR1	Botón de bajada remoto	21804	
30	crecidaR1	Botón de crecida virtual	21805	
31	startR1	Botón para enviar SP remoto	21806	
32	stopR1	Botón para parar remoto	21807	
33	zeroR1	Botón para cerrar 0%	21808	
34	cienR1	Botón para abrir 100%	21809	
35	b1R1on	Selector bomba 1 remoto	21831	
36	b2R1on	Selector bomba 2 remoto	21821	
37	SPr1	Setpoint en cm	21850	Análogas
38	SBr1	Selector de bombas	21852	
PLC compuerta radial 2				
39	Per2	Paro de emergencia remoto	21900	Booleanas
40	marchaBr2	Botón marcha bomba remoto	21901	
41	paroBr2	Botón paro bomba remoto	21902	
42	subirR2	Botón de subida remoto	21903	
43	bajarR2	Botón de bajada remoto	21904	
44	crecidaR2	Botón de crecida virtual	21905	
45	startR2	Botón para enviar SP remoto	21906	
46	stopR2	Botón para parar remoto	21907	
47	zeroR2	Botón para cerrar 0%	21908	
48	cienR2	Botón para abrir 100%	21909	
49	b1R2on	Selector bomba 1 remoto	21931	
50	b2R2on	Selector bomba 2 remoto	21921	
51	SPr2	Setpoint en cm	21950	Análogas

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
52	SBr2	Selector de bombas	21952	

En la tabla 7, se detallan las variables que serán leídas desde los PLCs para el monitoreo de la zona de captación, información que será mostrada en las respectivas pantallas.

Tabla 7

Tabla de variables para monitoreo en la RTU de captación

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
PLC compuertas desarenador				
1	LRd1	Indicador selector Local/Remoto compuerta 1	21508	Booleanas
2	sID1	Sensor inductivo 1 del desarenador 1	21509	
3	tD1	Sensor térmico compuerta 1	21510	
4	usUpD1	Micro switch de subida compuerta 1	21511	
5	usDnD1	Micro switch de bajada compuerta 1	21512	
6	subiendoD1	Estatus breaker de subida compuerta 1	21513	
7	bajandoD1	Estatus breaker de bajada compuerta 1	21514	
8	sBk1D	Estatus breaker 1	21515	
9	LRd2	Indicador selector Local/Remoto compuerta 2	21516	

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
10	sID2	Sensor inductivo 2	21517	
11	tD2	Sensor térmico compuerta 2	21518	
12	usUpD2	Micro switch de subida compuerta 2	21519	
13	usDnD2	Micro switch de bajada compuerta 2	21520	
14	subiendoD2	Estatus breaker de subida compuerta 2	21521	
15	bajandoD2	Estatus breaker de bajada compuerta 2	21522	
16	sBK2D	Estatus breaker 2	21523	
17	PEd	Paro de emergencia desarenador	21524	
18	crecidaD	Botón de crecida	21525	
19	RMLd	Relé monitor de línea	21526	
20	cmD1	Apertura compuerta 1 por cm	21550	Análogas
21	cmD2	Apertura compuerta 2 por cm	21552	
22	segD1	Apertura compuerta 1 por tiempo	21554	
23	segD2	Apertura compuerta 2 por tiempo	21556	
24	nopD1	Número de operaciones compuerta 1	21558	
25	nopD2	Número de operaciones compuerta 2	21560	
26	horD1	Horas de funcionamiento compuerta 1	21562	

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
27	horD2	Horas de funcionamiento compuerta 2	21564	
PLC compuertas de lavado				
28	LRI1	Indicador selector Local/Remoto compuerta 1	21608	Booleanas
29	sIL1	Sensor inductivo 1 del desarenador 1	21609	
30	tL1	Sensor térmico compuerta 1	21610	
31	usUpL1	Micro switch de subida compuerta 1	21611	
32	usDnL1	Micro switch de bajada compuerta 1	21612	
33	subiendoL1	Estatus breaker de subida compuerta 1	21613	
34	bajandoL1	Estatus breaker de bajada compuerta 1	21614	
35	sBk1L	Estatus breaker 1	21615	
36	LRI2	Indicador selector Local/Remoto compuerta 2	21616	
37	sIL2	Sensor inductivo 2		
38	tL2	Sensor térmico compuerta 2	21617	
39	usUpL2	Micro switch de subida compuerta 2	21618 21619	

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
40	usDnL2	Micro switch de bajada compuerta 2	21620	
41	subiendoL2	Estatus breaker de subida compuerta 2	21621	
42	bajandoL2	Estatus breaker de bajada compuerta 2	21622	
43	sBK2L	Estatus breaker 2	21623	
44	PEI	Paro de emergencia desarenador	21624	
45	crecidaL	Botón de crecida	21625	
46	RMLI	Relé monitor de línea	21626	
47	cmL1	Apertura compuerta 1 por cm	21650	Análogas
48	cmL2	Apertura compuerta 2 por cm	21652	
49	segL1	Apertura compuerta 1 por tiempo	21654	
50	segL2	Apertura compuerta 2 por tiempo	21656	
51	nopL1	Número de operaciones compuerta 1	21658	
52	nopL2	Número de operaciones compuerta 2	21660	
53	horL1	Horas de funcionamiento compuerta 1	21662	
54	horL2	Horas de funcionamiento compuerta 2	21664	
PLC compuertas tanque de carga				

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
55	LRt1	Indicador selector Local/Remoto compuerta 1	21708	Booleanas
56	sIT1	Sensor inductivo 1 del desarenador 1	21709	
57	tT1	Sensor térmico compuerta 1	21710	
58	usUpT1	Micro switch de subida compuerta 1	21711	
59	usDnT1	Micro switch de bajada compuerta 1	21712	
60	subiendoT1	Estatus breaker de subida compuerta 1	21713	
61	bajandoT1	Estatus breaker de bajada compuerta 1	21714	
62	sBk1T	Estatus breaker 1	21715	
63	LRt2	Indicador selector Local/Remoto compuerta 2	21716	
64	sIT2	Sensor inductivo 2	21717	
65	tT2	Sensor térmico compuerta 2	21718	
66	usUpT2	Micro switch de subida compuerta 2	21719	
67	usDnT2	Micro switch de bajada compuerta 2	21720	
68	subiendoT2	Estatus breaker de subida compuerta 2	21721	

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
69	bajandoT2	Estatus breaker de bajada compuerta 2	21722	
70	sBK2T	Estatus breaker 2		
71	PEt	Paro de emergencia desarenador	21723	
72	crecidaT	Botón de crecida	21724	
73	RMLt	Relé monitor de línea	21725	
74	cmT1	Apertura compuerta 1 por cm	21726	
75	cmT2	Apertura compuerta 2 por cm	21750	Análogas
76	segT1	Apertura compuerta 1 por tiempo	21752	
77	segT2	Apertura compuerta 2 por tiempo	21754	
78	nopT1	Número de operaciones compuerta 1	21756 21758	
79	nopT2	Número de operaciones compuerta 2	21760	
80	horT1	Horas de funcionamiento compuerta 1	21762	
81	horT2	Horas de funcionamiento compuerta 2	21764	
PLC compuerta radial 1				
82	b1R1	Bomba 1	21810	Booleanas
83	b2R1	Bomba 2	21811	
84	motorR1	Relé 3 activo	21812	
85	vVenR1	Válvula de venteo	21813	
86	tE1R1	Tarjeta electrónica S1	21814	

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
87	tE2R1	Tarjeta electrónica S2	21815	
88	ISubirR1	Led de subida	21816	
89	IBajarR1	Led de bajada	21817	
90	nivLr1	Led de nivel de aceite bajo	21818	
91	nivHr1	Led de nivel de aceite alto	21819	
92	maxPr1	Led de presión máxima	21820	
93	gM1R1	Led de guardamotor 1	21821	
94	gM2R1	Led de guardamotor 2	21822	
95	motor1R1	Led motor 1 encendido	21823	
96	motor2R1	Led motor 2 encendido	21824	
97	sB1R1	Indicador selector bomba 1	21825	
98	sB2R1	Indicador selector bomba 2	21826	
99	PEr1	Indicador paro de emergencia	21827	
100	sLRr1	Selector local/remoto	21828	
101	alB1R1	Alarma bomba 1	21829	
102	alB2R1	Alarma bomba 2	21830	
103	cmR1	Apertura compuerta 1 por cm	21854	Análogas
104	segR1	Apertura compuerta 1 por tiempo	21856	
105	nopR1	Número de operaciones radial 1	21858	
106	LT3	Sensor de nivel rebosadero	21860	
107	cmIzqR1	Sensor desplazamiento radial 1	21862	
108	cmDerR1	Sensor desplazamiento radial 1	21864	
109	cmIzqR2	Sensor desplazamiento radial 2	21866	
110	cmDerR2	Sensor desplazamiento radial 2	21868	

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
PLC compuerta radial 2				
111	b1R2	Bomba 1	21910	Booleanas
112	b2R2	Bomba 2	21911	
113	motorR2	Relé 3 activo	21912	
114	vVenR2	Válvula de venteo	21913	
115	tE1R2	Tarjeta electrónica S1	21914	
116	tE2R2	Tarjeta electrónica S2	21915	
117	ISubirR2	Led de subida	21916	
118	IBajarR2	Led de bajada	21917	
119	nivLr2	Led de nivel de aceite bajo	21918	
120	nivHr2	Led de nivel de aceite alto	21919	
121	maxPr2	Led de presión máxima	21920	
122	gM1R2	Led de guardamotor 1	21921	
123	gM2R2	Led de guardamotor 2	21922	
124	motor1R2	Led motor 1 encendido	21923	
125	motor2R2	Led motor 2 encendido	21924	
126	sB1R2	Indicador selector bomba 1	21925	
127	sB2R2	Indicador selector bomba 2	21926	
128	Per2	Indicador paro de emergencia	21927	
129	sLRr2	Selector local/remoto	21928	
130	aIB1R2	Alarma bomba 1	21929	
131	aIB2R2	Alarma bomba 2	21930	
132	cmR2	Apertura compuerta 1 por cm	21954	Análogas
133	segR2	Apertura radial 2 por tiempo	21956	

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
134	nopR2	Número de operaciones radial 2	21958	

En la tabla 8, se detallan las variables que son utilizadas para el monitoreo de las unidades generadoras ubicadas en casa de máquinas, estas incluyen las señales de los interruptores, alarmas, potencia, energía, voltaje, etc. Esta información es proporcionada por la empresa WKV, quienes realizaron la instalación de las unidades. Adicional, hay variables que son leídas desde la RTU de captación, cuyos valores son utilizados en el corte panorámico de la hidroeléctrica.

Tabla 8

Tabla de variables para monitoreo en la RTU de casa de máquinas

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
1	C52U1	Interruptor unidad 1 cerrado	20480	Booleanas
2	O52U1	Interruptor unidad 1 abierto	20481	
3	C57U1	Seccionador a tierra U1 cerrado	20482	
4	C52U2	Interruptor U2 cerrado	20483	
5	O52U2	Interruptor unidad 2 abierto	20484	
6	C57U2	Seccionador a tierra U2 cerrado	20485	
7	C57_010	Seccionador 4.16kV a tierra cerrado	20489	
8	C52_100	Interruptor 69kV cerrado	20490	
9	O52_100	Interruptor 69kV abierto	20491	
10	C57_100	Seccionador 69kV a tierra cerrado	20493	
11	APE_U1	Alarma protecciones eléctricas U1	20495	
12	APM_U1	Alarma protecciones mecánicas U1	20496	
13	APE_U2	Alarma protecciones eléctricas U2	20497	

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
14	APM_U2	Alarma protecciones mecánicas U2	20498	
15	U1om	U1 en operación manual	20501	
16	U2om	U2 en operación manual	20502	
17	U3om	U2 en operación	20503	
18	APE_TR	Alarma protecciones eléctricas TR1	20504	
19	APM_TR	Alarma protecciones mecánicas TR1	20505	
20	AT_TR	Alarma temperatura trafo 1	20506	
21	ABh_TR	Alarma buchholz trafo 1	20507	
22	AC_TR	Alarma presión trafo 1	20508	
23	APd_TR	Alarma presión diferencial trafo 1	20509	
24	AI	Alarma línea 69kV	20510	
25	P1	Potencia Unidad 1	20552	Análogas
26	Q1	Potencia reactiva Unidad 1	20554	
27	Vab1	Voltaje U1	20556	
28	P2	Potencia Unidad 2	20558	
29	Q2	Potencia reactiva U2	20560	
30	Vab2	Voltaje U2	20562	
31	P3	Potencia del medidor 3	20564	
32	Vab3	Voltaje medidor 3	20570	
33	F4	Frecuencia medidor 3	20572	
34	P5	Potencia medidor 4	20574	
35	Q5	Potencia reactiva M4	20576	
36	Vab5	Voltaje M4	20578	
37	F5	Frecuencia M4	20580	

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
38	E Ae5	Energía activa	20582	
39	E Re5	Energía reactiva	20600	
40	E Ai5	Energía activa inductiva	20602	
41	E Ri5	Energía reactiva inductiva	20604	
42	L	Nivel tanque de carga	20622	
43	F	Flujo del tanque de carga	20624	
44	P_CM	Potencia casa de máquinas	20682	
45	Q_CM	Potencia reactiva ION7650	20684	
46	Vab_CM	Voltaje ION7650	20686	
47	F_CM	Frecuencia ION7650	20688	
48	E Ae_CM	Energía activa ION7650	20710	
49	E Ai_CM	Energía reactiva ION7650	20712	
50	E Re_CM	Energía activa inductiva	20714	
51	E Ri_CM	Energía reactiva inductiva	20716	
52	fF	Factor de flujo	20628	
53	Fc	Flujo convertido	20680	
54	iLT1	Nivel desarenador 1 msnm	20708	
55	iLT2	Nivel Desarenador 2 msnm	20718	
56	iLT3	Nivel Represa msnm	20720	
57	imLT1	Nivel Desarenador 1 [m]	20726	
58	imLT2	Nivel Desarenador 2 [m]	20744	
59	imLT3	Nivel Represa [m]	20746	
60	imLT4	Nivel Tanque de carga [m]	20748	
61	pC1	Porcentaje apertura compuerta R1	21028	

Ítem	Símbolo	Descripción	Dirección	Tipo
62	pC2	Porcentaje apertura compuerta R2	21066	
63	pC3	Porcentaje apertura compuerta D1	21068	
64	pC4	Porcentaje apertura compuerta D2	21070	
65	pC5	Porcentaje apertura compuerta L1	21096	
66	pC6	Porcentaje apertura compuerta L2	21098	
67	pC7	Porcentaje apertura compuerta TC1	21202	
68	pC8	Porcentaje apertura compuerta TC1	20500	
69	FT1	Flujo desarenador 1	20502	
70	FT2	Flujo desarenador 2	20504	
71	FT7	Flujo salida lavado	20506	
72	FTt	Volumen desarenadores	20956	

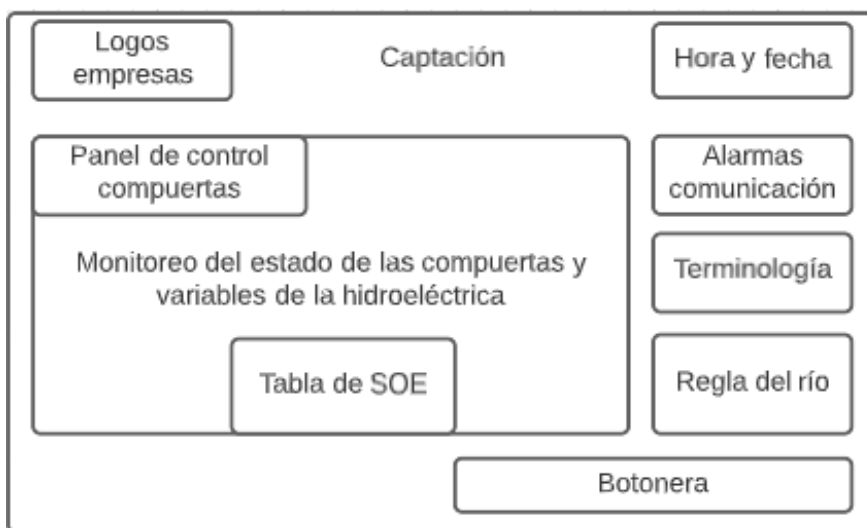
Diseño conceptual de las pantallas

Basándose en el estándar ANSI/ISA-101 para el diseño de HMI, las pantallas por desarrollar deben ser consistentes, claras e intuitivas. Siendo así, se plantea una guía conceptual para el diseño de las pantallas mediante bloques como se detalla a continuación.

La figura 15 muestra la pantalla principal de la RTU de captación, cuyas funciones son monitorear el estado de las compuertas, medición del agua que ingresa a esta zona y el control de las compuertas. También, presenta una tabla de la secuencia de eventos que indica al usuario todas las acciones que se han realizado en un determinado periodo de tiempo, la regla del río indica el nivel del agua con respecto al piso de la compuerta radial 2, un cuadro de alarmas de comunicación que indica si se ha perdido la comunicación con algún equipo conectado a la red.

Figura 15

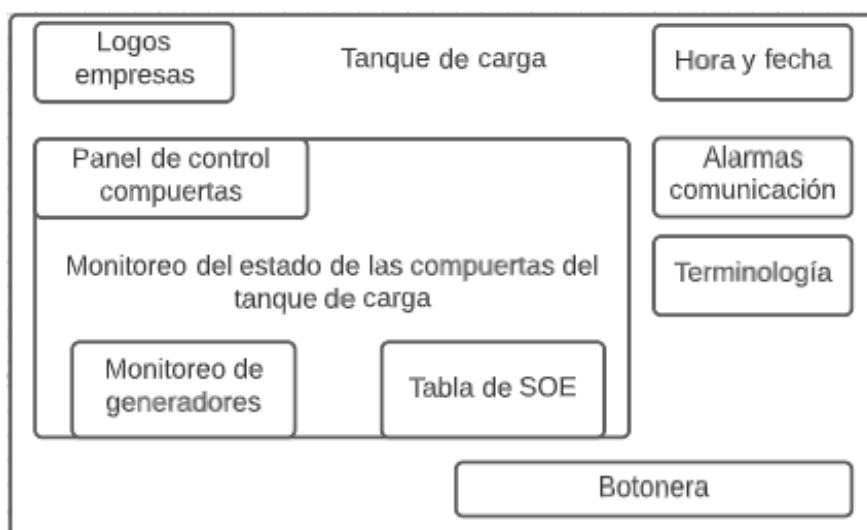
Diseño conceptual de la pantalla principal de captación



La figura 16 muestra la pantalla secundaria del tanque de carga, su función es el monitoreo y control remoto de las compuertas de esta zona y supervisión de las unidades generadoras de energía. Esta pantalla es diseñada por separado para poder juntar la información de casa de máquinas.

Figura 16

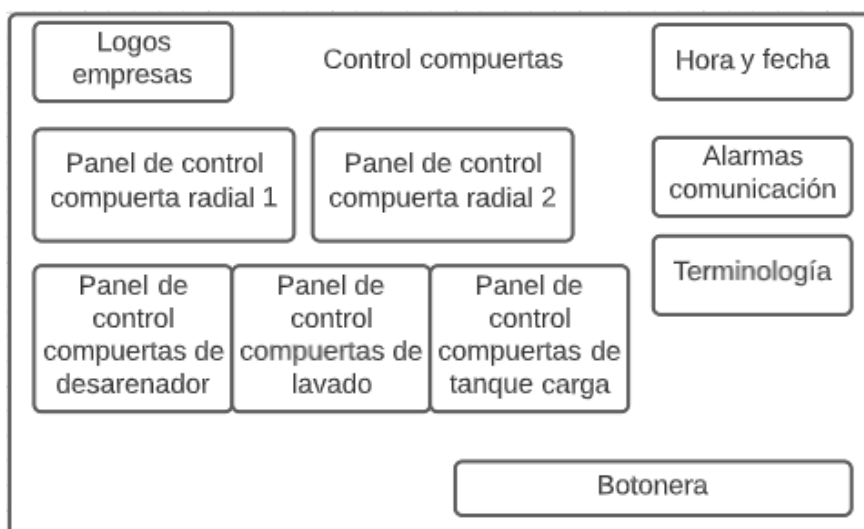
Diseño conceptual de la pantalla de tanque de carga



La figura 17 muestra la pantalla secundaria con los paneles de control de las compuertas de la hidroeléctrica. Su función principal es controlar las compuertas y monitorear datos relevantes como la apertura en centímetros, el número de operaciones y el tiempo que tarda en abrir o cerrar una compuerta.

Figura 17

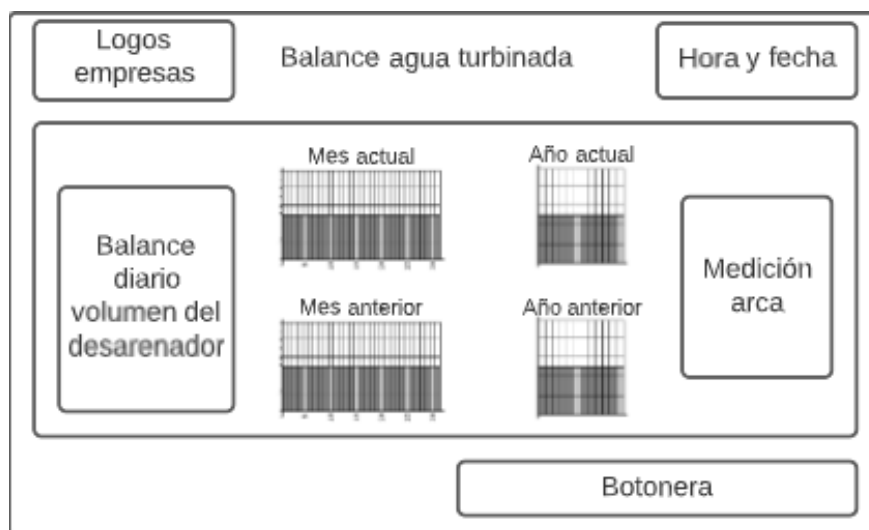
Diseño conceptual de la pantalla de control de compuertas



La figura 18 muestra la pantalla secundaria de las gráficas de balance de agua turbinada de la zona de captación. Su función es brindar información al usuario del volumen total de agua mensual y anual que pasa por el desarenador, además de las mediciones de flujo, nivel, volumen y temperatura del arca.

Figura 18

Diseño conceptual de la pantalla de balance de agua turbinada



La figura 19 muestra la pantalla de alarmas y secuencia de eventos de la zona de captación, el mismo diseño será utilizado para la RTU de casa de máquinas. Su función es presentar los eventos de forma organizada, mostrando la fecha, hora y la descripción de la alarma y/o evento, de tal manera que se pueda realizar un análisis de lo que ocurre en caso de fallas en las compuertas.

Figura 19

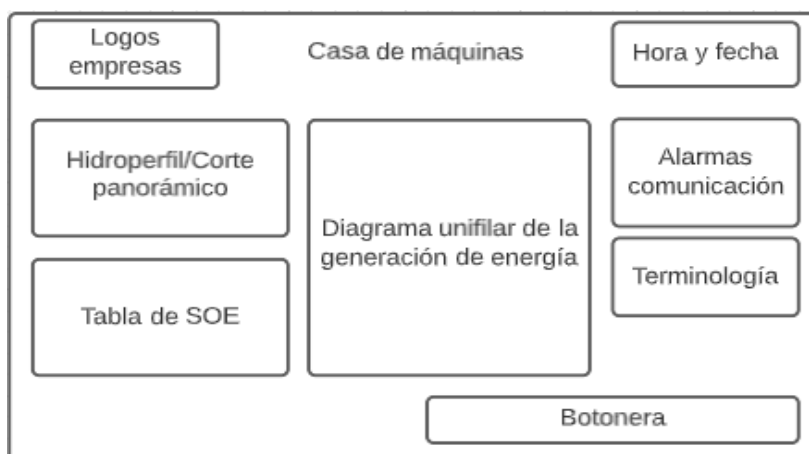
Diseño conceptual de la pantalla de alarmas y SOE



La figura 20 muestra la pantalla principal de la RTU de casa de máquinas. Su función principal es el monitoreo del proceso de generación de energía, comenzando por los generadores, el transformador y la línea de transmisión. Adicional, se tiene el hidro-perfil el cual muestra información de producción, factor de planta y paros de las compuertas.

Figura 20

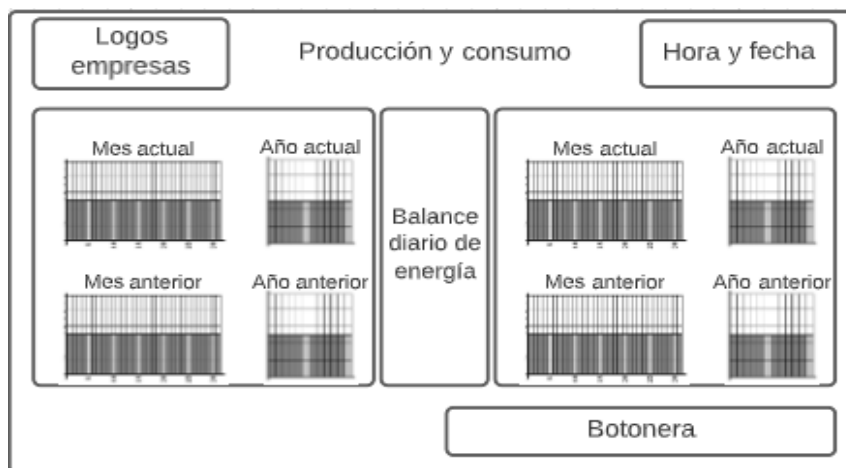
Diseño conceptual de la pantalla principal de casa de máquinas



La figura 21 muestra la pantalla secundaria de las gráficas de producción de energía y consumo de agua del río. Estas gráficas presentan información del mes/año anterior y actual, con lo cual se puede realizar un análisis para determinar posibles fallas en la hidroeléctrica.

Figura 21

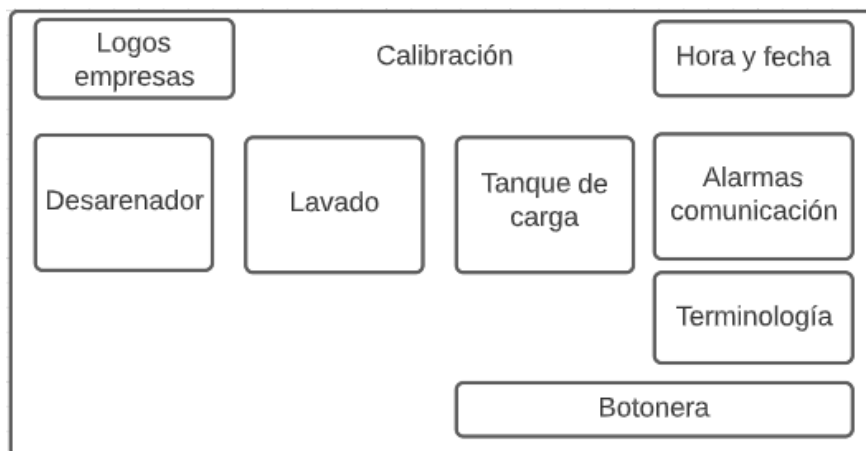
Diseño conceptual de la pantalla de producción de energía y consumo de agua



La figura 22 muestra la pantalla de calibración para las compuertas planas, su función es permitir el ingreso del valor real que sirve como punto de partida para el conteo ascendente o descendente de los centímetros de apertura.

Figura 22

Diseño conceptual de la pantalla de calibración



Capítulo IV. Desarrollo de la propuesta

En este capítulo se explica los procedimientos para el desarrollo de la propuesta. En las tres primeras secciones se detalla la actualización de las configuraciones en las RTUs de casa de máquinas y captación, el complemento utilizado para la comunicación con los PLCs, la creación y asociación de variables para la lectura y escritura en las interfaces del sistema SCADA.

En la cuarta sección se muestra el diseño final de las pantallas realizadas en el editor gráfico, que han de ser cargadas en las respectivas RTUs. También se explica su funcionalidad, los elementos que la componen y sus características.

Las siguientes secciones se enfocan en la generación de reportes, gestión de alarmas, secuencia de eventos y la programación realizada para la rutina de crecida, alarmas de comunicación, la curva de calibración del sensor de nivel y la calibración de las compuertas.

Configuración de la RTU

La central hidroeléctrica cuenta con un modelo específico de RTU con una aplicación desactualizada e independiente, es decir, no tiene comunicación con el resto de los equipos que conforman la red local. Para integrar la RTU de captación, una de las primeras configuraciones que se debe cambiar es la dirección de la estación, como se muestra en la figura 23 esta corresponde a la estación 2, ya que este equipo viene a ser el esclavo de la estación 1 que pertenece a la RTU principal de casa de máquinas como se muestra en la figura 24.

Adicional, se puede variar el tamaño de los registros para la cronología digital, cuyo valor por defecto es 64 registros; sin embargo, ante las nuevas funciones del sistema es necesario tener un tamaño mayor para el almacenamiento de los registros por lo que, se utiliza el valor máximo permitido de 512.

Figura 23*Configuración RTU de captación*

The screenshot shows the 'RTU Properties' dialog box with the following settings:

- Identification:**
 - RTU type: TBoxMS CPU32-S2
 - Name: hTamboA
 - Station Address: 2 (highlighted with a red box)
 - SubAddress: 0
 - OS Version (Offline): Major 1, Minor 42
- Telephone Number:**
 - Country: Ecuador (593)
 - Area Code: (empty)
 - Telephone Number: (empty)
 - Connect using an internal line
- Sizes:**
 - Digital Chronology: 512 records (highlighted with a red box)
 - Analog Chronology: 100 records
- Time Zone:**
 - Time Zone: (UTC-05:00) Bogotá, Lima, Quito, Rio Branco
 - Summer / Winter Management

Figura 24*Configuración RTU de casa de máquinas*

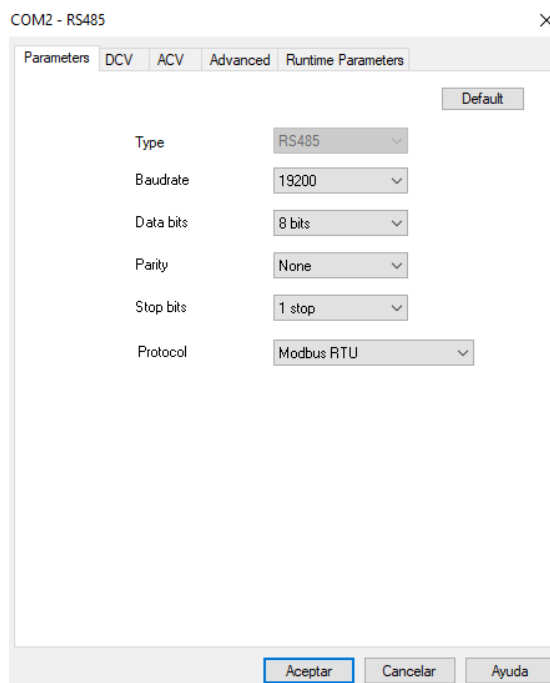
The screenshot shows the 'RTU Properties' dialog box with the following settings:

- Identification:**
 - RTU type: TBoxMS CPU32
 - Name: hTambo
 - Station Address: 1
 - SubAddress: 0
 - OS Version (Offline): Major 1, Minor 42
- Telephone Number:**
 - Country: Ecuador (593)
 - Area Code: (empty)
 - Telephone Number: (empty)
 - Connect using an internal line
- Sizes:**
 - Digital Chronology: 512 records
 - Analog Chronology: 100 records
- Time Zone:**
 - Time Zone: (UTC-05:00) Bogotá, Lima, Quito, Rio Branco
 - Summer / Winter Management

En la RTU de captación se hace uso del puerto COM2 para la comunicación RS-485 y COM3 para ethernet. En la figura 25, se muestra los parámetros definidos para la comunicación con el Open Channel Meter (OCM) ubicado en el desarenador 1. Esta configuración está basada en los parámetros del OCM, variando únicamente la velocidad de transmisión de 9600 a 19200 baud.

Figura 25

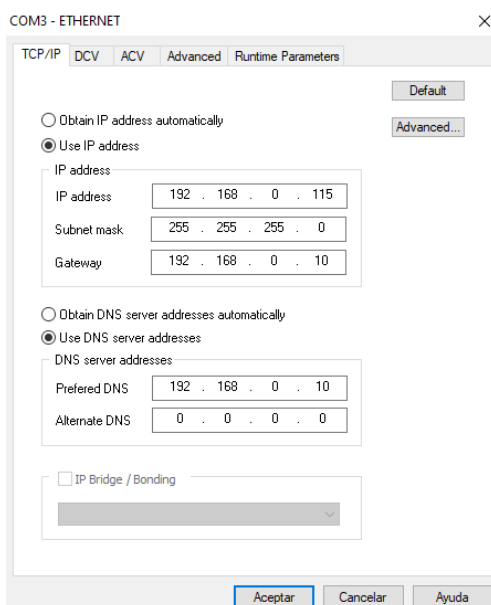
Configuración puerto 2 de la RTU de captación



Para la integración a la red local, se debe establecer la dirección IP del puerto COM3 de la RTU. En este caso, la dirección 192.168.0.115 y la máscara de subnet estaban previamente establecidas, la actualización fue realizada en la puerta de enlace, modificando la dirección de la 192.168.0.1 a la 192.168.0.10, como se muestra en la figura 26. Para poder conectarse mediante wi-fi se estableció una dirección DNS fija, cuya dirección es la misma de la puerta de enlace. Una vez configurado el puerto, se procede a conectar la RTU mediante cable de cobre al switch ethernet para establecer la comunicación con la RTU en la red local.

Figura 26

Configuración puerto 3 de la RTU



En la figura 27, se puede observar las configuraciones guardadas para la RTU de captación. Como solo se hace uso de los puertos 2 y 3 no es necesario configurar los otros puertos.

Figura 27





Puertos de la RTU de captación

Port	Type	Protocol	Informations
COM1	RS232	Modbus RTU	9600 - 8 bits - None - 1 stop
COM2	RS485	Modbus RTU	19200 - 8 bits - None - 1 stop
COM3	ETHERNET	IP	192.168.0.115 / 255.255.255.0 / 192.168.0.10
COM4	ETHERNET	IP	192.168.1.99 / 255.255.255.0 / 192.168.1.1
COM5	USB Host&Dev...	IP	
COM6	USB Host		
COM7	USB Host		

El mismo procedimiento se realiza para la RTU de casa de máquinas, cuya configuración se puede observar en la figura 28. En este caso, se utiliza los puertos 2 y 3 para la red local, mientras que el puerto 4 tiene una dirección IP pública para conexión por wifi.

Figura 28

Puertos de la RTU de casa de máquinas

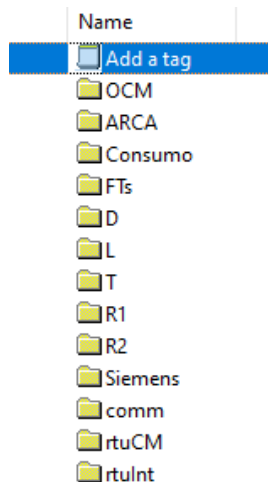
Port	Type	Protocol	Informations
 COM1	RS232	Modbus RTU	9600 - 8 bits - None - 1 stop
 COM2	RS485	Modbus RTU	115200 - 8 bits - Even - 1 stop
 COM3	ETHERNET	IP	192.168.0.99 / 255.255.255.0 / 192.168.0.10
 COM4	ETHERNET	IP	181.211.163.172 / 255.255.255.248 / 181.211.163.169

Creación de variables

Para la creación de variables, se agregaron carpetas para tener una distribución ordenada de los tags y sus direcciones Modbus. En la figura 29, se puede observar 13 carpetas que contienen las variables digitales y análogas que se van a utilizar para el monitoreo y control de la hidroeléctrica.

Figura 29

Árbol de variables



En la figura 30, se puede observar un ejemplo de la declaración de variables digitales y análogas en TWinSoft, que están direccionadas a las memorias de lectura y escritura en los PLC, en este caso corresponde a las variables del desarenador. Además, la RTU al tener una dirección pública permite realizar el monitoreo de estas variables de forma remota y en tiempo real, para analizar las causas en caso de fallas.

Figura 30

Declaración de variables para sistema SCADA

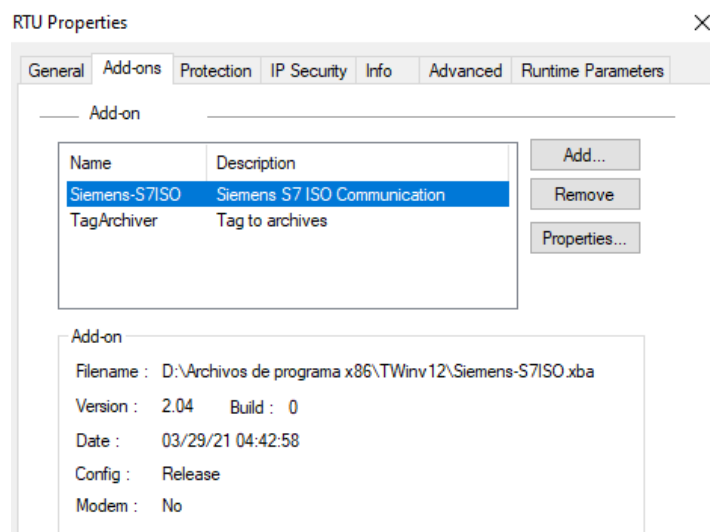
	Name	Value	Address	Type	Comment	Initi...	Modbus Address
27	∩ RMLd	0	DIV00032	Bool	Relé monito de línea		21526
28	∩ resD1	0	DIV00033	Bool	Reserva I2.3		21527
29	∩ resD2	1	DIV00034	Bool	Reserva I2.4		21528
30	∩ resD3	0	DIV00035	Bool	Reserva I2.5		21529
31	∩ resD4	0	DIV00036	Bool	Reserva I2.6		21530
32	∩ resD5	1	DIV00037	Bool	Reserva I2.7		21531
33	∩ iPEd	0	DIV00038	Bool	HMI: Indicador crecida		21532
34	∩ setD1	0	DIV00039	Bool	Seteo calibración		21533
35	∩ setD2	0	DIV00040	Bool	Seteo calibración		21534
36	∩ resd9	0	DIV00041	Bool	Reserva		21535
37	∩ resd10	0	DIV00042	Bool	Reserva		21536
38	∩ resd11	0	DIV00043	Bool	Reserva		21537
39	∩ resd12	0	DIV00044	Bool	Reserva		21538
40	∩ resd13	0	DIV00045	Bool	Reserva		21539
41	∩ resd14	0	DIV00046	Bool	Reserva		21540
42	∩ iCreD	0	DIV00047	Bool	Reserva		21541
43	✓ cmD1	1615	AIV00132	Word	Apertura C1 por cm		21550
44	✓ cmD2	1550	AIV00133	Word	Apertura C2 por cm		21552
45	✓ segD2	0	AIV00135	Word	Apertura C1 por tiempo		21556
46	✓ segD1	0	AIV00134	Word	Apertura C1 por tiempo		21554
47	✓ nopD1	197	AIV00136	Word	Número de operaciones C1		21558
48	✓ nopD2	185	AIV00137	Word	Número de operaciones C2		21560
49	✓ horD1	3381	AIV00139	DWord	Horas de funcionamiento C1		21562

Conexión de la RTU con los PLCs

Para la conexión de una RTU con un PLC se requiere la instalación del complemento Siemens S7-ISO, como se puede observar en la figura 31, ya ha sido instalado y se muestra dentro de las propiedades del software TWinSoft. Esto permite a la RTU la implementación de funciones de escritura y lectura, ya que le otorga el nivel de maestro en la red, siendo los PLC los esclavos.

Figura 31

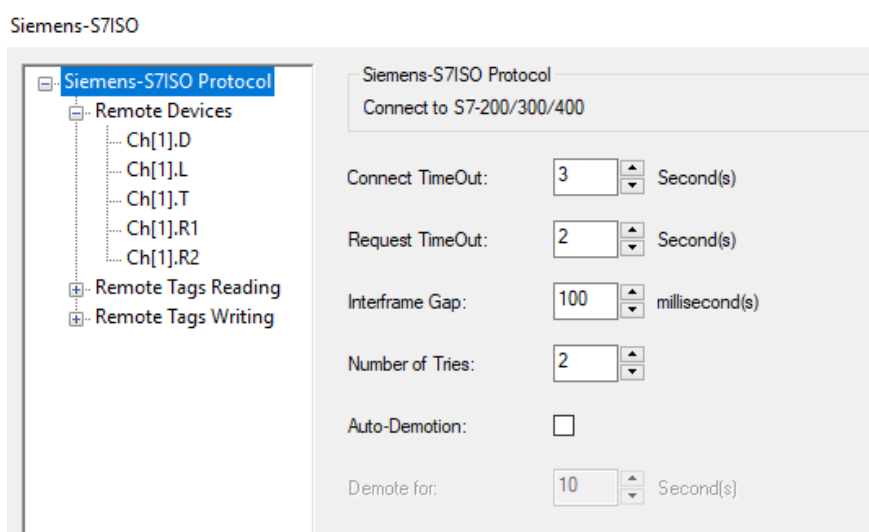
Complemento Siemens S7ISO



Posteriormente hay que crear los dispositivos a los que se quiera realizar la lectura y/o escritura. Como se muestra en la figura 32, se han creado 5 dispositivos que corresponden a los PLC VIPA de las compuertas planas y a los PLC Siemens que controlan las compuertas radiales.

Figura 32

Creación de dispositivos con complemento S7ISO



Una vez creados los dispositivos es necesario configurarlos para poder comunicar la RTU con el PLC. Como ya se ha mencionado, este complemento acepta PLC ajenos a la marca Siemens, siempre y cuando, sean compatibles con los modelos S7-200, S7-300, S7-400, S7-1200, S7-1500 o logo!8. En este caso, el PLC VIPA es similar al modelo S7-300. Adicionalmente, hay que ingresar unos tags específicos para la lectura, escritura y estado, los cuales permiten habilitar o deshabilitar estas funciones como se muestra en la figura 33. Los siguientes campos por configurar son el protocolo de comunicación, el puerto ethernet, la dirección IP y características del PLC, como se muestra en la figura 34.

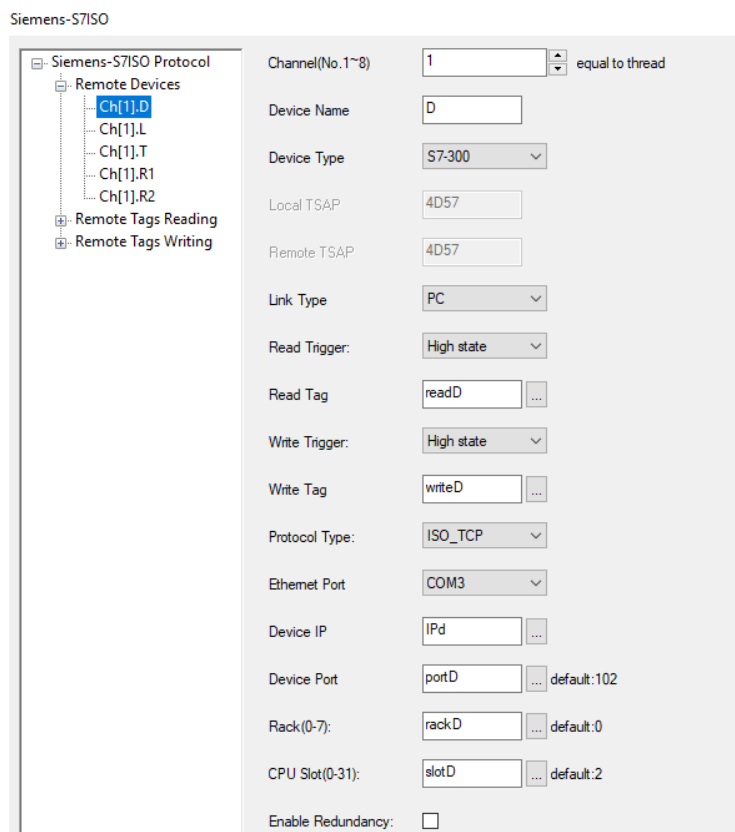
Figura 33

Variables

	Name	Value	Address	Type	Comment	Initi...	Modbus Address
	Add a tag						
1	<input checked="" type="checkbox"/> IPt		AIV00186	DWord	IP tanque		20000
2	<input checked="" type="checkbox"/> sT		AIV00182	Byte	Estatus PLC T		20002
3	<input checked="" type="checkbox"/> slotT		AIV00187	Word			20004
4	<input checked="" type="checkbox"/> rackT		AIV00188	Word			20006
5	<input checked="" type="checkbox"/> portT		AIV00189	Word		102	20008
6	<input type="checkbox"/> writeT		DIV00121	Bool	Registro de escritura	1	20010
7	<input type="checkbox"/> readT		DIV00120	Bool	Registro de lectura	1	20011
8	<input checked="" type="checkbox"/> IPI		AIV00190	DWord	IP Lavado		20020
9	<input checked="" type="checkbox"/> sL		AIV00191	Byte	Estatus PLC L		20022
10	<input checked="" type="checkbox"/> slotL		AIV00192	Word			20024
11	<input checked="" type="checkbox"/> rackL		AIV00193	Word			20026
12	<input checked="" type="checkbox"/> portL		AIV00194	Word		102	20028
13	<input type="checkbox"/> writeL		DIV00224	Bool	Registro de escritura	1	20030
14	<input type="checkbox"/> readL		DIV00225	Bool	Registro de lectura	1	20031
15	<input checked="" type="checkbox"/> IPd		AIV00195	DWord	IP desarenador		20040
16	<input checked="" type="checkbox"/> sD		AIV00196	Byte	Estatus PLC D		20042
17	<input checked="" type="checkbox"/> slotD		AIV00197	Word			20044
18	<input checked="" type="checkbox"/> rackD		AIV00198	Word			20046
19	<input checked="" type="checkbox"/> portD		AIV00199	Word		102	20048
20	<input type="checkbox"/> writeD		DIV00226	Bool	Registro de escritura	1	20050
21	<input type="checkbox"/> readD		DIV00227	Bool	Registro de lectura	1	20051
22	<input checked="" type="checkbox"/> IPr1		AIV00200	DWord	IP Radial 1		20060

Figura 34

Configuración del PLC en el complemento S7ISO de la RTU



En la versión del TWinSoft que se ha utilizado para el desarrollo de este proyecto, es necesario definir un tag en el complemento de comunicación para ingresar la dirección IP. En la figura 35, se muestra como mediante programación en Basic se ha declarado las direcciones de cada PLC.

Figura 35

Declaración direcciones IP en Basic

```

*****Inicialización direcciones IP*****
IPt=StrToIP("192.168.0.120")
IP1=StrToIP("192.168.0.121")
IPd=StrToIP("192.168.0.122")
IPr1=StrToIP("192.168.0.125")
IPr2=StrToIP("192.168.0.3")

```

De esta manera, quedan creados y configurados los dispositivos para la comunicación con los PLC mediante este complemento. Lo siguiente que se debe realizar es la asociación de las variables para la lectura y escritura.

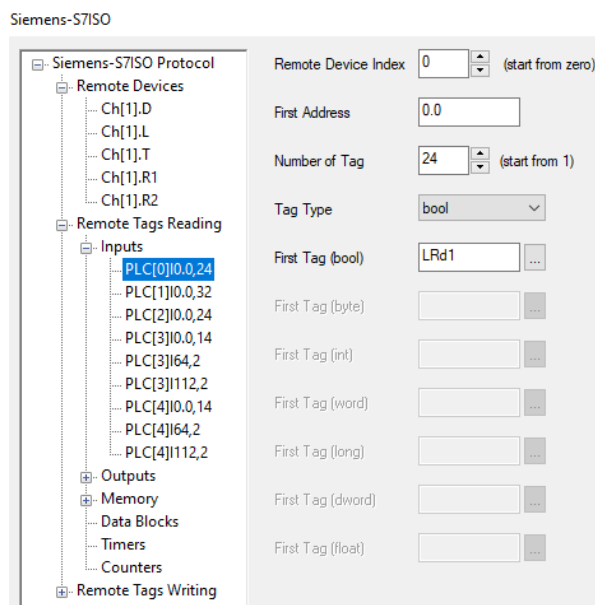
Lectura de variables de monitoreo

La lectura de variables se puede realizar directamente desde las entradas, salidas, memorias, bloques de datos, temporizadores y contadores del PLC. En este caso se ha realizado la lectura de las entradas, salidas y algunas memorias establecidas en el capítulo 3.

Como se puede observar en la figura 36, el complemento S7-ISO requiere completar algunos campos. En primer lugar define el índice del dispositivo, este valor comienza desde el 0 y se refiere al orden en que fueron creados los dispositivos, para este caso, el primero corresponde al número 0, mientras que el último es el índice 4.

El siguiente campo por completar es el tipo de variable que se va a leer, como se muestra en la figura 36, el complemento permite leer varios tipos de datos. Se ingresa la dirección desde la cual se inicia el barrido, en este caso, se pretende leer directamente las entradas digitales del PLC, por lo que la dirección es la 0.0, seguido por la cantidad de tags.

Finalmente, se debe seleccionar una variable en la RTU para asociarla con la del PLC, cabe destacar que deben ser del mismo tipo y en caso de realizar un barrido de varias variables, las direcciones Modbus de los tags en la RTU deben ser continuas. Este proceso es el mismo para la lectura de salidas y memorias de cada dispositivo, por lo que, es necesario tener creado las variables previamente.

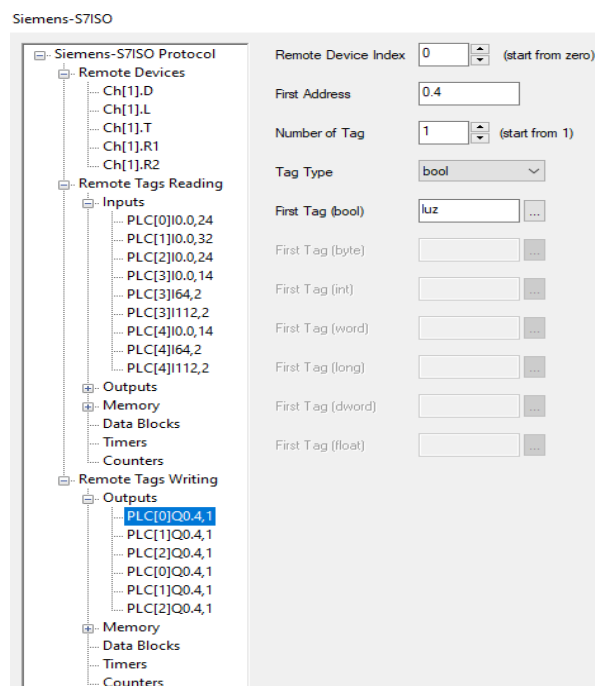
Figura 36*Lectura de variables del PLC desde la RTU****Escritura de variables de control***

El proceso de escritura de variables es exactamente igual al de la lectura, sin embargo, como se puede observar en la figura 37, no permite la escritura directa en las entradas digitales o análogas del PLC.

En particular, para el desarrollo de este proyecto se escribe únicamente una salida de los PLC, que corresponde a la luz piloto con alarma sonora ubicada en cada tablero de las diferentes zonas. El resto de las variables de escritura corresponden a memorias que son utilizadas para la programación de los PLCs y que fueron detalladas en la tabla 5.

Figura 37

Escritura de variables del PLC desde la RTU

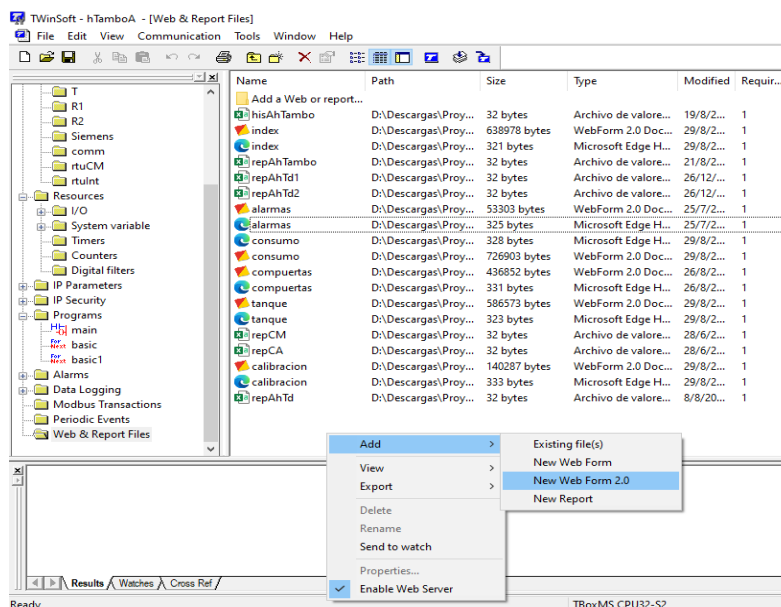


Interfaces del sistema SCADA

Para el diseño de las interfaces del sistema SCADA se utiliza WebForm Studio 2.0, complemento del software TWinSoft. Para abrir el editor gráfico, se añade una nueva pantalla como se indica en la figura 38. En este caso se selecciona el Web Form Studio 2.0 ya que permite desarrollar pantallas con acceso remoto, es decir, en dispositivos inteligentes con acceso a internet, mientras que el Web Form Studio, es utilizado para un sistema local con menos funciones.

Figura 38

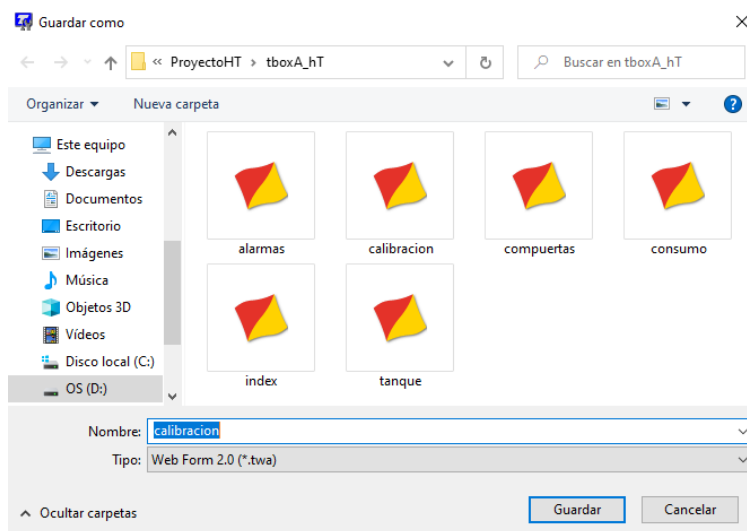
Creación de una nueva pantalla



Al añadir una nueva pantalla, automáticamente se abre el explorador, en el cual se asigna un nombre a la interfaz, como se indica en la figura 39. Además, todos los elementos que se creen para el proyecto deben ir guardados dentro de la carpeta raíz del proyecto, caso contrario, al cargar en la RTU esto marcará un error.

Figura 39

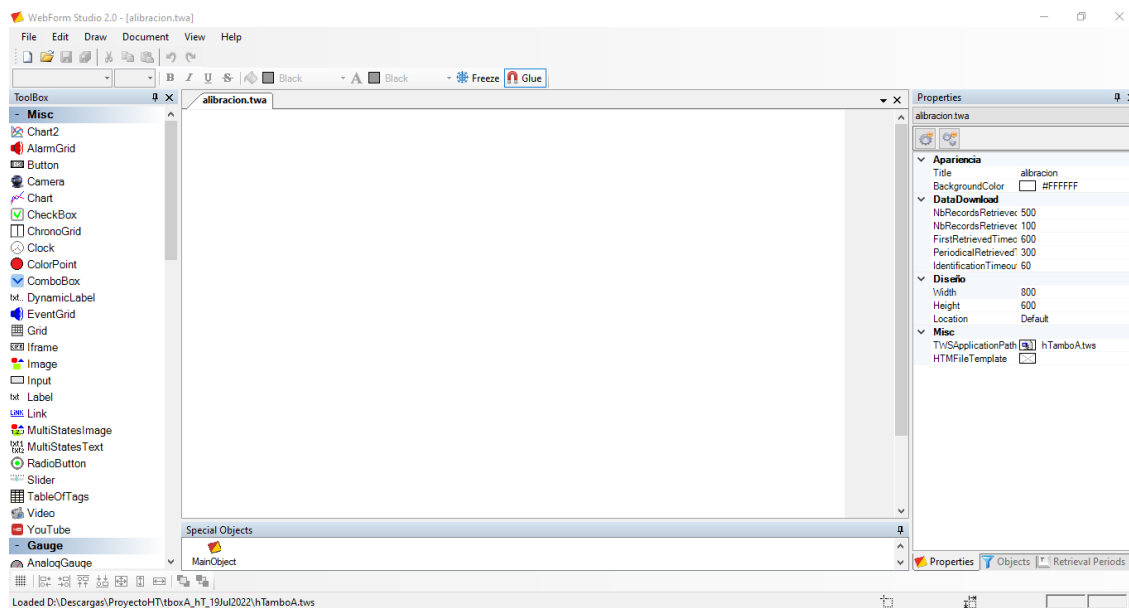
Pantalla en carpeta principal del proyecto



En la figura 40 se muestra la interfaz del editor gráfico WebForm Studio 2.0, en la cual se diseñaron y programaron algunas funciones de las pantallas. Este software es un complemento del TWinSoft y propia para esta marca de RTU, siendo este el motivo por el cual se utiliza este programa. Provee varios elementos para el diseño de las pantallas que van desde agregar textos dinámicos hasta gráficas de tendencias, además, permite la gestión de usuarios, asociación de las variables con objetos, programación en Basic para funciones específicas, creación de vínculos para la navegación entre pantallas, entre otras.

Figura 40

Interfaz gráfica del WebForm Studio 2.0



A continuación, se exponen las pantallas que han sido diseñadas e implementadas en la RTU de captación y casa de máquinas.

Pantalla principal de casa de máquinas

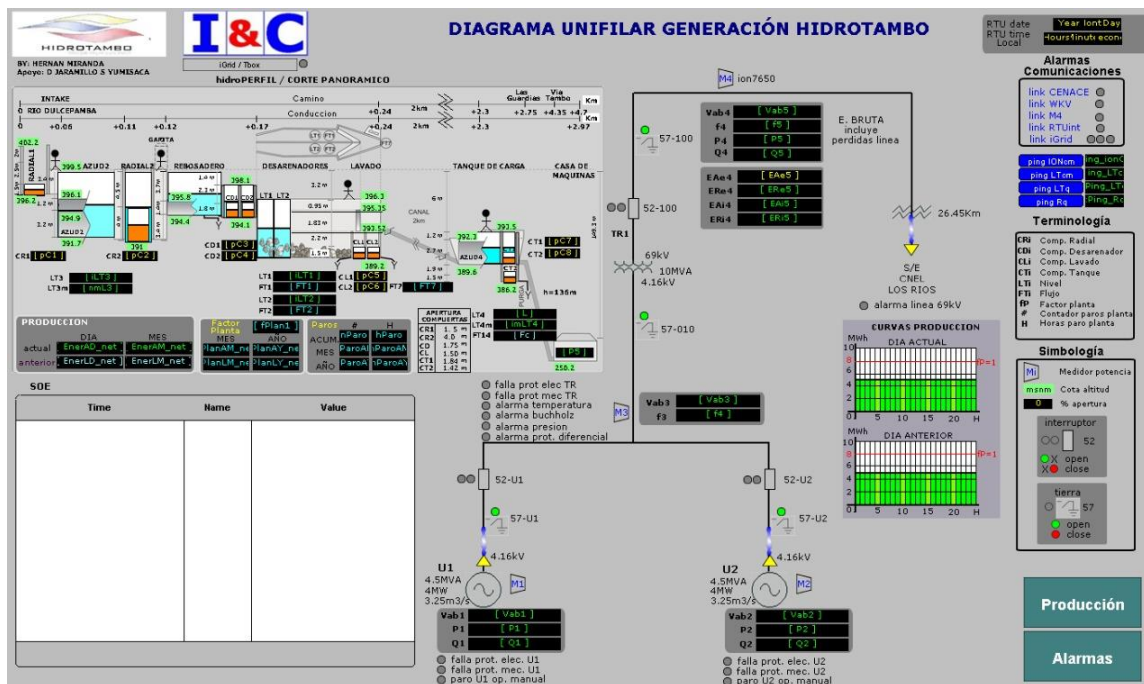
Como se muestra en la figura 41, la pantalla principal de casa de máquinas permite al operador visualizar el estado de los interruptores y las unidades generadores mediante un diagrama unifilar, además muestra los valores de voltaje, potencia activa y reactiva, frecuencia y energía obtenida de los medidores presentes en casa de máquinas.

También se realizó un corte panorámico o hidro perfil, el cual muestra información del porcentaje de apertura de las compuertas, medidas de nivel, flujo y volumen que son claves para la producción de energía. La gráfica de tendencia corresponde a la energía producida cada hora, la que permite el análisis de posibles fallas.

El cuadro del SOE, muestra aquellos eventos relevantes del sistema, es decir, las acciones que han realizado los operadores en el manejo de las unidades generadoras. Finalmente, se tiene los botones de navegación que están presentes en todas las pantallas.

Figura 41

Pantalla principal de casa de máquinas



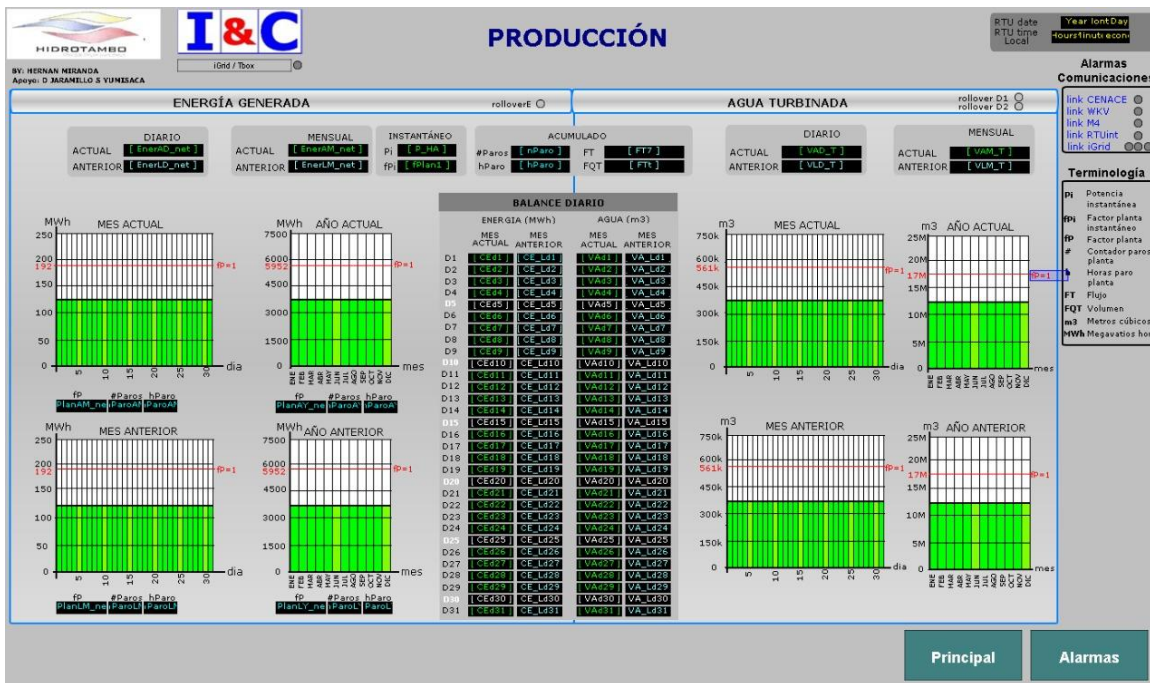
Pantalla de producción

En la figura 42 se muestra la pantalla de producción de energía y agua turbinada. En la sección izquierda se presentan 4 gráficas de barras que corresponden a la producción de energía mensual y anual, que permiten tener al operador una visión clara de cuanto energía se está produciendo con respecto a su factor de planta.

En la sección derecha, se presentan las gráficas de agua turbinada en el mes y año. Esta corresponde a la cantidad de agua que pasa por el desarenador que es la misma que llega a las turbinas, visto de otra manera, en condiciones óptimas estas gráficas deben coincidir con las de producción de energía, y de esta manera se puede tener una relación de cuánta agua es necesaria para alcanzar un factor de planta igual a 1.

Figura 42

Pantalla de producción de energía



Pantalla de alarmas y SOE en casa de máquinas

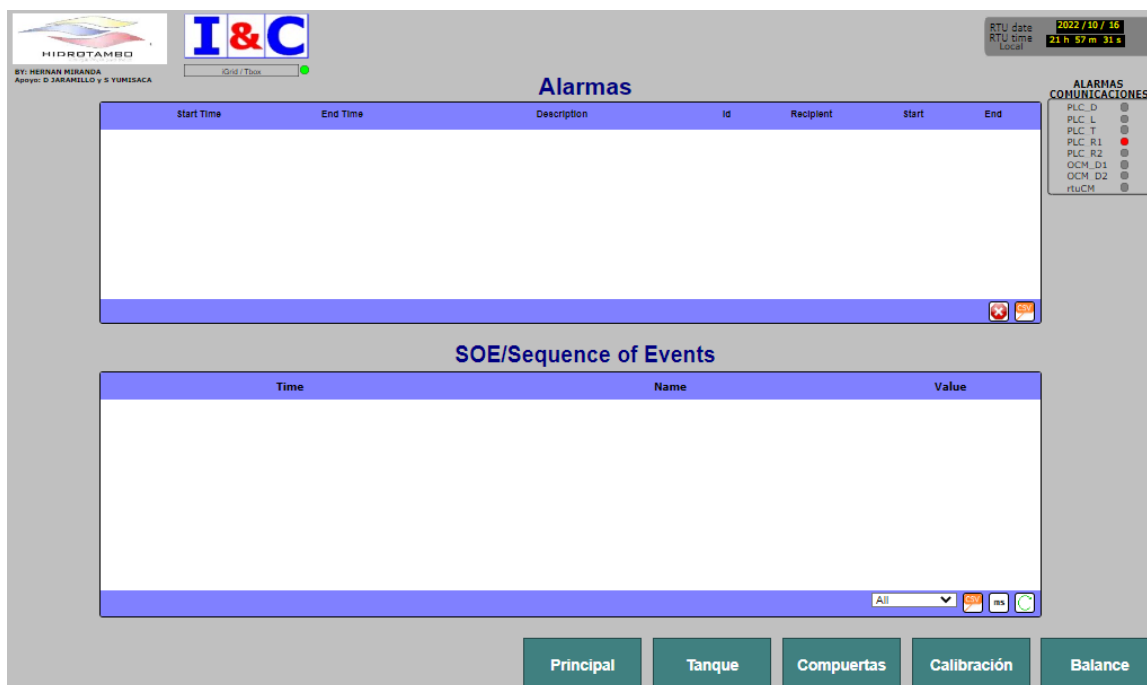
Para finalizar el sistema de monitoreo implementado en la RTU de casa de máquinas se tiene la pantalla de alarmas y SOE, como se muestra en la figura 43. En la tabla superior se presenta la información de la hora de inicio, fin y la descripción de cualquier alarma que se haya presentado.

En la tabla del SOE, se muestran las acciones de los operadores sobre el manejo de las unidades generadoras y los tableros eléctricos. De igual manera, la información esencial es la hora de inicio, fin, la descripción y el estado del evento que se haya presentado.

Tanto las alarmas como los eventos cronológicos fueron programados en TWinSoft, respondiendo a las necesidades de los operadores.

Figura 43

Pantalla de alarmas y SOE de casa de máquinas



Pantalla principal de captación

En la figura 44 se muestra la pantalla principal de la RTU de captación, esta permite al operador monitorear los datos más relevantes de esta zona como el flujo, volumen, nivel del agua desde la entrada a la represa hasta el tanque de carga. Además, muestra información operativa de las compuertas, es decir, porcentaje y centímetros de apertura, estado de los elementos, indicadores de operación de los tableros.

Adicionalmente, se puede controlar las compuertas mediante los paneles de control ubicados en la parte superior. Estos fueron diseñados en base a los tableros físicos, de manera que el operador esté familiarizado con los botones y la operación de apertura/cierre.

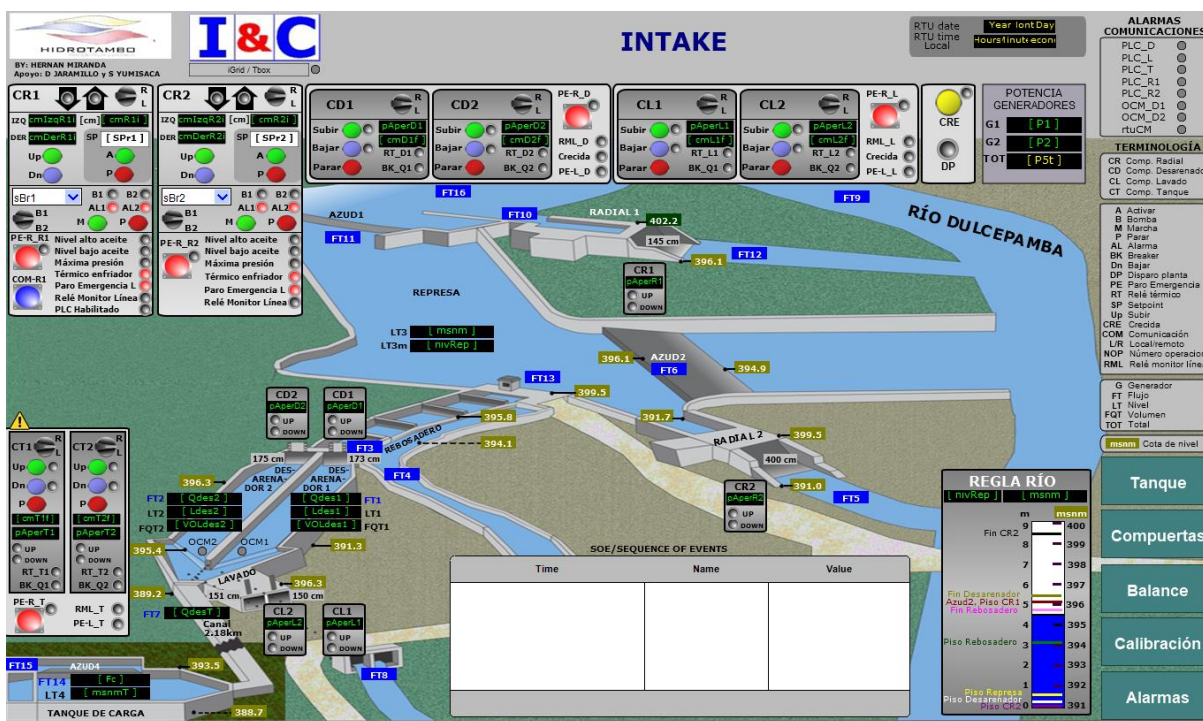
La regla del río indica el nivel en metros y msnm, con referencia al piso más bajo en la represa. Con esto se puede analizar en que punto está el nivel del agua para tomar acciones

de apertura o cierre de las compuertas. También facilita determinar si se ha producido una crecida del río, ya que, de ser el caso, se debe iniciar la rutina de crecida para la apertura de la compuerta radial 2.

Finalmente, la tabla del SOE muestra el inicio y fin de todas las acciones que han sido realizadas por el operador en cuanto al manejo de los tableros físicos y las pantallas del sistema de control.

Figura 44

Pantalla principal de captación



Pantalla de tanque de carga

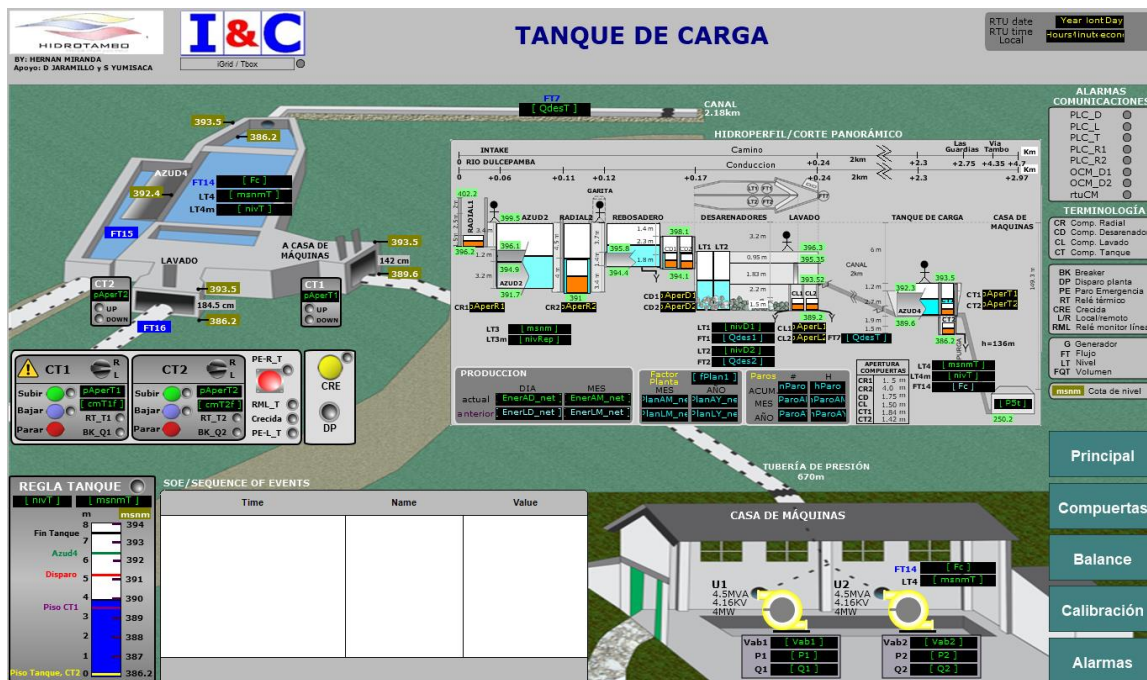
En la figura 45 se muestra la pantalla del tanque de carga, que es la continuación de la pantalla principal donde se muestra con más detalle la información de esta zona y las unidades en casa de máquinas. En esta pantalla se puede controlar y monitorear solamente las compuertas del tanque de carga.

Adicionalmente, se presenta el corte panorámico de la hidroeléctrica, mismo que se tiene en la pantalla principal de casa de máquinas. Como se puede observar se ha colocado una regla del nivel de agua del tanque de carga, esta información es relevante debido a que se necesita tener conocimiento de la cantidad de agua que está entrando a la tubería de presión.

Finalmente, la tabla de eventos, en el cual se visualiza todas las acciones realizadas por el operador, esta está enfocada a las compuertas del tanque ya que se debe tener especial cuidado con la que permite el flujo a la tubería de presión.

Figura 45

Pantalla del tanque de carga



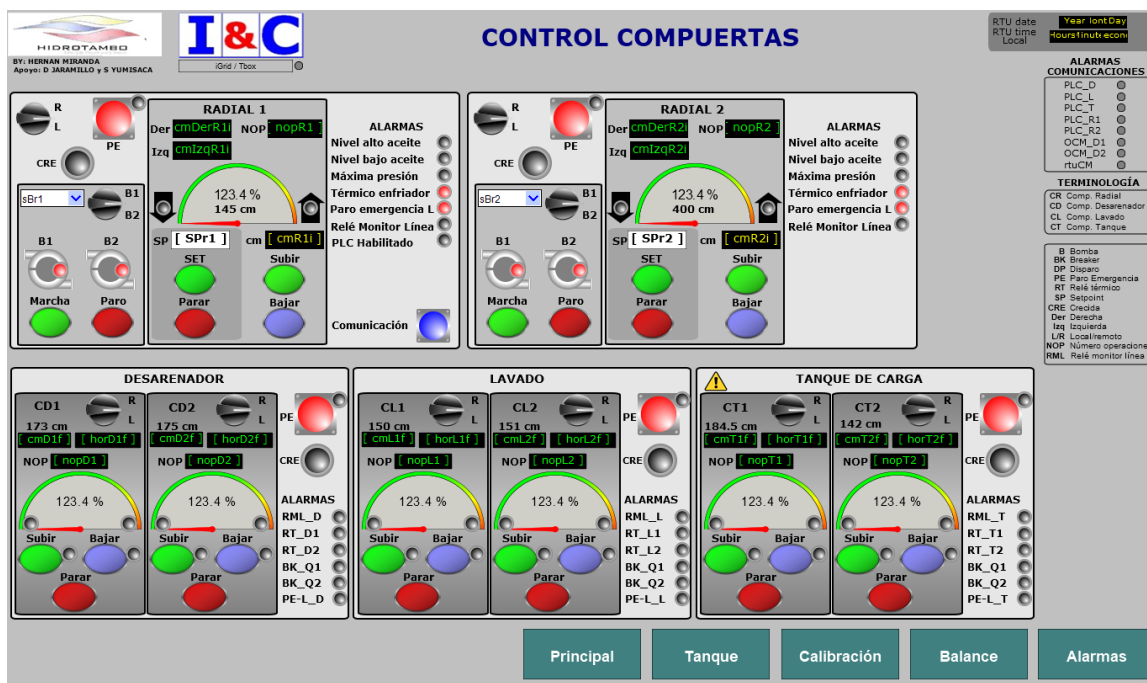
Pantalla de control de compuertas

En la figura 46 se muestra la pantalla de control de las compuertas. A diferencia con la pantalla principal, esta solo está enfocada a presentar información conjunta de las compuertas planas y radiales, así como el porcentaje y centímetros de apertura, el número de operaciones, las horas de funcionamiento, alarmas, estado de los elementos en los tableros y ya no se muestra información de los medidores ubicados en captación. Además, permite al operador

enfocarse en la operación de las compuertas. En cuanto al funcionamiento, se mantuvo el mismo proceso de operación que los tableros físicos.

Figura 46

Pantalla de control de compuertas



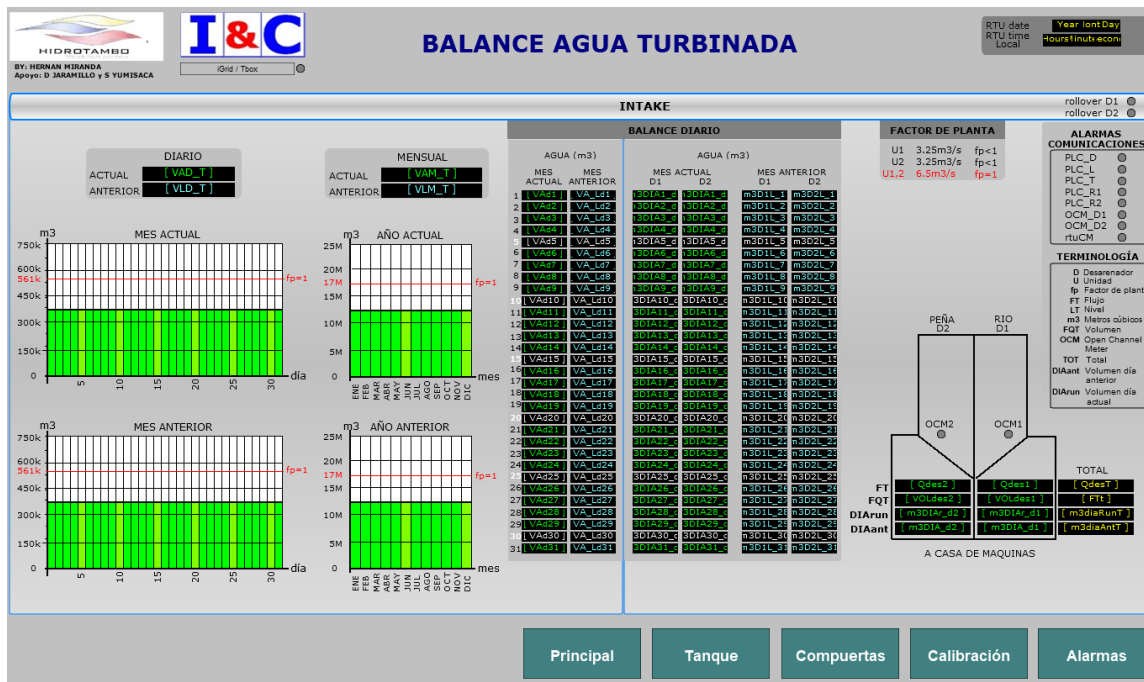
Pantalla de balance de agua turbinada

La pantalla de balance permite al operador visualizar de forma gráfica la cantidad de agua que ha pasado por los dos canales del desarenador, que es la misma que llega hasta las turbinas para la generación de energía. Como se muestra en la figura 47, la pantalla está dividida en dos partes, en el lado izquierdo se encuentran las gráficas del volumen total de agua que ha pasado por el desarenador en el mes, año actual y anterior, valores que se actualizan y visualizan de forma numérica en la columna central.

En el lado derecho se presenta el volumen de agua individual que pasa por los dos canales del desarenador en el mes. Además, se presenta información del nivel, flujo, volumen del día actual y anterior total del arca.

Figura 47

Pantalla de balance de agua turbinada



Pantalla de alarmas y SOE de captación

En la figura 48 se muestra la pantalla de alarmas y SOE. Esta tiene el mismo diseño y funcionalidad que la pantalla de casa de máquinas, la diferencia radica en que las alarmas y eventos corresponden a la operación de los tableros físicos y las pantallas de control, por lo que no se muestra información de las alarmas o acciones en las unidades generadoras.

Figura 48

Pantalla de alarmas y SOE de captación

Pantalla de calibración

En la figura 49 se muestra la pantalla de calibración está conformada por tres paneles correspondientes a las compuertas planas, donde se muestra el valor ingresado y seteado. Para validar el ingreso se presiona el botón SET ubicado en la parte inferior de cada panel.

Figura 49

Pantalla de calibración de compuertas planas

Creación de reportes

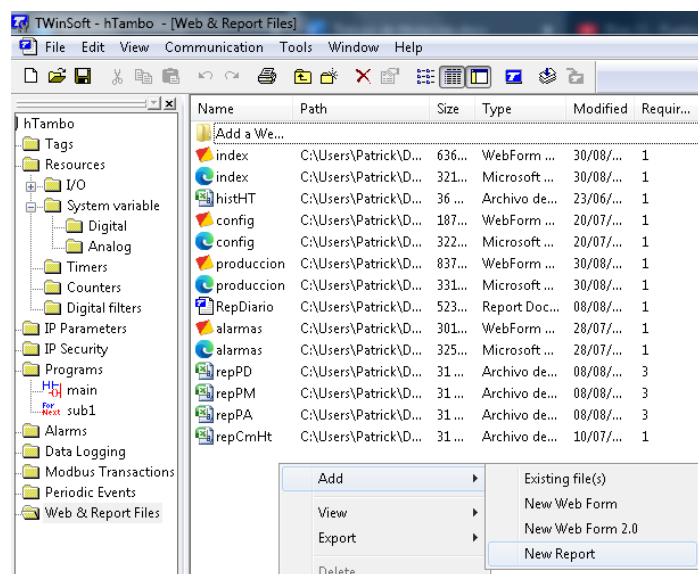
Se ha creado un total de 13 reportes, 4 para casa de máquinas y 9 con información de la zona de captación, estos se almacenan en las respectivas tarjetas SD en cada RTU que tienen una capacidad de 32 GB. Para esto, es necesario instalar el complemento TagArchiver, el cual permite guardar un conjunto de tags en un solo archivo y enviarlo con formato csv, txt, trep o XML.

TWinSoft permite enviar un máximo de 15 reportes a través de cualquier tipo de estándar como FTP, correo electrónico, formato csv, etc. El tamaño de los reportes depende de la cantidad de datos que contenga y pueden llegar a pesar máximo 10 MB cada uno.

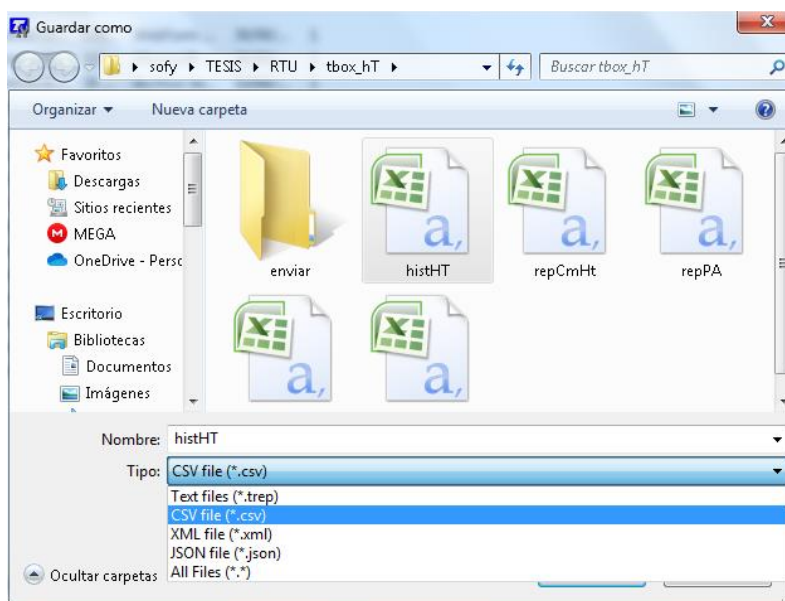
En primera instancia hay que crear los reportes en la carpeta Web & Reportes Files en el software TWinSoft, como se muestra en la figura 50.

Figura 50

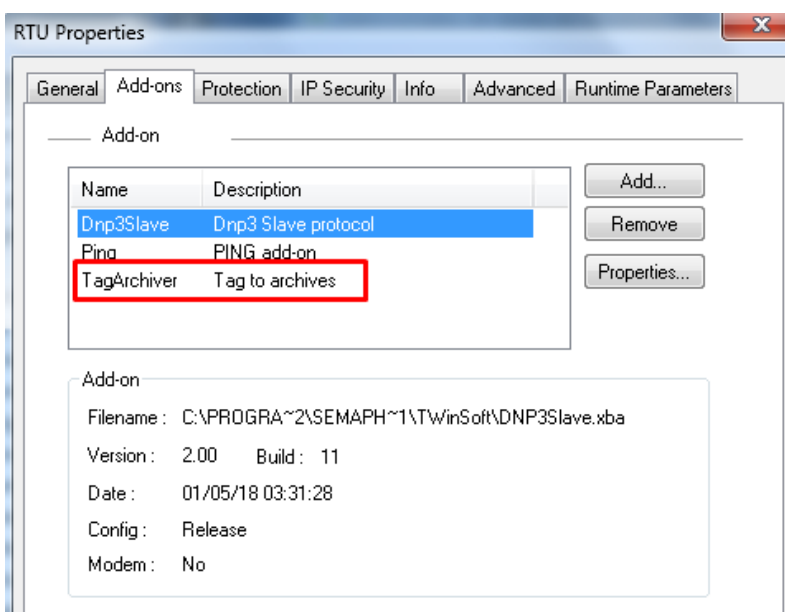
Creación de un reporte



Al crear un nuevo reporte se despliega la ventana del explorador para seleccionar la carpeta de destino, asignar un nombre y elegir el tipo de archivo, como se muestra en la figura 51.

Figura 51*Tipos de reportes*

El reporte que se crea está vacío, por lo tanto hay que asignar que variables va a contener cada archivo. Para esta acción, se utiliza el complemento TagArchiver como se muestra en la figura 52.

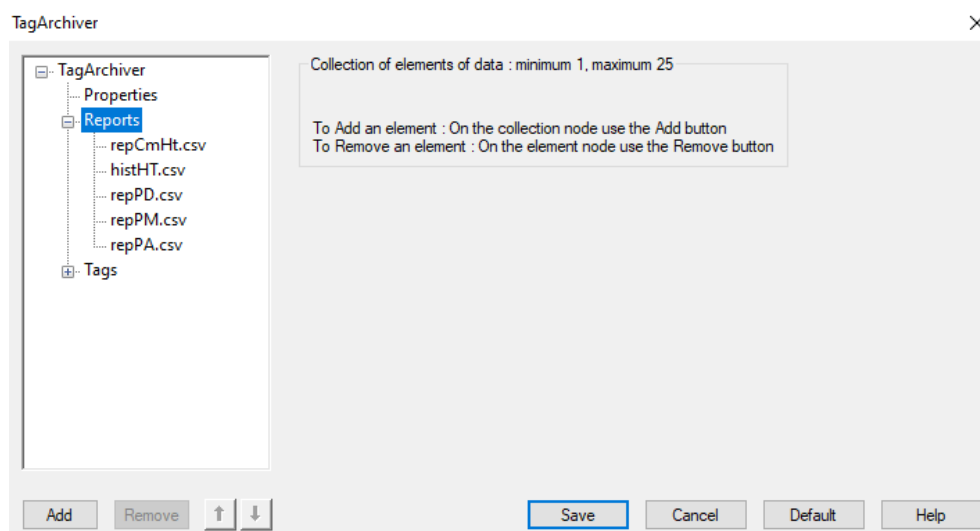
Figura 52*Ventana de propiedades de la RTU*

Hay que realizar la configuración en las propiedades del complemento desde el formato de la hora, el tipo de separador de columna y decimales. Para esta aplicación en particular se seleccionó punto y coma y el punto respectivamente.

La siguiente acción es agregar cada uno de los reportes vacíos que fueron creados en la carpeta principal, como se muestra en la figura 53.

Figura 53

Creación del reporte en el complemento TagArchiver



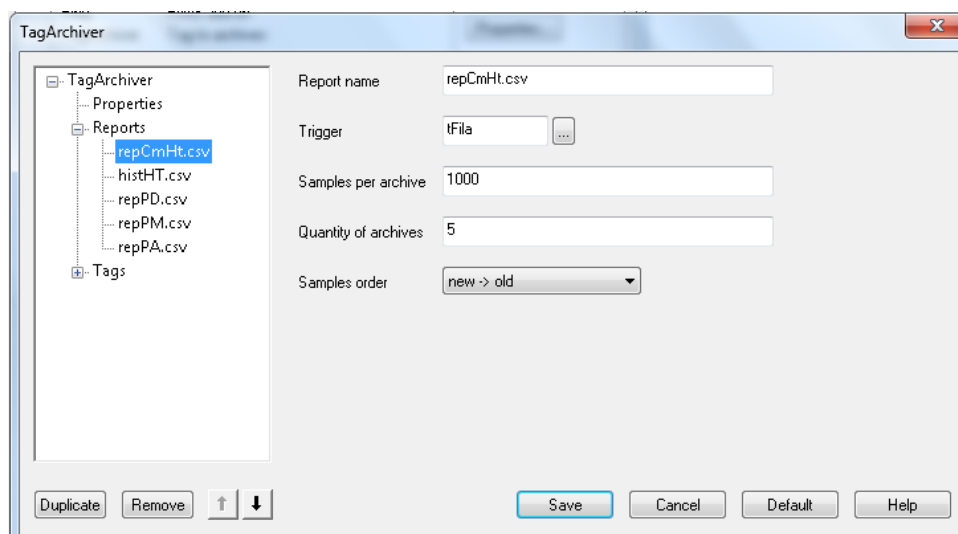
A continuación, hay que configurar 5 propiedades, comenzando por escribir el nombre del reporte, incluido el tipo de archivo, este debe ser el mismo con el que se guardó en la carpeta del proyecto.

El trigger controla el registro de datos en el reporte, es decir, cada cuanto tiempo se genera una nueva fila. Las muestras y cantidad de archivos se configuran acorde a los requerimientos de la aplicación, y corresponden a las propiedades del archivo binario.

Finalmente, se selecciona el orden en que se va a mostrar la información, para este caso es desde el más nuevo al antiguo, como se muestra en la figura 54.

Figura 54

Configuración de los parámetros del reporte



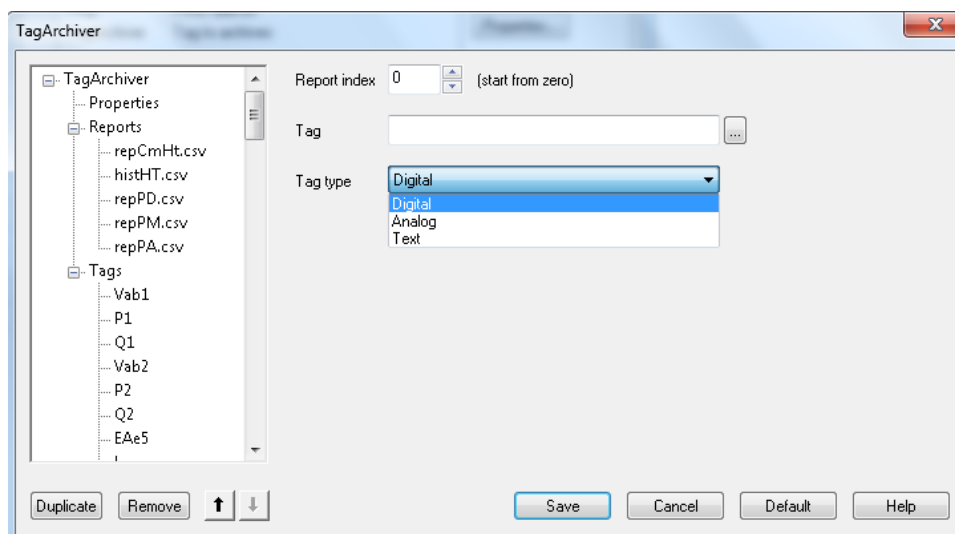
Para finalizar la creación de los reportes hay que cambiar los parámetros de cada tag que ha sido agregado, cabe destacar que estos cambios no afectan a la variable en sí, tan solo influye en el complemento TagArchiver. Como se muestra en la figura 55, hay 3 campos que deben ser completados.

El índice del reporte corresponde a la identificación del archivo, es decir, si se tiene 5 reportes el número 0 está asociado al primero en la lista mientras que el último sería el número 4. Luego se elige tipo de variable ya sea análoga, digital o texto. Finalmente, se selecciona la variable que contenga la información que se desee mostrar.

Este proceso se debe repetir para cada uno de los reportes que se agregue en el mismo complemento, con la diferencia que el índice va a cambiar según el orden en que fueron creados.

Figura 55

Configuración de parámetros del tag



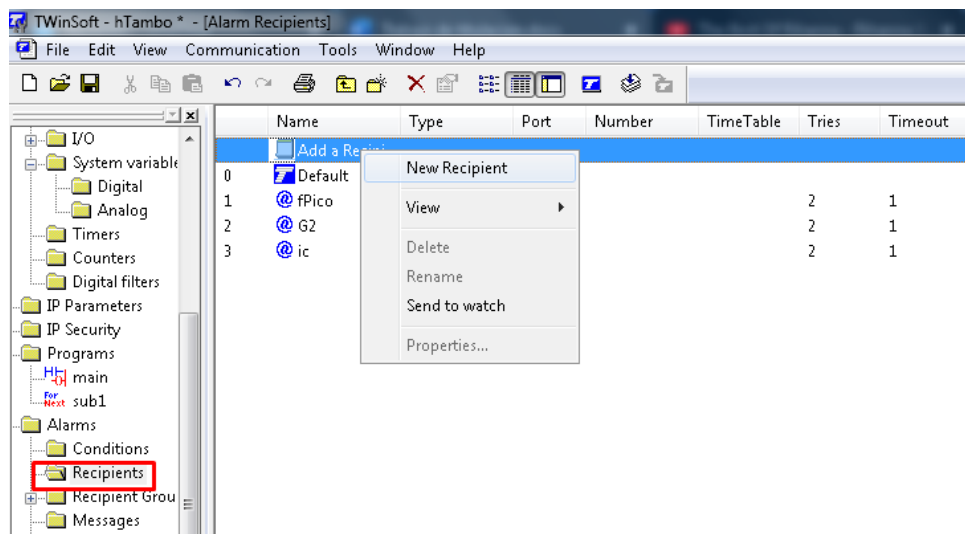
Creación de alarmas y secuencia de eventos

Para las alarmas se han creado avisos o indicadores que indican cuando existe alguna falla o un mal manejo de los equipos, mientras que la secuencia de eventos permite visualizar las acciones que ha realizado el usuario en la operación de las compuertas, ya sea de forma local o remota.

Previo a la creación de alarmas se define los usuarios o recipientes receptores de los mensajes de alarmas. Estos pueden ser añadidos en la carpeta Recipients en TWinSoft, como se muestra en la figura 56.

Figura 56

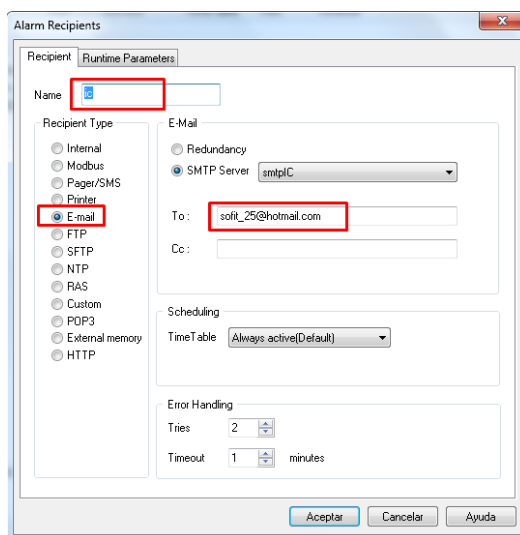
Creación de un nuevo recipiente



Se configura los parámetros del recipiente. En primer lugar, se escribe el nombre, seguido por el tipo de recipiente, en este caso, se utilizó tipo E-mail, como se muestra en la figura 57, por lo que se ingresa la dirección de correo electrónico. La aplicación actual cuenta con un servidor SMTP, por lo que se utilizó el ya existente.

Figura 57

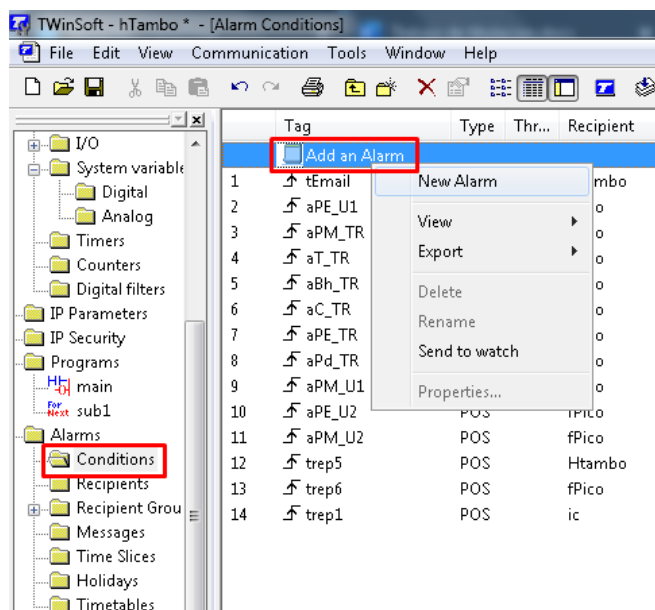
Configuración de los parámetros del recipiente



Las alarmas se agregan en la carpeta Conditions en TWinSoft, como se muestra en la figura 58.

Figura 58

Creación de una nueva alarma

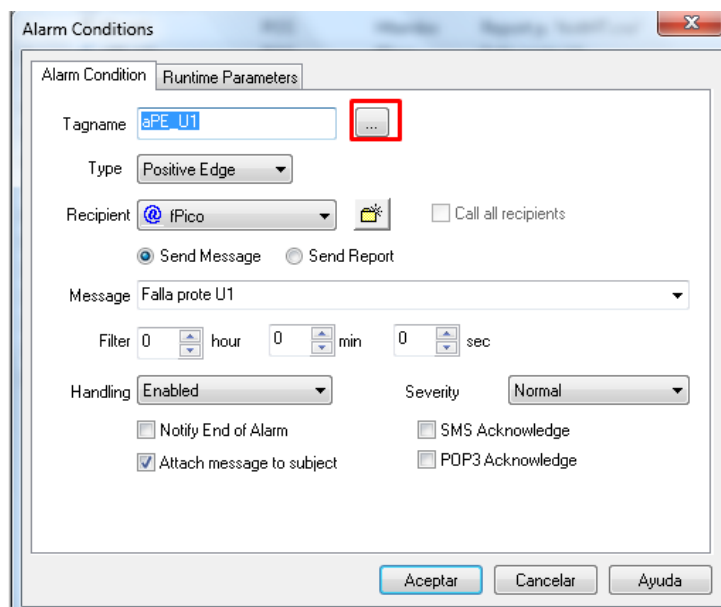


Una vez creada la alarma, se procede a configurar sus parámetros. Primero, se asocia la alarma a una señal digital, la cual disparará la alarma cuando se cumpla una condición específica. El tipo de alarma corresponde a la activación por flanco positivo o negativo. El recipiente se refiere al usuario a quien le llegará el mensaje de alarma. Al ser una alarma, se envía un mensaje, definido por el usuario.

Para esta aplicación no es necesario aplicar algún tipo de filtro de tiempo. Finalmente, se tiene algunas opciones que fueron establecidas según la severidad de la alarma y las propiedades configuradas de la RTU, como se muestra en la figura 59.

Figura 59

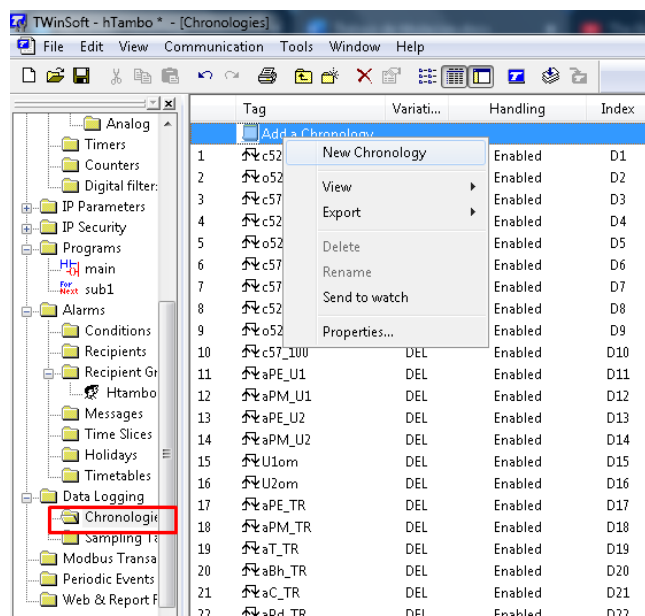
Configuración de parámetros de la alarma



Los eventos cronológicos para la tabla del SOE son creados en la carpeta Chronologies en el software TWInSoft, como se muestra en la figura 60.

Figura 60

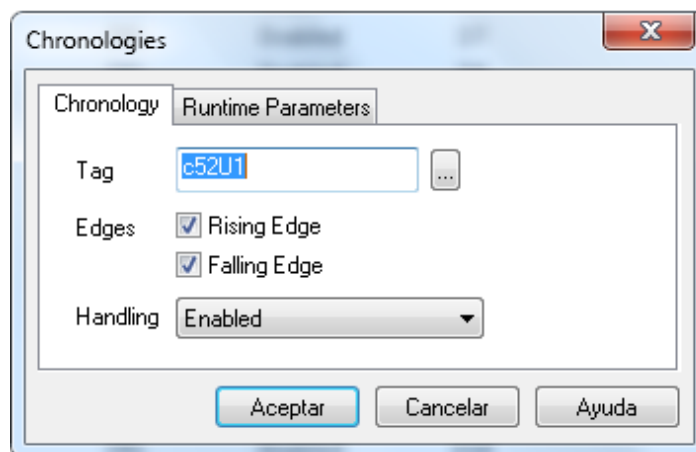
Creación de un nuevo evento cronológico



Como se puede observar en la figura 61, hay 4 campos que se deben definir. El primero consiste en asociar una señal digital, cuyo estado se muestra en la tabla del SOE. Para conocer el estado de la señal se activa ambos flancos, de esta manera, se visualiza cuando la señal se activa y se desactiva. Finalmente, se puede habilitar o deshabilitar una cronología para que aparezca o no en la tabla del SOE en las pantallas.

Figura 61

Selección del evento cronológico



Curvas de producción y balance

La energía total producida por las unidades en casa de máquinas se lee directamente del medidor ION7650 a través de comunicación RS-485 con la RTU.

Para el cálculo de la energía producida por hora se realiza la diferencia entre la energía total y el valor almacenado de la hora anterior. Además, hay que considerar que el medidor cada cierto tiempo reinicia su contador, cuando esto sucede el cálculo realizado tiende a errar ya que el valor leído es menor a cero, sin embargo, para solucionar este problema se suma el valor del rollover configurado en el medidor. En la figura 62 se muestra el código implementado para este cálculo.

Figura 62

Código para calcular la energía por hora

```

'****Cálculo de energía por hora*****

EAeN=EAe5
EnerAH=EAeN-Ehz
If EnerAH <0 Then EnerAH_net=EnerAH+10000
If EnerAH >=0 Then EnerAH_net=EnerAH

```

El factor de planta se calcula con el valor real obtenido del medidor de energía durante una hora dividido para la cantidad de energía que debería producir en el mismo tiempo si trabajaran las dos unidades, como se muestra en la figura 63. Se usa el valor de 8 ya que es la potencia nominal que produce la central. Este mismo cálculo se realiza para el factor de planta mensual y anual considerando el nuevo intervalo de tiempo.

Figura 63

Cálculo del tiempo de producción y el factor de planta por hora

```

'****Cálculo del factor de planta*****
hprodAH_net=(tempF5/60)+(tempF6/3600)
fPlanAH_net=EnerAH_net/(8*hprodAH_net)

```

La figura 64 muestra parte del código para graficar las curvas de producción. Para esto se hace uso de la función TriggerPos que permite detectar un flanco positivo de una señal digital, en este caso la señal se activa cuando se cumple la condición establecida. Cada hora se almacena el valor de la energía a una variable asociada a la barra que comprende la curva de producción correspondiente.

Al cumplirse las 24 horas, los valores de la curva diaria se almacenan en variables asociadas a la gráfica de producción del día anterior y posteriormente se enceran. De esta forma se obtiene dos gráficas que permiten comparar los registros actuales y anteriores de la producción de energía. Se realiza un proceso similar para graficar las curvas mensuales y anuales.

Figura 64

Rutina para el registro de energía por hora

```

If TriggerPos (LHours = 20 And LMinute=59) Then EnerLH_net=EnerAH_net: CEh21=EnerAH_net: EhZ=EAeN: fPlanLH_net=fPlanAH_net
If TriggerPos (LHours = 21 And LMinute=59) Then EnerLH_net=EnerAH_net: CEh22=EnerAH_net: EhZ=EAeN: fPlanLH_net=fPlanAH_net
If TriggerPos (LHours = 22 And LMinute=59) Then EnerLH_net=EnerAH_net: CEh23=EnerAH_net: EhZ=EAeN: fPlanLH_net=fPlanAH_net
If TriggerPos (LHours = 23 And LMinute=59) Then EnerLH_net=EnerAH_net: CEh24=EnerAH_net: EhZ=EAeN: fPlanLH_net=fPlanAH_net

If TriggerPos (LHours = 0 And LMinute=30) Then CE_Lh1=CEh1:CE_Lh2=CEh2:CE_Lh3=CEh3:CE_Lh4=CEh4:CE_Lh5=CEh5:CE_Lh6=CEh6:CE_Lh7=CEh7:CE_Lh8=CEh8:CE_Lh9=CEh9:CE_Lh10=CEh10:CE_Lh11=CEh11
If TriggerPos (LHours = 0 And LMinute=30) Then CEh1=0:CEh2=0:CEh3=0:CEh4=0:CEh5=0:CEh6=0:CEh7=0:CEh8=0:CEh9=0:CEh10=0:CEh11=0

```

La siguiente sección del programa mostrada en la figura 65 determina la cantidad y tiempo de paros producidos en la central. Este código utiliza las señales digitales del estado de los interruptores de cada unidad, si ambos interruptores están abiertos significa que las unidades están detenidas, en ese caso se activa la señal de paro y aumenta el contador de número de paros. De la misma manera se contabiliza el tiempo en que ambas unidades se han detenido y al reestablecerse cualquiera de las dos, se registra el tiempo de inactividad de la central.

Figura 65

Rutina para contabilizar el tiempo y número de paros

```

'tiempos paro

If (c52U1=0 And c52U2=0) Then temParo=1 Else temParo=0
If TriggerPos (paro) Then nParo=nParo+1 : sParo=sParo+1
If paro=1 Then
    If TriggerPos (TikSec) Then sParo=sParo+1: sParoR=sParoR+1
Endif
If (c52U1=1 Or c52U2=1) Then paro=0
tempF1=sParo: hParo=Horas_pasadas+tempF1/3600

```

En la zona de captación es necesario monitorear el volumen de agua que pasa por el desarenador, esta información es obtenida directamente de los medidores ultrasónicos de canal abierto. Para realizar el balance de agua turbinada se realiza la diferencia entre el volumen total del desarenador y el volumen registrado al inicio de cada mes. Hay que considerar que el desarenador cuenta con dos medidores que cada cierto tiempo reinician su contador interno, cuando esto sucede se debe sumar el valor de los rollover que han sido

establecidos en los medidores. En la figura 66 se muestra el código implementado para estos cálculos.

Figura 66

Rutina para calcular el volumen de agua diario

```

*****Balance de agua turbinada*****
FTtf=FTt
VAD=FTtf-Vdz
If VOLdes1<0 Then VAD_T=(VAD+90000000): rollovA=1
If VOLdes2<0 Then VAD_T=(VAD+90000000): rollovB=1
If VAD <0 Then VAD_T=(VAD+180000000): rollovA=1: rollovB=1
If VAD >=0 Then VAD_T=VAD: rollovA=0: rollovB=0

```

La figura 67 muestra parte del código para graficar las curvas de agua turbinada. Para esto se hace uso de la función TriggerPos. Al final de cada día se almacena el último valor acumulado a una variable asociada a la correspondiente barra en la curva de balance de agua del mes actual.

Cada fin de mes, los valores de la curva mensual se almacenan en variables asociadas a la gráfica del mes anterior y posteriormente se enceran. De esta forma se obtienen dos gráficas para comparar los registros actuales y anteriores de la cantidad de agua turbinada. Se realiza un proceso similar para graficar las curvas anuales, cabe mencionar que estas se van actualizando cada fin de mes.

Figura 67

Rutina para el registro del volumen diario de agua

```

If TriggerPos (LDay=28 And LHours = 23 And LMinute=59) Then VLD_T=VAD_T: VAd28=VAD_T: Vdz=FTt
If TriggerPos (LDay=29 And LHours = 23 And LMinute=59) Then VLD_T=VAD_T: VAd29=VAD_T: Vdz=FTt
If TriggerPos (LDay=30 And LHours = 23 And LMinute=59) Then VLD_T=VAD_T: VAd30=VAD_T: Vdz=FTt
If TriggerPos (LDay=31 And LHours = 23 And LMinute=59) Then VLD_T=VAD_T: VAd31=VAD_T: Vdz=FTt

If TriggerPos (LDay=1 And LHours = 9 And LMinute=1) Then VA_Ld1=VAd1:VA_Ld2=VAd2:VA_Ld3=VAd3:VA_Ld4
If TriggerPos (LDay=1 And LHours = 9 And LMinute=5) Then VAd1=0:VAd2=0:VAd3=0:VAd4=0:VAd5=0:VAd6=0:

```

Programación en Basic

En vista de los requerimientos de la hidroeléctrica, fue necesario implementar funciones adicionales al programa principal de las RTUs. Para este propósito se utilizó un bloque de programación en Basic para los siguientes procesos.

Rutina de crecida

Básicamente la rutina consiste en abrir las compuertas para despachar el exceso de agua cuando se produce una crecida en el río, ya que en estos casos suelen llegar a la rejilla árboles, piedras, arena, etc. Para esto se ha implementado tanto en el sistema local como remoto un pulsador que permita abrir la compuerta radial 2.

Para abrir la compuerta radial 2 primero se debe activar una de las bombas hidráulicas, luego se debe ingresar el setpoint de 250cm de apertura y finalmente, presionar el botón para subir la compuerta.

La programación fue realizada en Basic como se muestra en la figura 68. Como medida de seguridad para los pulsadores locales, se programó que deben estar presionados durante 5 segundos continuos para iniciar la rutina mediante el uso de un temporizador, mientras que, para el pulsador remoto, aparece un cuadro de confirmación para activar la memoria que inicia la rutina de crecida. Una vez activada esta memoria, se enciende la bomba hidráulica, el setpoint marca 250 cm y la señal del botón de subida se activa de forma automática. Adicional, en la pantalla existe un indicador que parpadea mientras la rutina esté activada, mientras que en los tableros se encenderá una luz piloto con alarma sonora.

Figura 68*Programación rutina de crecida*

```

*****Rutina de crecida local*****
If (crecidaD=1 Or crecidaL=1 Or crecidaT=1) Then crecida=1 Else crecida=0
TimerOD(T4,crecida,5000)
If TriggerPos(statusT4=1) Then creAux=1: luz=1 Else creAux=0
If creAux=1 Then marchaBr2=1: SPr2=250: mAux=1: iCreR2=1 Else mAux=0: luz=0: iCreR2=0
If (mAux=1 and marchaBr2=1) Then startR2=1

*****Rutina de crecida remoto*****
If CreR=1 Then aux=1: iCreR2=1: luzR=1 Else aux=0: iCreR2=0: luzR=0
If aux=1 then marchaBr2=1: SPr2=250: mAuxR=1 Else mAuxR=0
If (mAuxR=1 And marchaBr2=1) Then startR2=1

```

Alarmas de comunicación

Las alarmas de comunicación consisten en activar un indicador cuando se pierda la conexión con alguno de los equipos dentro de la misma red como los PLC o medidores. En la figura 69 se muestra la programación en Basic de los equipos conectados mediante cable ethernet, para lo cual se hace uso de una señal de estado que se activa solo cuando se ha perdido comunicación con la RTU, y la señal de error es la memoria que enciende el indicador en las pantallas.

Figura 69*Programación de alarmas de comunicación*

```

*****Alarmas de comunicación*****
If sR1=1 then eR1=1 Else eR1=0 'PLC R1 sin comunicación
If fallaR1=1 Then writeR1=1: readR1=1 Else writeR1=0: readR1=0 'Indicador error

If sR2=1 Then eR2=1 Else eR2=0'PLC R2 sin comunicación

If sD=1 Then eD=1 Else eD=0 'PLC D sin comunicación

If sL=1 Then eL=1 Else eL=0 'PLC L sin comunicación

If sT=1 Then eT=1 Else eT=0 'PLC TC sin comunicación

TimerOD(T6,eOCMd2p,5000)
If TriggerPos(statusT6=1) Then eOCMd2=1 Else eOCMd2=0 'Delay medidor 2

```

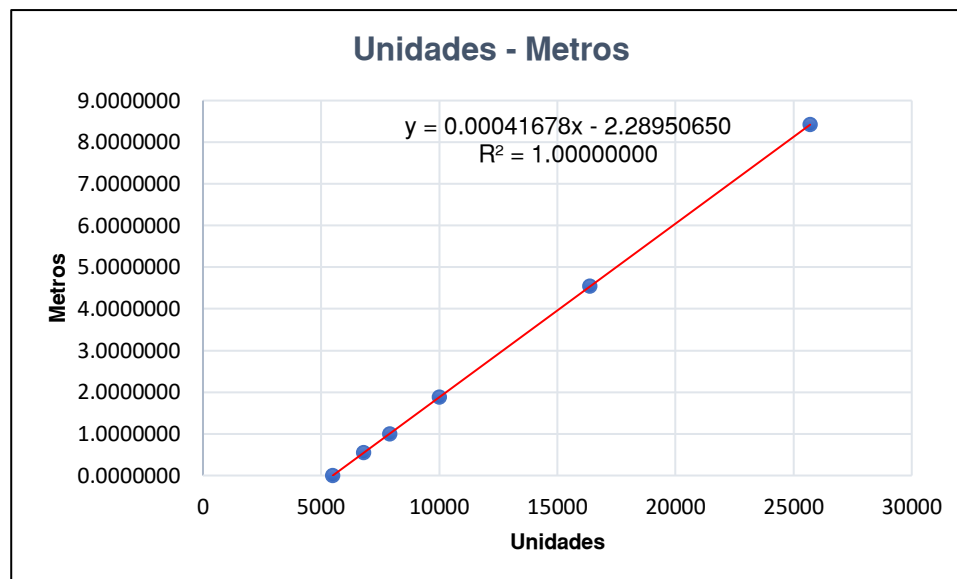
Curva de calibración para sensor de nivel en la represa

Para medir el nivel de agua en la represa se instaló y configuró un sensor ultrasónico de nivel con salida de 4-20 mA, este se conecta a una entrada analógica del PLC, la cual es leída desde la RTU, sin embargo, los valores no corresponden a la medida en metros sino que muestra un valor en el rango de 5494 a 25699. Por lo tanto, se requiere realizar una curva de calibración para convertir estas unidades en metros.

Al realizar mediciones con el sensor, se determina que tiene un comportamiento lineal como se muestra en la figura 70. Mediante Microsoft Excel se obtuvo la ecuación de la recta que transforma las unidades obtenidas en el PLC a metros. Además, se realizó la comprobación del valor teórico con el real obteniendo un error de $\pm 0.01\%$.

Figura 70

Curva de calibración para el sensor de nivel



En la figura 71 se puede observar la programación realizada en TWinSoft. El programa consiste en obtener el valor analógico del PLC, realizar una conversión del tipo de dato, ingresar la ecuación de la curva de calibración que se calculó para tener el nivel en metros y finalmente, calcular los metros sobre el nivel del mar tomando como referencia el piso más bajo de la represa.

Figura 71

Programación del sensor de nivel

```

*****Sensor de nivel*****
nivRepP=LT3
nivRepP=nivRepP
nivRep=0.000416728*nivRepP-2.289506558
msnm=nivRep+391

```

Programa de calibración

El objetivo de la calibración es ingresar el valor real de apertura de la compuerta, para que, a partir de ese valor continúe el conteo en centímetros de apertura o cierre, sin embargo, no tiene la funcionalidad de abrir o cerrar las compuertas automáticamente ingresando dicho valor.

Este proceso de calibración se realiza únicamente para las compuertas planas, ya que las compuertas radiales tienen sensores tipo hilo. En cuanto a la visualización de los centímetros, las compuertas planas no contaban con un indicador en el sistema SCADA anterior y tampoco existía un panel en el tablero físico, a diferencia de las compuertas radiales que poseen una pantalla táctil que muestra la apertura en centímetros del sensor izquierdo, derecho y un promedio.

En ese contexto, el conteo de los centímetros se realiza mediante una rueda dentada y un sensor inductivo, que cuenta cada pulso ubicado en la base del tornillo guía de las compuertas. Cada vuelta equivale a 0.85 centímetros ascendente o descendente. La señal del sensor se conecta a una entrada análoga del PLC de cada zona, para posteriormente ser leída por la RTU.

Una vez que ha sido leída por la RTU mediante el complemento S7-ISO, se procede con la programación para calibrar la apertura de la compuerta, en la figura 72 se muestra una sección del código realizado para este propósito. Primero hay que convertir este valor a entero, ya que si la compuerta bajase más de lo establecido sería negativo, sin esta conversión en la

pantalla se mostraría un valor complementario para datos tipo flotantes, entonces mediante este procedimiento se evita el error.

El siguiente paso es enviar el valor transformado en milímetros al PLC, de esta manera se establece el punto desde el cual continua el conteo de centímetros. Finalmente, se programa la condición para que, mediante un botón en la pantalla permita la escritura del valor de calibración. Este código es el mismo para todas las compuertas, solo varía los tags asociados.

Figura 72

Programación para la calibración de compuertas

```

*****Calibración*****

*Desarenador
cmD1f=CInt(cmD1)
cmD1f=cmD1f*0.85/10 'Para HMI en cm
cmD2f=CInt(cmD2)
cmD2f=cmD2f*0.85/10

cmD1fp=SPLd1f
cmD1fp=cmD1fp*10/0.85
SPLd1=cmD1fp 'Envía a MW10
cmD2fp=SPLd2f
cmD2fp1=cmD2fp*10/0.85
SPLd2=cmD2fp1 'Envía a MW12

If setD1=1 Then cmD1f=SPLd1f: cmD1=SPLd1
If setD2=1 Then cmD2f=SPLd2f: cmD2=SPLd2

```

Cambio de color del texto

El cambio de color en algunos textos es un aspecto necesario ya que permite identificar si el valor que se muestra es en tiempo real. En el funcionamiento normal del sistema los valores se muestran de color verde y amarillo según su importancia, sin embargo, cuando se pierde la comunicación con un equipo se enciende un indicador y los valores relacionados a dicho dispositivo cambian de color a fucsia, indicando que las medidas no son en tiempo real y deben hacer caso omiso hasta que se reestablezca la comunicación.

En la figura 73 se muestra un ejemplo de la programación para lograr este propósito. Básicamente, se monitorea las señales de error de comunicación de cada equipo, cuando este se activa, mediante la función `SetTextColor` se establece que cuadros de texto cambien a color fucsia. Una vez que se reestablece la comunicación todos los valores regresan a su color original.

Figura 73

Programación cambio de color del texto

```
1   if (ColorPoint_31.GetValue()==1)
2   {
3       DynamicLabel_0.SetTextColor("Fuchsia");
4       DynamicLabel_16.SetTextColor("Fuchsia");
5       DynamicLabel_3.SetTextColor("Fuchsia");
6       DynamicLabel_1.SetTextColor("Fuchsia");
7       DynamicLabel_30.SetTextColor("Fuchsia");
8       DynamicLabel_28.SetTextColor("Fuchsia");
9   }
10  else
11  {
12     DynamicLabel_0.SetTextColor("Lime");
13     DynamicLabel_16.SetTextColor("Lime");
14     DynamicLabel_3.SetTextColor("Lime");
15     DynamicLabel_1.SetTextColor("Lime");
16     DynamicLabel_30.SetTextColor("Lime");
17     DynamicLabel_28.SetTextColor("Lime");
18 }
```

Capítulo V. Pruebas y resultados

En este capítulo se detallan los resultados obtenidos al poner a prueba el sistema de control y monitoreo de la hidroeléctrica. Las actas de entrega - recepción, actas de pruebas de funcionamiento, manual de usuario y carta de conformidad se presentan en los apéndices del documento.

Pruebas de comunicación con los equipos

Para comprobar el funcionamiento del sistema, en primer lugar, se verificó la latencia de la red. Una vez implementada la arquitectura tipo DQDB, mediante el cmd de Windows se hizo ping a los equipos conectados a la red por comunicación TCP/IP desde una computadora portátil de prueba.

En la tabla 9 se muestra el tiempo medio de respuesta obtenido, pudiéndose evidenciar que al menos el 92% de los equipos poseen una latencia aceptable inferior a 50 ms. Mientras que el 8% restante que comprende a la RTU de casa de máquinas posee una latencia que supera el límite aceptable de 100 ms, esto es debido a la cantidad de información que esta recibe de los equipos de medición y de las funciones de transmisión de datos que se le ha implementado, sin embargo, en las interfaces se mantiene la visualización de información en tiempo real.

Tabla 9

Latencia de la red local y estado de conexión

Equipo	Dirección IP	Tiempo medio de respuesta [ms]	Estado de conexión
RTU Captación	192.168.0.115	6	Conectado
PLC desarenador	192.168.0.122	14	Conectado
PLC lavado	192.168.0.121	29	Conectado
PLC Tanque	192.168.0.120	25	Conectado

Equipo	Dirección IP	Tiempo medio de respuesta [ms]	Estado de conexión
PLC radial 1	192.168.0.125	28	Desconectado
PLC radial 2	192.168.0.2	17	Conectado
Pantalla R1	192.168.0.126	26	Desconectado
Pantalla R2	192.168.0.3	19	Conectado
OCM2	192.168.0.117	11	Conectado
RTU CM	192.168.0.99	271	Conectado
RTU iGrid	192.168.0.101	13	Conectado
Medidor principal	181.211.163.170	11	Conectado
Medidor respaldo	181.211.163.171	6	Conectado

Pruebas de control

Las pruebas de control de las compuertas a excepción de la radial 1 se realizaron el 26 de Julio del 2022 con los operadores de la central Hidrotambo S.A. siguiendo los protocolos que establece el CENACE, siendo así, la hidroeléctrica realizó la respectiva solicitud para el desarrollo de las pruebas en un tiempo aproximado de 3 horas.

Prueba de apertura de compuertas

Radial 1. Esta compuerta se encuentra temporalmente fuera de operación por lo que no fue posible realizar su apertura y cierre. No obstante, el 4 de agosto del 2022 se llevaron a cabo las siguientes pruebas.

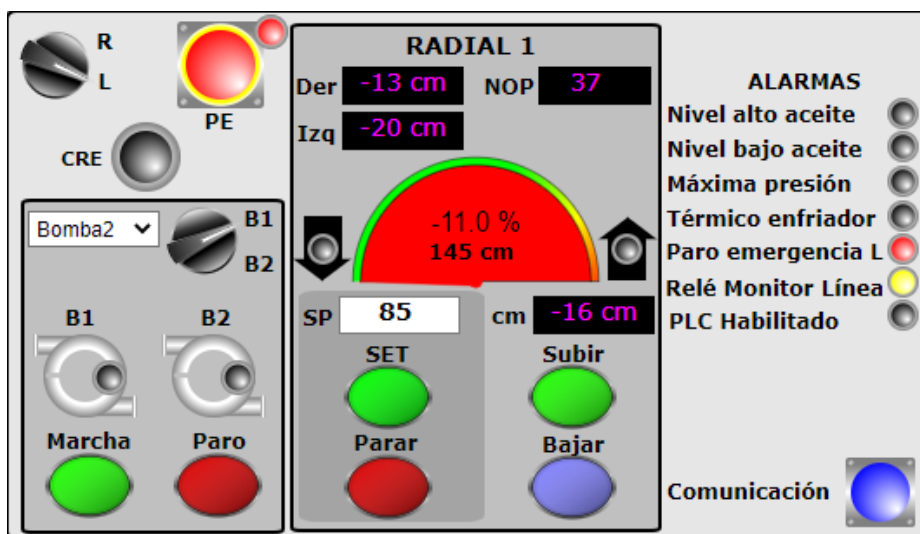
- Activación de las bombas hidráulicas en modo remoto mediante los botones marcha y paro en la interfaz de control de compuertas.
- Activación de bombas hidráulicas en modo local para visualización de señales de monitoreo en las interfaces.

- Parada de emergencia local y remoto, para comprobar que tanto las bombas como las compuertas detengan su funcionamiento.
- Verificación de las señales de alarmas y estatus de los componentes electrónicos en los tableros y del PLC de la compuerta radial 1. El color de los indicadores de alarmas es rojo, mientras que el de estado de los equipos es amarillo.
- Verificación del contador de número de operaciones.

Los resultados de estas pruebas se ven reflejadas en las interfaces correspondientes a la pantalla principal y de control de compuertas. En la figura 74, se muestra la sección exclusiva de la compuerta radial 1. Si los valores se muestran en color fucsia no deben ser tomados en cuenta ya que no se están monitoreando en tiempo real debido a una falla en la comunicación con la RTU. Estas pruebas han sido validadas por los operadores con la respectiva firma en el acta de funcionamiento presentada en el apéndice A.

Figura 74

Panel de control de la compuerta radial 1



Radial 2. Las pruebas realizadas para esta compuerta se detallan a continuación.

- Apertura semiautomática de la compuerta, con el selector ubicado en modo remoto y activada una de las bombas seleccionada por el operador, se ingresó el setpoint en centímetros

en un rango de 0 a 250 cm y pulsó el botón set, con esto la compuerta se abre hasta alcanzar el valor del setpoint y se detiene.

- Apertura remota de la compuerta mediante los botones subir y bajar desde el panel de control de compuertas y pantalla principal.

- Verificación de las señales de alarmas y estatus de los componentes electrónicos en los tableros y del PLC de la compuerta radial 2.

El día 30 de julio se realizaron las pruebas descritas a continuación.

- Rutina para crecida local y remoto. De forma local se pulsa el botón de crecida durante 5 segundos a manera de confirmación, esto se implementó como medida de seguridad. De forma remota se presiona el botón de crecida y este solicita confirmación por parte del operador, en este caso no es necesario presionar 5 segundos. La prueba se la realizó abriendo 10 cm la compuerta.

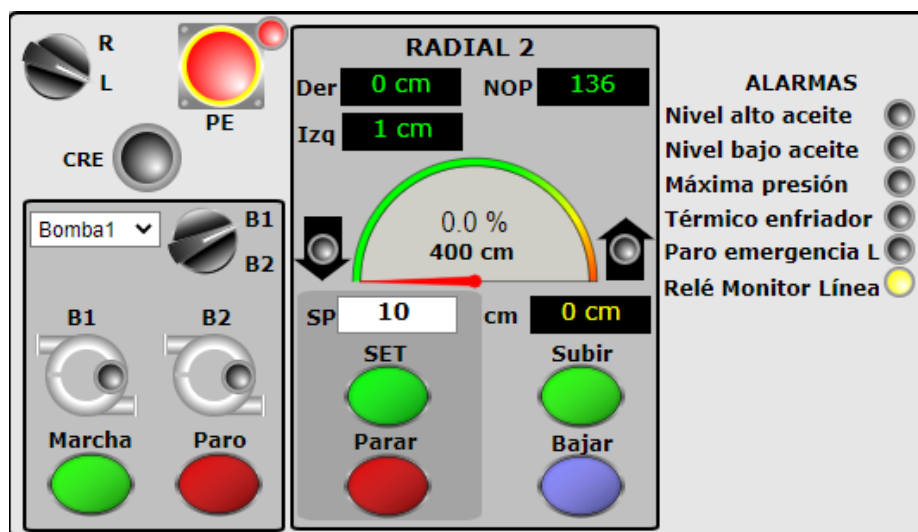
- Parada de emergencia remoto, mediante el botón en la interfaz principal y de control de compuertas, como resultado cuando las bombas y/o la compuerta están activadas, se detienen inmediatamente.

- Verificación del contador de número de operaciones y centímetros de apertura del sensor izquierdo y derecho.

Los resultados de estas pruebas se ven reflejadas en las interfaces correspondientes a la pantalla principal y de control de compuertas. En la figura 75, se muestra la sección exclusiva de la compuerta radial 2. Estas pruebas han sido validadas por los operadores con la respectiva firma en el acta de funcionamiento presentada en el apéndice B.

Figura 75

Panel de control de la compuerta radial 2



Desarenador. En esta zona se realizaron pruebas a las dos compuertas que conforman el desarenador, estas se describen a continuación.

- Activación de los contactores e indicadores de subida y bajada en modo local y remoto mediante los botones de las pantallas del sistema SCADA y en el tablero de control.
- Activación de los fines de carrera de la compuerta totalmente abierta y cerrada.
- Verificación de la parada de emergencia al presionar el botón respectivo para comprobar que los contactores se desactivan al encontrarse en funcionamiento.
- Visualización de las señales de alarma y estatus del sistema en la pantalla principal y control de compuertas.
- Verificación del contador del horómetro, número de operaciones e indicador de crecida.

Los resultados de estas pruebas se ven reflejadas en el panel de control de la figura 76. Estas pruebas han sido validadas por los operadores con la respectiva firma en el acta de funcionamiento presentada en el apéndice C.

Figura 76

Panel de control de las compuertas del desarenador



Lavado. En esta zona se realizaron pruebas a las dos compuertas de lavado ubicadas al final del desarenador, estas se detallan a continuación.

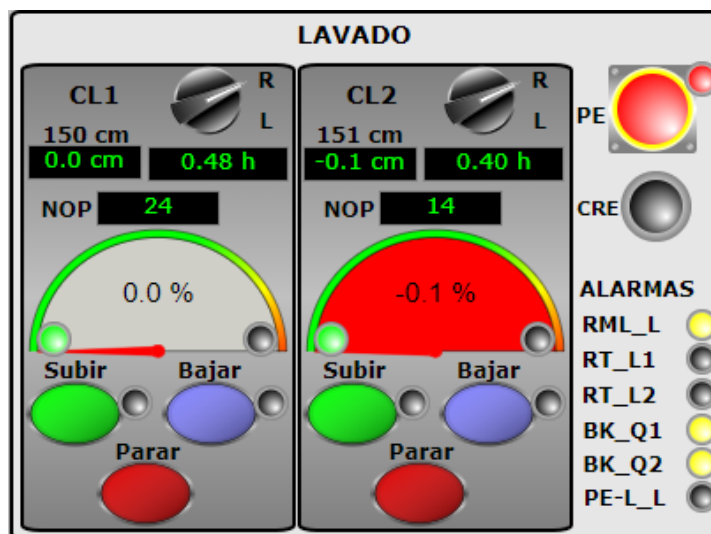
- Activación de los contactores e indicadores de subida y bajada en modo local y remoto mediante los botones de las pantallas del sistema SCADA y en el tablero de control.
- Activación de los fines de carrera de la compuerta totalmente abierta y cerrada para la visualización de los indicadores correspondientes.
- Verificación de la parada de emergencia al presionar el botón en modo local y remoto para comprobar que los contactores de subida y bajada se desactiven al encontrarse en funcionamiento.
- Visualización de las señales de alarma y estatus del sistema en la pantalla principal y control de compuertas.
- Verificación del contador del horómetro, número de operaciones e indicador de crecida.

Los resultados de estas pruebas se ven reflejadas en el panel de control de la figura 77.

Estas pruebas han sido validadas por los operadores con la respectiva firma en el acta de funcionamiento presentada en el apéndice D.

Figura 77

Panel de control de las compuertas de lavado



Tanque de carga. En esta zona se realizaron pruebas a las dos compuertas que se encuentran ubicadas al final del tanque de carga, estas se detallan a continuación.

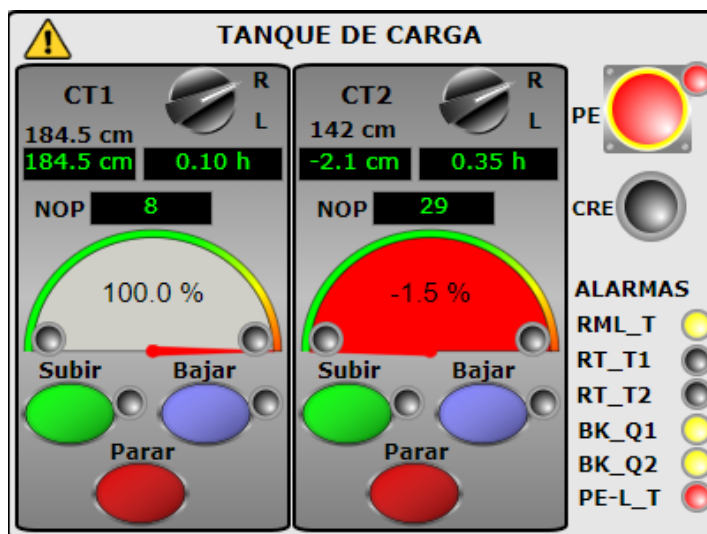
- Activación de los contactores e indicadores de subida y bajada en modo local y remoto mediante los botones de las pantallas del sistema SCADA y en el tablero de control.
- Activación de los fines de carrera de la compuerta totalmente abierta y cerrada para la visualización de los indicadores correspondientes.
- Verificación de la parada de emergencia al presionar el botón respectivo para comprobar que los contactores se desactivan al encontrarse en funcionamiento.
- Visualización de las señales de alarma y estatus del sistema en la pantalla principal y control de compuertas.
- Verificación del contador del horómetro, número de operaciones e indicador de crecida.

Los resultados de estas pruebas se ven reflejadas en el panel de control de la figura 78.

Estas pruebas han sido validadas por los operadores con la respectiva firma en el acta de funcionamiento presentada en el apéndice E.

Figura 78

Panel de control de las compuertas de tanque de carga



Pruebas de registro y monitoreo

Las pruebas consistieron en verificar que los datos extraídos de los equipos de la central se registren y actualicen en tiempo real tanto en las interfaces de casa de máquinas y captación.

Hidro perfil

- Se verificó que los indicadores de nivel representados por los cuadros de color celeste desciendan cuando el nivel de agua en cada zona disminuya. Por otro lado, al cerrar las compuertas, el nivel incrementa por lo que en el indicador el color celeste ascendió. Como complemento se observó que los valores en los indicadores numéricos varíen según el nivel medido en las zonas respectivas. Estas medidas se presentan en metros y metros sobre el nivel del mar, la cual hace referencia a las cotas en el hidro perfil.

- Se visualizó que los indicadores de las compuertas representadas por los cuadros color naranja varíen cuando se abran o cierren. Adicionalmente, se presentó de manera numérica el porcentaje de apertura en los indicadores con valores de color amarillo.
- Se comprobó que los valores de producción actual vayan acordes con los medidores de energía y también que queden registrados en los reportes y en los indicadores numéricos del día anterior.
- Se verificó que los valores del factor de planta y el número de paros se actualicen en base a la programación realizada en Basic para el registro de estos valores.

Los resultados de estas pruebas se evidencian en la figura 79, que es la sección del hidro perfil tomada de la pantalla principal del sistema de monitoreo en casa de máquinas.

Figura 79

Hidro perfil de la pantalla principal de casa máquinas

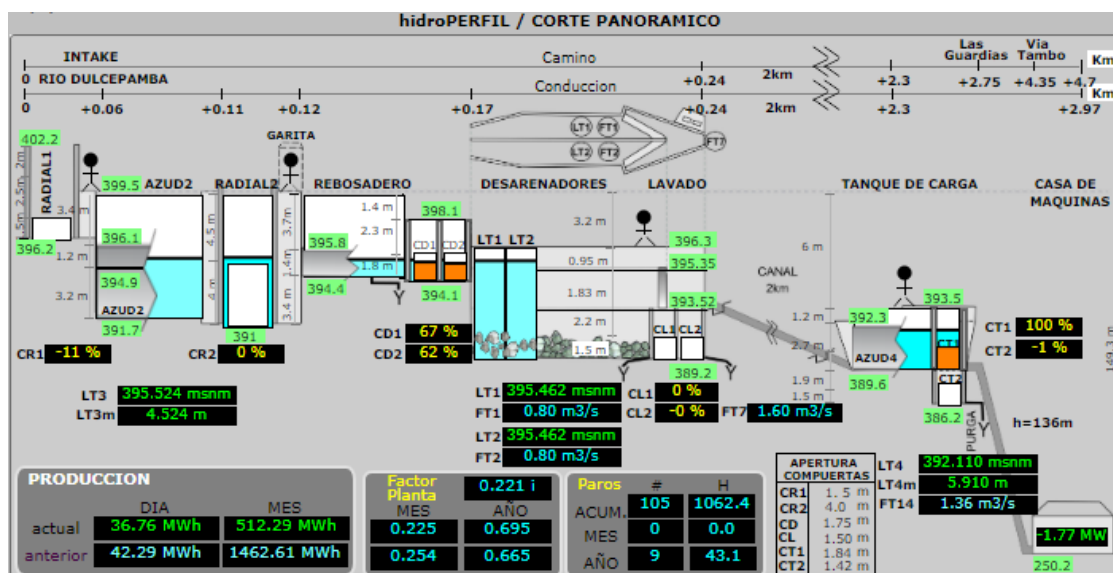
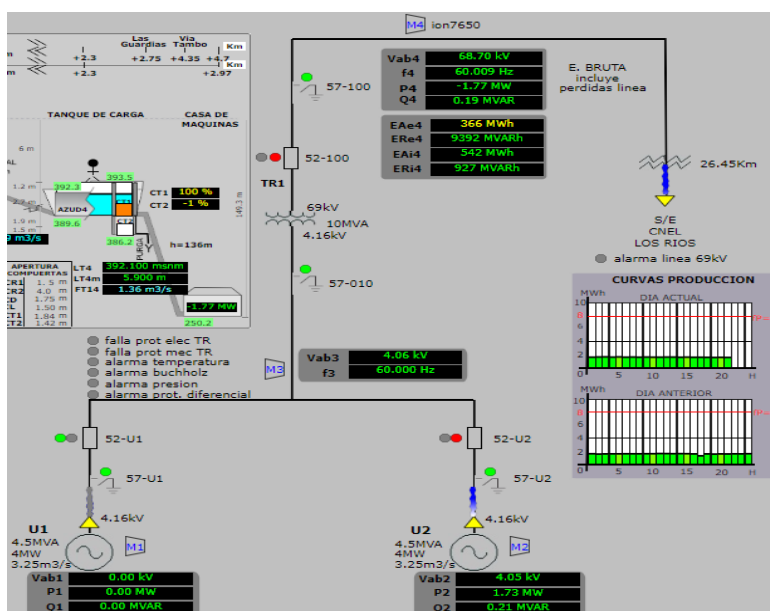


Diagrama unifilar

- Revisión del estado de los interruptores (abierto o cerrado) representado por los indicadores circulares de color verde y rojo.
- Verificación del flujo de energía mediante los indicadores ubicados en las unidades de generación representado por las barras color azul. Cuando no hay energía las barras cambian a color gris.
- Se validó que la lectura de los parámetros eléctricos mostrados en los indicadores numéricos sea igual a los valores registrados por los medidores. Por ejemplo, en la figura 80 se puede observar que la unidad 1 no está encendida por lo que los valores de voltaje, potencia activa y reactiva marcan cero, mientras que los de la unidad 2 son diferentes a cero, esto se comprobó en los medidores de energía.
- Mediante las curvas de producción en la curva diaria actual y anterior se puede visualizar que los datos de la energía producida se actualizan cada hora y se encera al finalizar el día, tal como fue programado en Basic.

Figura 80

Diagrama unifilar de la pantalla principal de casa máquinas



Curvas de producción

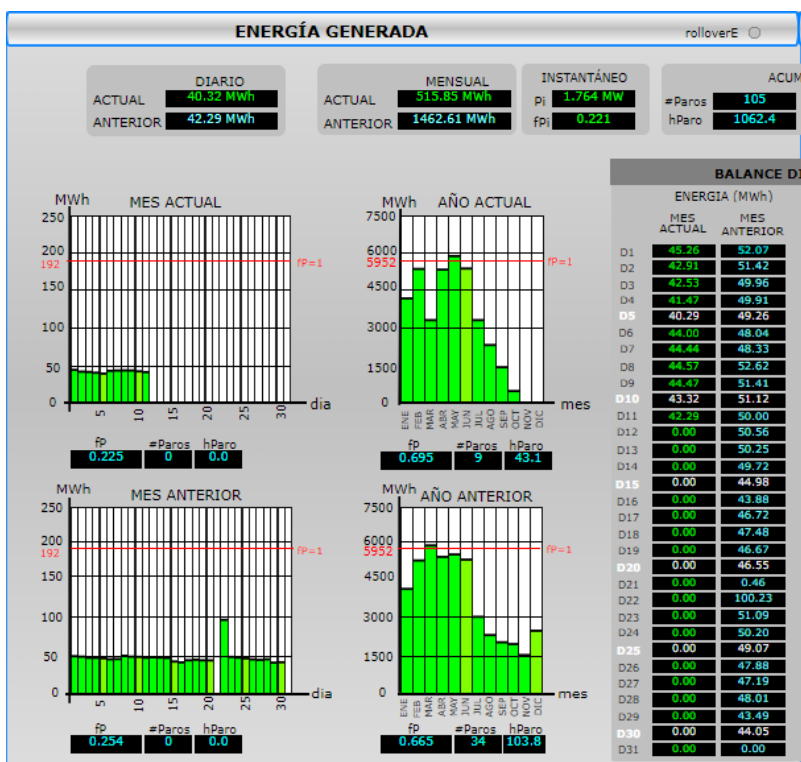
Los datos de energía producida y volumen de agua turbinada en la central son registrados en las curvas de la pantalla de producción. Para verificar el registro de la información se realizaron las siguientes pruebas.

- Se verificó la energía generada diariamente en la curva mensual actual y se la comparó con el valor registrado en los medidores. Esto se llevó a cabo durante el mes de julio en el cual se implementó las actualizaciones del sistema. Se realizó un seguimiento el primero de agosto, para comprobar que cada inicio de mes la curva actual se encere y los valores se registren en la curva del mes anterior. Con esto se validó la programación en Basic.
- Para comprobar que los datos de las curvas anuales actuales se actualicen se realizó el seguimiento desde el mes de julio hasta septiembre. En cuanto a la curva del año anterior, se simuló mediante programación en Basic cambiando la condición en la fecha de registro de datos. Finalmente, se ingresaron los valores del año anterior manualmente basado en los reportes de producción de la central hidroeléctrica.
- Revisión del factor de planta a través de las curvas de producción. Este es calculado y fue programado en Basic, para comprobar su veracidad se compara el valor que está en el indicador numérico con la barra de energía producida en el mes haciendo referencia a la línea roja que es un valor aproximado a un $fp=1$.
- Verificación del contador de número y horas de paros de forma mensual y anual, para lo cual se ingresó manualmente los valores registrados por los operados del número de horas y paros, a partir de este valor se realizó un paro general el día 26 de julio para las pruebas de todo el sistema.

Estas pruebas se pueden evidenciar en la figura 81, que corresponde a la sección de energía generada, mostrada en la pantalla de producción de casa de máquinas.

Figura 81

Curvas de producción de energía



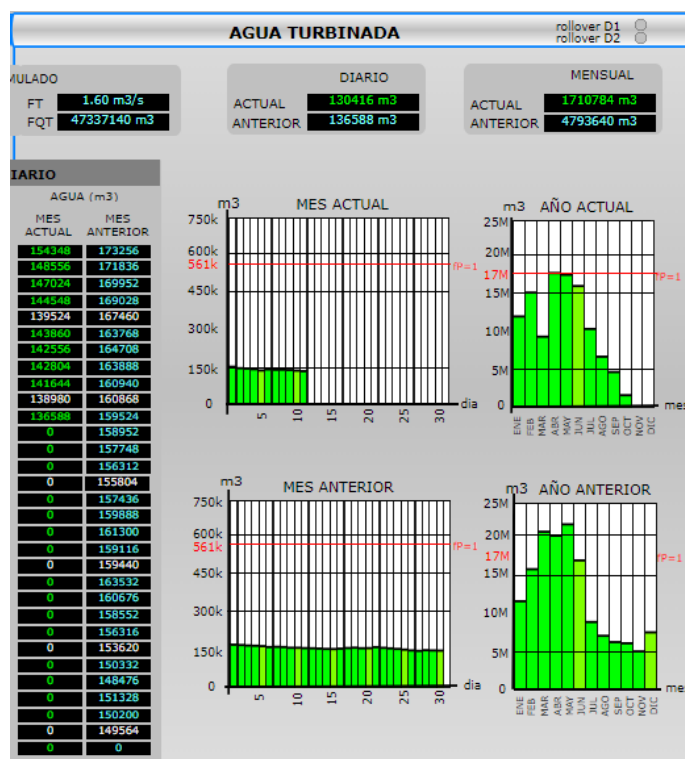
Nota. La curva mensual actual corresponde al mes de octubre, mientras que la anterior al mes de septiembre. Las anuales corresponden al año 2021 y 2022.

Las curvas de agua turbinada que se muestran en la figura 82, tienen un comportamiento similar a las de energía, motivo por el cual se realizaron las mismas pruebas.

- Verificación del volumen de agua registrada diariamente en la curva mensual actual al compararlo con los datos registrados en los medidores durante el mes de julio.
- Seguimiento de la curva anual actual a partir del mes de julio para verificar que los datos se actualizan mensualmente.
- Ingreso de los valores del año anterior manualmente basado en el registro de los medidores de captación existentes en la central hidroeléctrica.
- Revisión del factor de planta a través de las curvas de producción.

Figura 82

Curvas de producción de agua turbinada



Nota. La curva mensual actual corresponde al mes de octubre, mientras que la anterior al mes de septiembre. Las anuales corresponden al año 2021 y 2022.

Tanto las curvas de energía como las de agua turbinada muestran datos semejantes dado que existen dos métodos para medir la energía. El primero consiste en registrar la potencia que se genera cuando las turbinas son accionadas a través del flujo de agua que llega de la zona captación, por medio de los medidores de energía que se encuentran en casa de máquinas. En el segundo se mide el volumen de agua que existe en los desarenadores ubicados en la zona de captación a través de los medidores de flujo ultrasónicos. Tanto el flujo como la potencia se relacionan a través de la siguiente fórmula sin considerar las eficiencias reales de los elementos.

$$P = 9.81 \cdot Q \cdot H$$

Donde:

P: potencia en kW

Q: caudal turbinable en m³/s

H: altura en metros desde la superficie donde está el tanque de caga hasta el punto donde se encuentra la turbina.

Alarmas y eventos

Tanto en casa de máquinas como en captación se realiza un registro de los eventos y alarmas que se han producido en el día. La RTU usa la memoria SRAM de 1 Mb para almacenar los eventos en una pila de 512 registros, cuando llega al límite de su capacidad la información más reciente reemplaza a la más antigua. Para verificar su funcionamiento se realizaron las siguientes pruebas.

- Se forzó la activación de las señales digitales que producen alarmas, como por ejemplo paro de emergencia o crecida. Mediante esto se comprobó que los respectivos mensajes aparezcan en las tablas de alarmas y secuencia de eventos.
- Seguimiento a la activación de las señales digitales durante el mes de julio al producirse un evento para su registro en la tabla SOE. Principalmente el enfoque fue al registro de los eventos durante la operación de las compuertas.
- Se forzaron las condiciones para comprobar el envío de los reportes al correo electrónico, mostrando en la tabla de alarmas la hora que se despacha el correo, a quien va dirigido y el nombre del archivo.

La información que se muestra en la figura 83 y 84 permite a los operadores llevar un registro de los eventos y alarmas que se han producido en la central, de manera que puedan actuar de forma inmediata para solventarlos.

Figura 83

Ventana de alarmas y eventos de casa de máquinas

ALARMAS							
	Start Time	End Time	Description	Id	Recipient	Start	End
!	18/09/2022 00:12:00	18/09/2022 00:12:00	RepDiario.txt	6	-	AutoAck	AutoAck
!	18/09/2022 00:01:00	18/09/2022 00:01:00	histHT.csv	5	-	AutoAck	AutoAck
!	17/09/2022 00:12:00	17/09/2022 00:12:00	RepDiario.txt	3	-	AutoAck	AutoAck
!	17/09/2022 00:01:00	17/09/2022 00:01:00	histHT.csv	2	-	AutoAck	AutoAck
!	16/09/2022 16:41:40	-	Falla proteccion mec UZ	1	-	AutoAck	NotAck
!	16/09/2022 16:41:23	-	Power-up	-	-	AutoAck	AutoAck
!	15/09/2022 00:12:00	15/09/2022 00:12:00	RepDiario.txt	4	-	AutoAck	AutoAck

SOE/Sequence of events		
Time	Name	Value
09/16/2022 10:22:04.505 PM	o52U1	0
09/16/2022 10:22:04.505 PM	c52U1	1
09/16/2022 9:13:33.289 PM	o52U1	1
09/16/2022 9:13:33.289 PM	c52U1	0
09/16/2022 4:41:40.036 PM	APM_U2	1
09/16/2022 4:41:40.035 PM	c52_100	1
09/16/2022 4:41:40.035 PM	o52U2	1
09/16/2022 4:41:40.035 PM	c52U1	1
09/16/2022 4:41:39.720 PM	APM_U2	0
09/16/2022 4:41:39.720 PM	c52_100	0
09/16/2022 4:41:39.720 PM	o52U2	0
09/16/2022 4:41:39.720 PM	c52U1	0
09/16/2022 5:43:27.792 AM	APM_U2	1

Figura 84

Ventana de alarmas y eventos de captación

Alarmas							
	Start Time	End Time	Description	Id	Recipient	Start	End
!	12/09/2022 09:22:07	-	Falla energía Des	17575	-	AutoAck	AutoAck
!	12/09/2022 09:21:34	12/09/2022 09:22:07	Paro Emergencia Des	17574	-	AutoAck	AutoAck
!	12/09/2022 09:21:33	12/09/2022 09:21:34	Falla energía Des	17573	-	AutoAck	AutoAck
!	12/09/2022 09:21:33	12/09/2022 09:22:07	Crecida	17572	-	AutoAck	AutoAck
!	12/09/2022 09:21:32	12/09/2022 09:21:33	Paro Emergencia Des	17571	-	AutoAck	AutoAck
!	12/09/2022 09:21:32	12/09/2022 09:21:32	Falla energía Des	17570	-	AutoAck	AutoAck
!	12/09/2022 09:21:32	12/09/2022 09:21:32	Crecida	17569	-	AutoAck	AutoAck
!	12/09/2022 09:21:32	12/09/2022 09:21:32	Paro Emergencia Des	17568	-	AutoAck	AutoAck
!	12/09/2022 09:21:31	12/09/2022 09:21:32	Falla energía Des	17567	-	AutoAck	AutoAck
!	12/09/2022 09:21:31	12/09/2022 09:21:32	Crecida	17566	-	AutoAck	AutoAck

SOE/Sequence of Events		
Time	Name	Value
16/09/2022 22:21:07.063	Disp	0
16/09/2022 21:12:36.196	Disp	1
15/09/2022 13:42:20.623	Disp	0
15/09/2022 13:27:41.672	Disp	1
14/09/2022 23:41:42.955	Disp	0
14/09/2022 23:36:59.506	Disp	1
12/09/2022 09:22:22.116	marchaBr2	0
12/09/2022 09:22:20.569	startR2	0
12/09/2022 09:22:07.513	RMLd	1
12/09/2022 09:22:07.513	crecidaD	0
12/09/2022 09:22:07.513	PEd	0
12/09/2022 09:22:07.513	sBk2D	1
12/09/2022 09:22:07.513	subiendoD2	0

Pantalla principal de captación

Se caracteriza por mostrar el mímico de las zonas de captación y tanque de carga en una vista general con los indicadores de nivel, flujo, volumen, centímetros y porcentaje de

apertura de las compuertas en tiempo real. Para comprobar su funcionamiento se realizaron las siguientes pruebas.

- En el mímico de la figura 85 se verificó que los indicadores del porcentaje de apertura de cada compuerta ubicados en los respectivos cuadros grises varíen su valor al subir y bajar las compuertas. También se comprobó que los valores varíen en la pantalla de control de compuertas.
- Para constatar el funcionamiento de los indicadores de flujo (FT), nivel (LT) y volumen (FQT) se vació los desarenadores el día asignado para pruebas y se visualizó que los indicadores variaban su valor conforme el desarenador se vaciaba, y posteriormente como incrementaba al aumentar el nivel de agua en esta zona.
- En la figura 86 se encuentra la regla del río que muestra el valor del sensor de nivel instalado en la represa. Se comprobó su funcionamiento comparando el valor real en el display del sensor y el que se muestra en la interfaz. También se verificó que al abrir la compuerta radial 2, el nivel de agua en la represa disminuyó y al cerrarla aumentó, esta variación se vio reflejada en la regla del río.

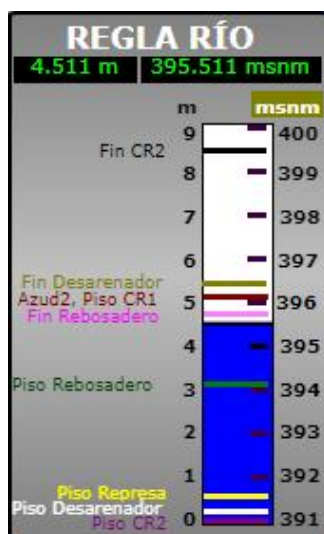
Figura 85

Indicadores de la pantalla principal de captación



Figura 86

Regla del río en pantalla principal de captación



Pantalla del tanque de carga

Contiene una vista general de esta zona junto a casa de máquinas donde llega el agua para ser turbinada. Además, se muestra la regla del nivel de agua en el tanque de carga que está referenciada a los niveles de esta zona, similar a la de captación. En esta pantalla se realizaron las pruebas siguientes.

- En el mímico de la figura 87 se verificó que los indicadores del porcentaje de apertura de cada compuerta ubicados en los respectivos cuadros grises varíen su valor al subir y bajar las compuertas. También se comprobó que los valores varíen en la pantalla de control de compuertas.

- Para constatar el funcionamiento de los indicadores de flujo y nivel se abrió una de las compuertas para disminuir el flujo y nivel de agua en el tanque de carga, de esta manera los indicadores variaron su valor conforme el tanque se vaciaba. En esta zona los indicadores no llegaron a cero ya que no se vació el tanque totalmente.

- En la figura 88 se muestra la regla de nivel de agua del tanque, esta contiene los límites superior e inferior de esta zona, así como el nivel del azud por donde se desfoja el

exceso de agua existente en el tanque. Cuando se abrió la compuerta, el tanque disminuyó su nivel y al cerrar totalmente la segunda ese valor aumentó, esta variación se vio reflejada en la regla del tanque. Cabe resaltar que, si el nivel es más bajo a la barra de disparo, se enciende un indicador y una alarma de bajo nivel en el tanque.

- Finalmente, en el mímico de casa de máquinas se verificó que los indicadores de voltaje, potencia activa y reactiva sean los mismos que se encuentran en el diagrama unifilar de la pantalla de casa de máquinas. Durante la etapa de pruebas la segunda unidad no estaba en funcionamiento por lo que sus indicadores marcaban cero como se muestra en la figura 89.

Figura 87

Mímico de la zona del tanque de carga

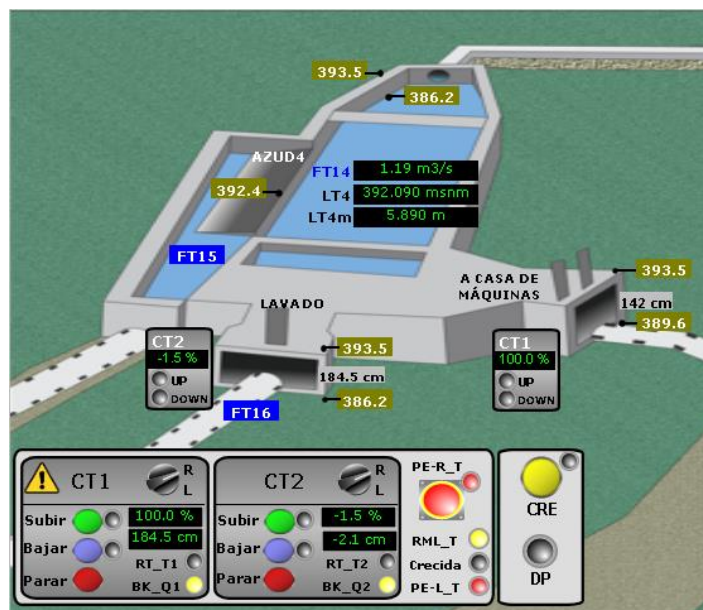


Figura 88

Regla del tanque de carga para nivel de agua

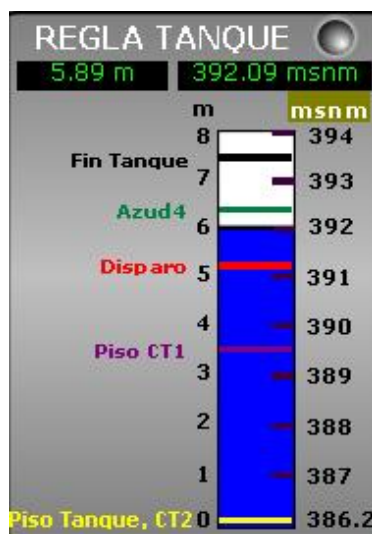


Figura 89

Mímico de casa de máquinas en la pantalla de tanque de carga



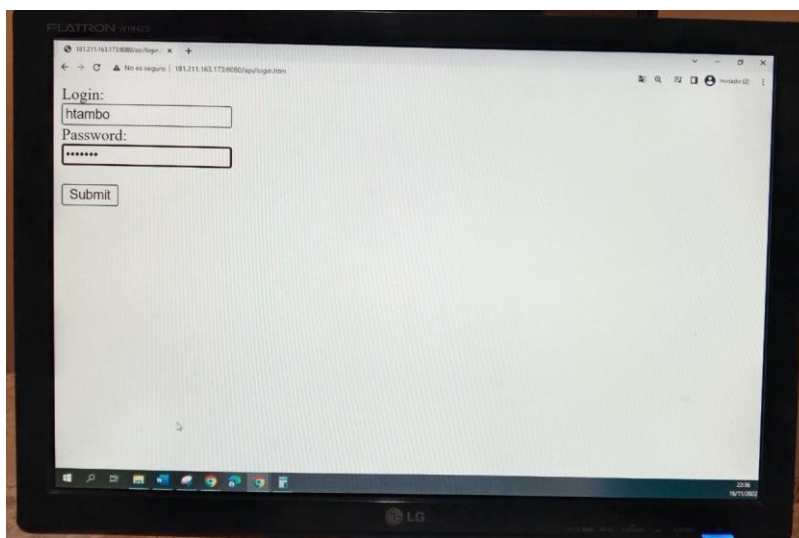
Implementación de las pantallas en el cuarto de control

Las pantallas descritas previamente en conjunto con sus funciones fueron implementadas en las RTUs de casa de máquinas y captación respectivamente. A continuación, se presenta las interfaces con su diseño final en el monitor de la central.

Para el acceso al sistema ya sea de monitoreo o control se requiere ingresar mediante un usuario y contraseña, los cuales son solicitados al ingresar la dirección IP en el navegador como se muestra en la figura 90.

Figura 90

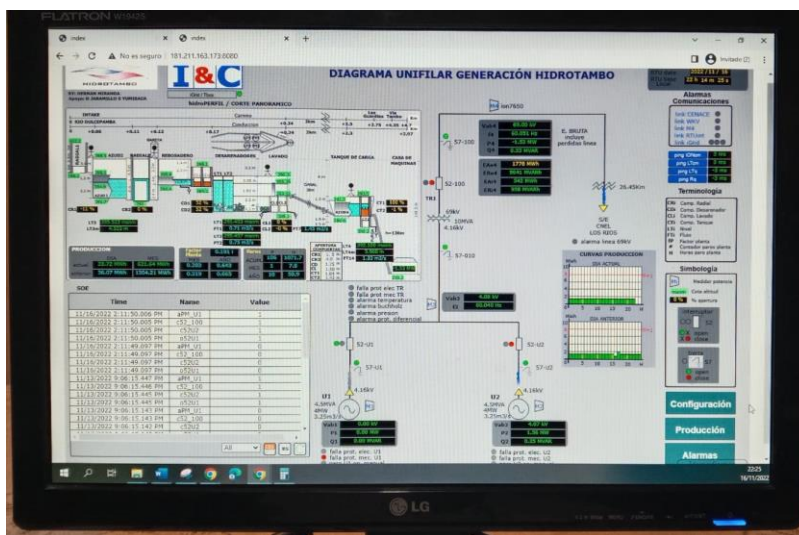
Pantalla para ingresar de usuario



En la figura 91 se muestra la pantalla principal de casa de máquinas monitoreando a la central desde el cuarto de control.

Figura 91

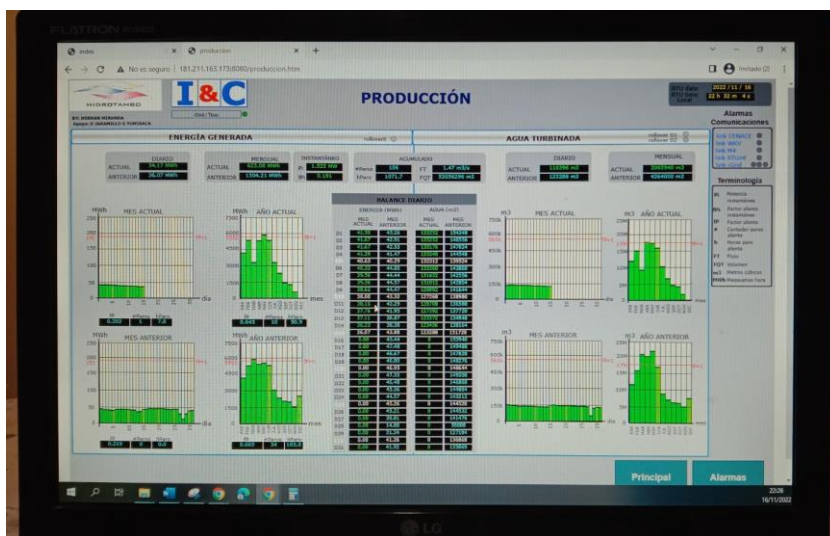
Pantalla principal implementada en casa de máquinas



En la figura 92 se muestra la pantalla de producción que ha sido implementada en casa de máquinas de máquinas.

Figura 92

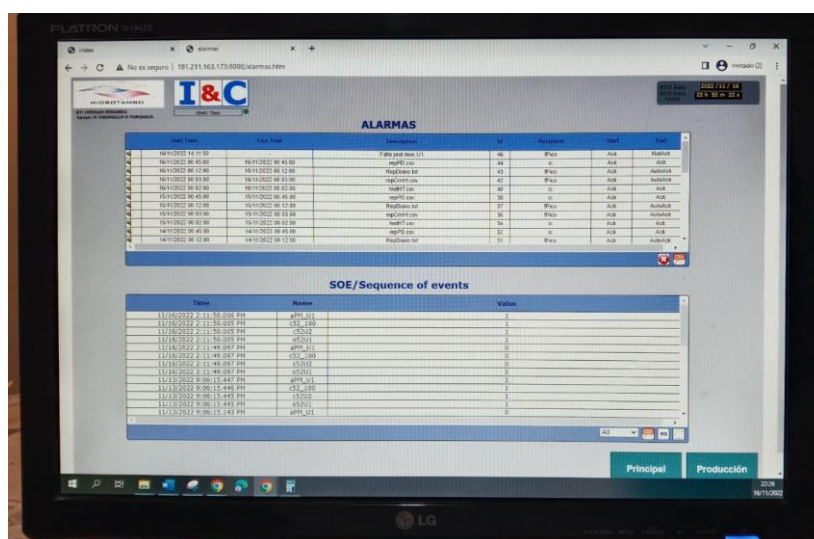
Pantalla de producción implementada en casa de máquinas



Las alarmas y eventos que se han producido en la central después de su implementación se detallan en la figura 93.

Figura 93

Pantalla de alarmas y SOE implementada en casa de máquinas



La pantalla principal implementada en la RTU de captación se visualiza en la figura 94.

Figura 94

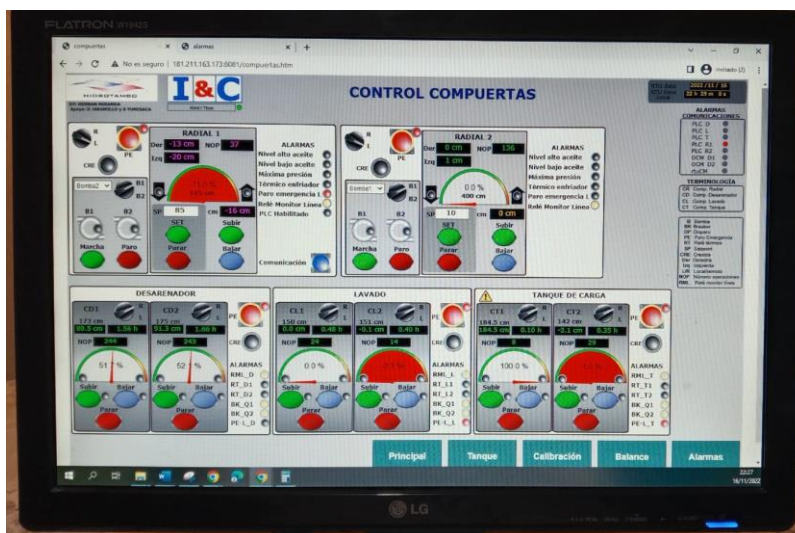
Pantalla principal implementada en captación



La pantalla de monitoreo y control de las compuertas planas y radiales de la central hidroeléctrica implementada en la RTU de captación se muestra en la figura 95.

Figura 95

Pantalla de control de compuertas implementada en captación



La pantalla de monitoreo y control del tanque de carga implementada en la RTU de captación se muestra en la figura 96.

Figura 96

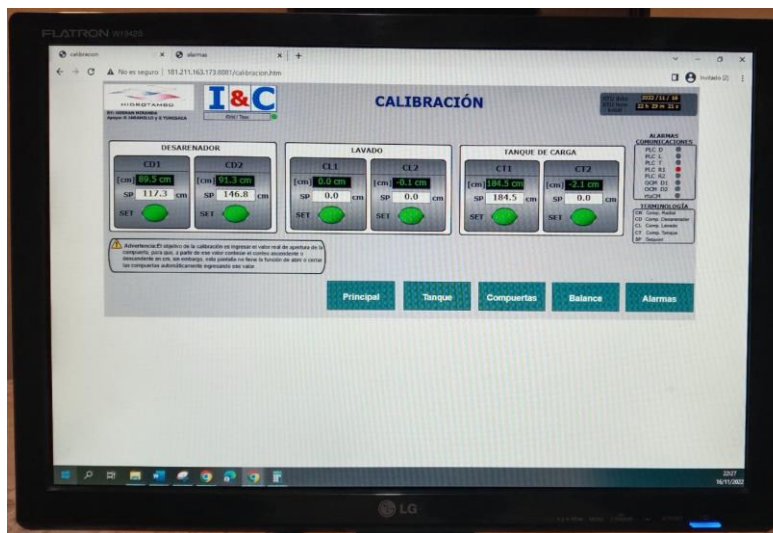
Pantalla del tanque de carga implementada en captación



La pantalla de calibración de las compuertas planas implementada en la RTU de captación se muestra en la figura 97.

Figura 97

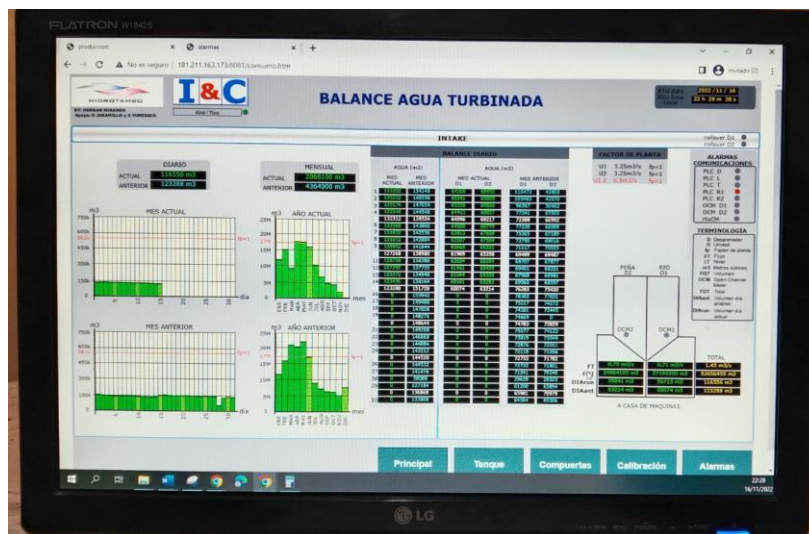
Pantalla de calibración implementada en captación



La pantalla de balance de agua turbinada implementada en la RTU de captación se muestra en la figura 98.

Figura 98

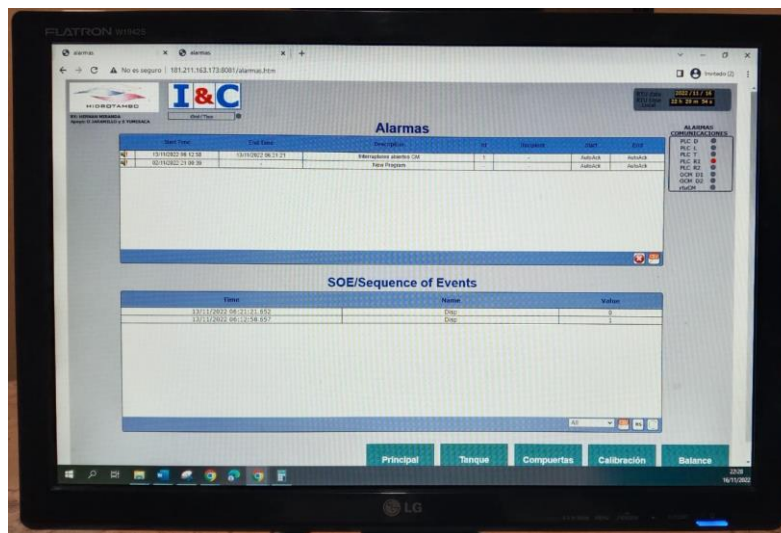
Pantalla de control de compuertas implementada en captación



La pantalla de alarmas y tabla del SOE implementada en la RTU de captación se muestra en la figura 99.

Figura 99

Pantalla de alarmas y SOE implementada en captación



Generación de reportes

Los reportes registran los valores de los medidores existentes en casa de máquinas y captación, así como los datos de las curvas de producción diarias, mensuales y anuales

calculados en Basic. Estos datos se registran en un documento con formato csv, que puede descargarse desde el navegador escribiendo la dirección IP local o remota de la RTU de casa de máquinas o captación seguido del complemento tagarchiver y nombre del reporte con el formato del archivo.

Reporte del medidor de energía

Este contiene las lecturas de los parámetros eléctricos de potencia activa, reactiva, voltaje, energía, nivel y flujo de agua que llega a casa de máquinas, registrados cada cinco minutos a partir de las 00h00 y enviados por correo electrónico a la media noche con tres minutos del día siguiente. A continuación, se describen las pruebas realizadas para obtener los reportes.

- Se accedió a la dirección local del reporte de los históricos de casa máquinas en el navegador para verificar que el reporte se encuentra en formato csv al descargarlo, además que la información que contiene corresponde a los históricos de casa de máquinas.
- Utilizando la dirección remota se comprobó que el reporte puede descargarse y se encuentra en formato csv.
- Se constató que la información proporcionada en el reporte es la misma que se visualiza en la pantalla principal de casa de máquinas observando los datos del reporte y los indicadores del diagrama unifilar. En la figura 100 se muestra un ejemplo del reporte diario de los medidores de energía.

Figura 100

Reporte diario de los medidores de energía

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Time	P1	Q1	Vab1	P2	Q2	Vab2	Vab3	f4	P4	Q4	Vab4	f4
2	08/09/2022 21:20	0.000000	0.000000	0.000000	2.190.000	-0.390000	4.020.000	4.030.000	60.009.998	-2.188.000	-0.442000	68.809.998	60.015.999
3	08/09/2022 21:15	0.000000	0.000000	0.000000	2.170.000	-0.370000	4.020.000	4.030.000	60.020.000	-2.189.000	-0.429000	68.828.003	60.022.999
4	08/09/2022 21:10	0.000000	0.000000	0.000000	2.180.000	-0.330000	4.020.000	4.030.000	59.959.999	-2.192.000	-0.381000	68.766.998	59.962.002
5	08/09/2022 21:05	0.000000	0.000000	0.000000	2.190.000	-0.280000	4.020.000	4.020.000	60.000.000	-2.186.000	-0.323000	68.667.000	60.006.001
6	08/09/2022 21:00	0.000000	0.000000	0.000000	2.190.000	-0.220000	4.020.000	4.020.000	59.970.001	-2.188.000	-0.267000	68.655.998	59.972.000
7	08/09/2022 20:55	0.000000	0.000000	0.000000	2.190.000	-0.260000	4.020.000	4.020.000	60.009.998	-2.189.000	-0.298000	68.656.998	60.011.002
8	08/09/2022 20:50	0.000000	0.000000	0.000000	2.200.000	-0.160000	4.010.000	4.020.000	60.009.998	-2.189.000	-0.207000	68.570.000	60.021.999
9	08/09/2022 20:45	0.000000	0.000000	0.000000	2.190.000	-0.090000	4.020.000	4.020.000	60.020.000	-2.185.000	-0.127000	68.528.999	60.015.999
10	08/09/2022 20:40	0.000000	0.000000	0.000000	2.190.000	-0.030000	4.010.000	4.020.000	59.980.000	-2.186.000	-0.075000	68.458.000	59.986.000
11	08/09/2022 20:35	0.000000	0.000000	0.000000	2.200.000	0.030000	4.020.000	4.030.000	60.009.998	-2.201.000	0.002000	68.499.001	60.014.000

Reporte de producción de energía diaria

Este contiene los datos de las curvas de producción diaria, que corresponden a la energía generada y registrada cada hora en las barras de producción. Este reporte es enviado por correo electrónico a la media noche con cinco minutos del día siguiente y contiene la información del día anterior. A continuación, se describen las pruebas realizadas para obtener los reportes.

- Se accedió a la dirección local del reporte de producción diaria de energía en casa máquinas en el navegador para verificar que el reporte se encuentra en formato csv y contenga 24 valores de energía que corresponde a las horas del día.
- Utilizando la dirección remota también se comprobó que el reporte puede descargarse, se encuentra en formato csv y contiene la misma información que el reporte descargado localmente.
- Se constató que la información proporcionada en el reporte es la misma que se visualiza en la pantalla principal de casa de máquinas observando los datos del reporte y las barras de las curvas de producción diaria anterior. En la figura 101 se muestra un ejemplo del reporte diario de producción de energía.
- Los reportes mensuales y anuales fueron verificados de la misma manera, cambiando únicamente el nombre del reporte para la descarga de forma local y remota.
- La información de los reportes mensuales y anual es almacenada de forma temporal en la tarjeta SD, es decir, que solo se conservan los datos del período actual y anterior respectivamente, por esta razón los operadores deben descargar mensual y anualmente los reportes para no perder la información.

Figura 101

Reporte de la producción de energía diaria

A	B	C	D	E	F	G
Time	CE_Lh1	CE_Lh2	CE_Lh3	CE_Lh4	CE_Lh5	CE_Lh6
29/08/2022 21:05	2.330.078	2.340.332	2.327.637	0.017090	2.312.988	2.361.816
29/08/2022 20:05	2.330.078	2.340.332	2.327.637	0.017090	2.312.988	2.361.816
29/08/2022 19:05	2.330.078	2.340.332	2.327.637	0.017090	2.312.988	2.361.816
29/08/2022 18:05	2.330.078	2.340.332	2.327.637	0.017090	2.312.988	2.361.816
29/08/2022 17:05	2.330.078	2.340.332	2.327.637	0.017090	2.312.988	2.361.816
29/08/2022 16:05	2.330.078	2.340.332	2.327.637	0.017090	2.312.988	2.361.816
29/08/2022 15:05	2.330.078	2.340.332	2.327.637	0.017090	2.312.988	2.361.816
29/08/2022 14:05	2.330.078	2.340.332	2.327.637	0.017090	2.312.988	2.361.816
29/08/2022 13:05	2.330.078	2.340.332	2.327.637	0.017090	2.312.988	2.361.816
29/08/2022 12:05	2.330.078	2.340.332	2.327.637	0.017090	2.312.988	2.361.816

Reporte del medidor de flujo de desarenadores

Muestra cada 5 minutos los datos de nivel, flujo, temperatura y volumen del desarenador 1 y 2. A continuación, se describen las pruebas realizadas para obtener los reportes.

- Se accedió a la dirección local del reporte de los históricos de los desarenadores de captación en el navegador para verificar que el reporte se encuentra en formato csv al descargarlo.
- Utilizando la dirección remota se comprobó que el reporte puede descargarse, se encuentra en formato csv y contiene la misma información que el reporte descargado localmente.
- Se constató que la información proporcionada en el reporte es la misma que se visualiza en la pantalla de balance de captación observando los datos del reporte y los indicadores de balance diario de cada desarenador.
- El reporte para el volumen diario y la calidad del agua del desarenador 1 y 2 se descargaron cambiando el nombre del archivo tanto en modo local como remoto. Este proceso

se repitió para los reportes faltantes y se comprobó que todos contienen la información correcta.

En la figura 102 se muestra un ejemplo de los históricos del arca y en la figura 103 el reporte diario del volumen de agua en el desarenador.

Figura 102

Reporte históricos del arca

A12		14/10/2022 1:10:00							
	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Time	Qdes1 (m3/s)	VOLdes1 (m3)	Tdes1 (C)	Ldes1 (m)	m3DIAr_d1 (m3DIA_d1 (n	QualityD1	Qdes2 (m3/s)
2	14/10/2022 2:00	0.791983	24940415	20.000000	0.110000	5793	67968	50	0.778622
3	14/10/2022 1:55	0.791983	24940178	20.000000	0.111000	5556	67968	50	0.768029
4	14/10/2022 1:50	0.781305	24939941	20.000000	0.110000	5319	67968	50	0.778622
5	14/10/2022 1:45	0.791983	24939704	20.000000	0.111000	5082	67968	50	0.778622
6	14/10/2022 1:40	0.791983	24939466	20.000000	0.111000	4844	67968	50	0.768029
7	14/10/2022 1:35	0.791983	24939229	20.000000	0.111000	4607	67968	50	0.778622
8	14/10/2022 1:30	0.781305	24938992	20.000000	0.111000	4370	67968	50	0.778622
9	14/10/2022 1:25	0.781305	24938756	20.000000	0.111000	4134	67968	50	0.778622
10	14/10/2022 1:20	0.781305	24938519	21.000000	0.110000	3897	67968	50	0.778622
11	14/10/2022 1:15	0.791983	24938284	21.000000	0.111000	3662	67968	50	0.768029

Figura 103

Reporte del volumen diario de los desarenadores

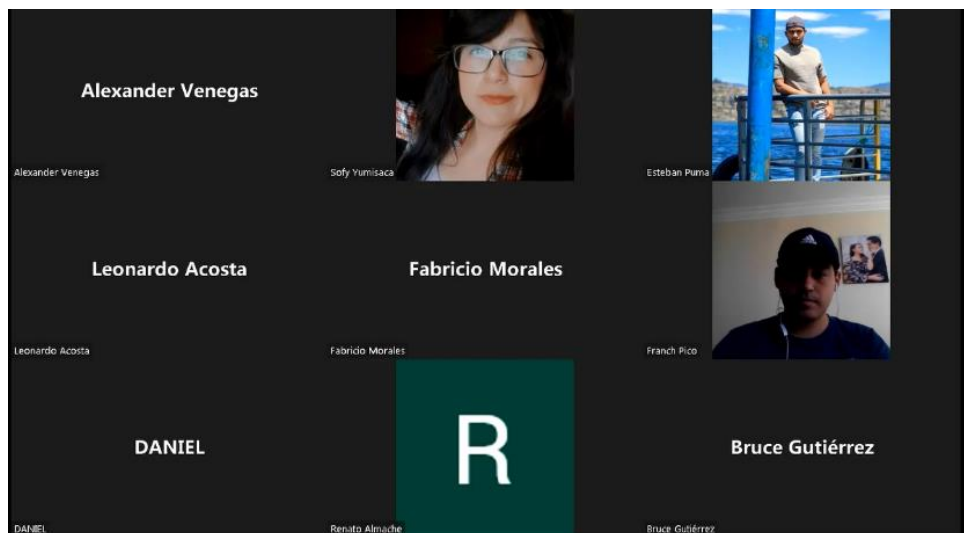
	A	B	C	D	E	F
1	Time	m3DIA_d1 (n	QualityD1	m3DIA_d2 (n	QualityD2	m3diaAntT
2	13/10/2022 23:59	67968	50	66981	50	134949.000000
3	12/10/2022 23:59	69401	50	68321	50	137722.000000
4	11/10/2022 23:59	68707	50	67877	50	136584.000000
5	10/10/2022 23:59	69499	50	69487	50	138986.000000
6	09/10/2022 23:59	71117	50	70525	50	141642.000000
7	08/10/2022 23:59	73790	50	69016	50	142806.000000
8	07/10/2022 23:59	75365	50	67189	50	142554.000000
9	06/10/2022 23:59	77220	50	66589	50	143809.000000
10	05/10/2022 23:59	72588	50	66992	50	139580.000000
11	04/10/2022 23:59	77541	50	67003	50	144544.000000
12	03/10/2022 23:59	96567	50	50463	50	147030.000000
13	02/10/2022 23:59	105483	50	43070	50	148553.000000
14	01/10/2022 23:59	110473	50	43805	50	154278.000000
15	30/09/2022 23:59	102478	50	47158	50	149636.000000
16	29/09/2022 23:59	88665	50	61535	50	150200.000000

Capacitación para el uso del sistema

La capacitación se realizó el 10 de agosto del 2022 en modalidad virtual y de esta manera contar con la participación de los operadores que se encontraban fuera de la central en ese momento. En la figura 104 se muestra la asistencia de los operadores en la plataforma zoom.

Figura 104

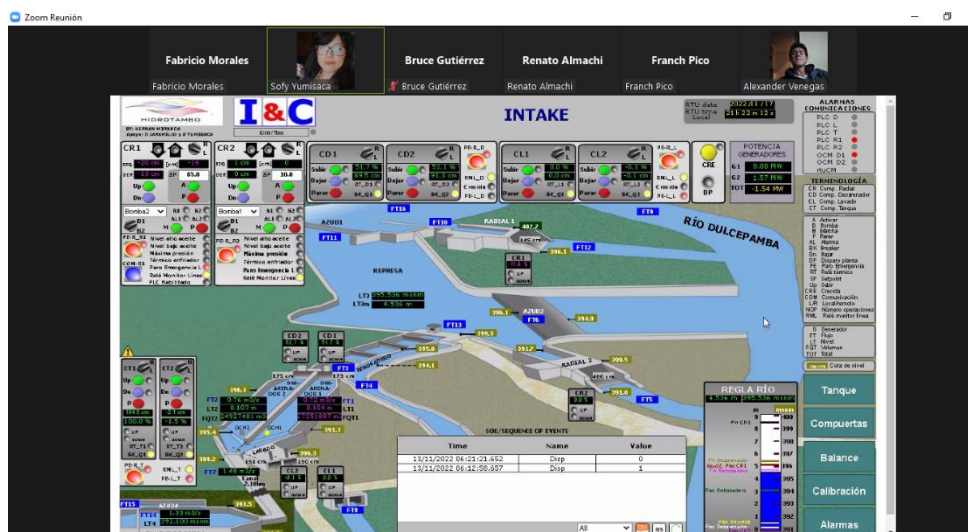
Asistencia de los operadores a la capacitación



La capacitación se dividió en dos secciones. En la primera sección se explicó el funcionamiento de las pantallas instaladas en la RTU de captación, su estructura, organización y funciones de cada una como se muestra en la figura 105.

Figura 105

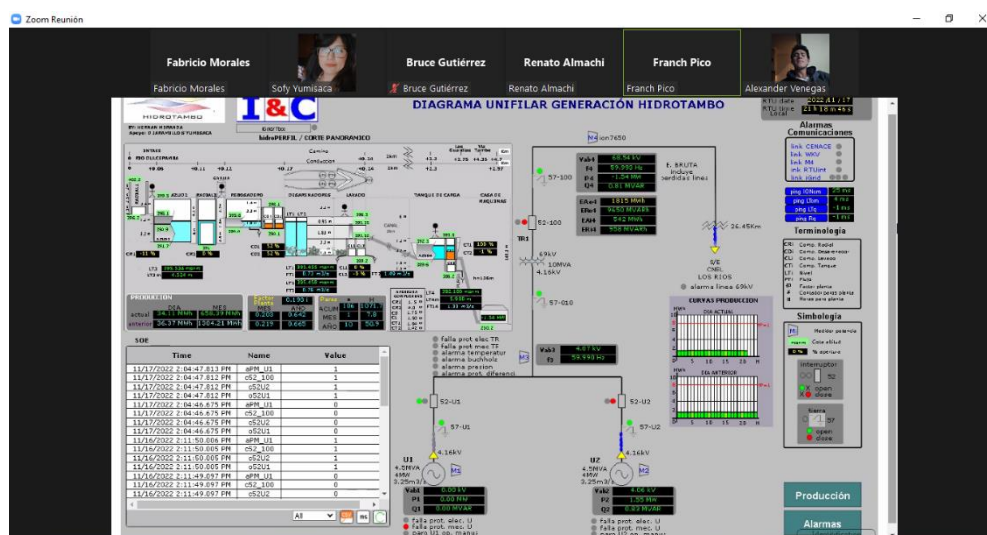
Capacitación del control de apertura de compuertas



En la segunda sección se explicó el funcionamiento de las pantallas instaladas, las gráficas del registro de producción de energía y agua turbinada, la gestión de alarmas y secuencia de eventos, como se muestra en la figura 106. Finalmente, se detalló el proceso para descargar los reportes de captación y casa de máquinas.

Figura 106

Capacitación de las pantallas de monitoreo de casa de máquinas



Para complementar la capacitación impartida a los operadores se entregó un manual de usuario del sistema SCADA presentado en el apéndice F.

En el apéndice G se presenta el acta de entrega – recepción del proyecto fue firmada el 13 de agosto del 2022 al finalizar la implementación la actualización del sistema SCADA y la capacitación a los operadores de la central hidroeléctrica.

Una vez culminado los trabajos de ingeniería y habiendo entregado la documentación respectiva, la empresa IANDCECONTROL S.A. responsable del proyecto, firma la carta de conformidad presentada en el apéndice H.

Capítulo VI. Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

El sistema implementado facilita la operación de las compuertas y el monitoreo de las variables de energía, flujo, nivel, volumen, potencia activa, reactiva de las zonas de captación y las unidades generadoras en casa de máquinas de forma local y remota. De esta manera el desarrollo de este proyecto permitió la actualización del sistema de control y monitoreo de la central hidroeléctrica Hidrotambo S.A, entregando un total de 3 pantallas para la RTU de casa de máquinas y 6 para la RTU de captación.

Después de realizar la inspección técnica de los equipos, se determinó que las unidades terminales remotas instaladas en casa de máquinas y captación cumplen con los requisitos técnicos que la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL establece en el capítulo VI de la regulación No. ARCONEL– 003/16 referente a la supervisión y control en tiempo real de los registros de una central hidroeléctrica por parte del CENACE.

El diseño de las interfaces fue realizado en WebForm Studio 2.0 bajo los criterios de la norma ISA-101 y los requerimientos de los operadores de la hidroeléctrica. Adicionalmente, el funcionamiento de las interfaces se asemeja al de los tableros físicos, ya que se mantuvo los mismos botones para el control de las compuertas. Finalmente, se realizó la inducción sobre el sistema implementado, sus características y funciones a los operadores de la central.

La integración de los equipos a la red local se realizó mediante cable de fibra óptica, routers configurados como puntos de acceso, conversores y switches ethernet, creando una arquitectura tipo DQDB debido a su robustez para mantener el enlace de comunicación en caso de falla de uno de los hilos de fibra; no obstante, se dejó el bus B abierto ya que la compuerta radial 1 al estar fuera de servicio no requiere mantener encendido los equipos y además permite expandir la red en futuros proyectos.

El proyecto se ha desarrollado en su totalidad en el software TWinSoft con el cual se estableció la comunicación con los PLCs utilizando el complemento Siemens S7-ISO,

compatible con los modelos S7-300 y S7-1200. El uso de este programa permitió realizar la gestión de alarmas y eventos cronológicos que son mostrados en las interfaces y almacenados en la tarjeta SD de las RTUs. Además, facilitó la creación y envío de reportes por correo electrónico mediante un servidor SMTP a los usuarios definidos por la central hidroeléctrica.

El sistema fue configurado para que su alcance sea local y remoto, estableciendo una dirección IP y puerto públicos que permiten el ingreso de máximo 64 usuarios simultáneamente a las interfaces desde cualquier locación con acceso a internet. Por tal motivo, para mantener la seguridad del sistema se realizó la gestión de usuarios, estableciendo un nombre de acceso y contraseña reservados para los operadores de la central y la empresa IANDCECONTROL S.A.

La visualización de las curvas de producción y balance de agua turbinada fueron calculadas con la información recopilada de los medidores. Estas gráficas son parte de una nueva función que ha sido implementada en las interfaces para tener una referencia visual de la generación de energía en un tiempo determinado y son un recurso que permite a los operadores analizar posibles fallas sistemáticas al momento de realizar mediciones, generar energía o en la operación de las compuertas.

En base a las pruebas realizadas, se concluye que las funciones de control permiten operar las compuertas de la zona de captación de forma local y remota, facilitando a los operadores tomar acciones de forma más rápida en comparación con la operación manual de las compuertas, esto con excepción de la radial 1 que se encuentra fuera de operación, sin embargo, se visualizó que las señales de lectura y escritura tanto en ese PLC como en la RTU de captación se transmitieron de forma correcta. Adicional, la función de monitoreo proporciona al operador información de toda la central hidroeléctrica en tiempo real.

Recomendaciones

Evitar reiniciar o apagar las RTUs ya que detiene el funcionamiento del sistema SCADA y provoca pérdidas de información en la tabla del SOE y alarmas. Además, afecta a los cálculos de las curvas de producción y balance de agua turbinada.

Revisar de forma periódica las alarmas de comunicación e indicadores en las interfaces HMI, para reestablecer la comunicación con los equipos, caso contrario, los datos no se visualizan en tiempo real.

Realizar la calibración de las compuertas periódicamente para tener una lectura correcta de los centímetros de apertura. Para lo cual, deben revisar el manual de usuario donde se detalla el procedimiento para calibrar.

Refrescar la página del navegador cuando los segundos en el reloj de las interfaces se detengan, con esta acción se mantiene la lectura de datos en tiempo real, ya que un tiempo prolongado de inactividad en las pantallas hace que el sistema solicite ingresar el usuario y contraseña nuevamente y detiene la visualización de datos en tiempo real.

Trabajos futuros

Programar la rutina de crecida para que la apertura de las compuertas se active mediante la señal del sensor ultrasónico de nivel cuando haya una crecida del río.

Monitorear el estado y las variables de los UPS añadiendo interfaces en el sistema de supervisión.

Referencias

- Agencia de Regulación y Control. (11 de Agosto de 2015). *www.regulacionelectrica.gob.ec*.
<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/11/ago/940.pdf>
- ARCONEL. (05 de Octubre de 2016). *www.regulacionelectrica.gob.ec*.
www.regulacionelectrica.gob.ec: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/11/Regulaci%C3%B3n-003-16-Certificada-SG.pdf>
- Armenta, A. (21 de Noviembre de 2021). *control.com*. *control.com*: <https://control.com/technical-articles/what-is-a-remote-terminal-unit-rtu/>
- AutomationWorld. (26 de Octubre de 2012). *www.automationworld.com*.
www.automationworld.com:
<https://www.automationworld.com/home/article/13307972/webform-studio-20-for-enterprisewide-hmi-development>
- Bowne, M. (12 de agosto de 2020). *La diferencia entre profibus y profinet*. PI Norte América:
<https://us.profinet.com/la-diferencia-entre-profibus-y-profinet/#:~:text=PROFIBUS%20es%20un%20fieldbus%20serial,en%20general%2C%20son%20muy%20diferentes>.
- Campos, F. (15 de Octubre de 2019). *Industrial M2M*. Industrial M2M:
<https://www.m2mlogitek.com/que-es-una-rtu/>
- Chapman., S. J. (2012). *Máquinas eléctricas* (Quinta ed.). México : Mc Graw Hill.
- Direct Industry. (09 de Febrero de 2020). *www.directindustry.es*. *www.directindustry.es*:
<https://www.directindustry.es/prod/igrid-t-d/product-168840-2253620.html>
- Edvard. (25 de Abril de 2018). *electrical-engineering-portal.com*. *electrical-engineering-portal.com*: <https://electrical-engineering-portal.com/scada-dcs-plc-rtu-smart-instrument>
- EMERSON. (03 de Julio de 2021). *www.emerson.com*. *www.emerson.com*:
<https://www.emerson.com/en-us/about-us/living-our-purpose>

Fitzgerald, A. E., Charles Kingsley, J., & Umans, S. D. (2004). *Máquinas eléctricas* (Sexta ed.). México: McGrawHill.

Flores, E., Quezada, J., Solís, A., Calderón, H., & Mendoza-Jiménez, E. (2017). Implementación de protocolo MODBUS RTU en la comunicación de un PAC y un variador de velocidad para el control automático de motores eléctricos. *InvESTigium*, 3(5). Retrieved 30 de agosto de 2022, from <https://www.uaeh.edu.mx/scige/boletin/tizayuca/n5/p7.html#:~:text=Protocolo%20MODBUS%20RTU,-El%20protocolo%20MODBUS&text=Siendo%20uno%20de%20los%20más,en%20comparación%20con%20otros%20protocolos.>

Hidrotambo. (2021). *Datos Técnicos*. Retrieved 07 de marzo de 2022, from <https://hidrotambo.com.ec/proyecto/>

iGrid T&D. (21 de Enero de 2020). *www.igrid-td.com*. [www.igrid-td.com: https://www.igrid-td.com/products/igw-vm-control-and-data-acquisition-software/](https://www.igrid-td.com/products/igw-vm-control-and-data-acquisition-software/)

Logicbus. (17 de junio de 2019). *Protocolos de comunicación industriales*. Logicbus blog: <https://www.logicbus.com.mx/blog/protocolos-de-comunicacion-industriales/>

MarketScreener. (04 de Abril de 2017). *m.marketscreener.com*. [m.marketscreener.com: https://m.marketscreener.com/quote/stock/SERVELEC-GROUP-PLC-15082154/news/Servelec-Technologies-releases-update-to-TBox-RTU-configuration-tool-TWinSoft-24157522/](https://m.marketscreener.com/quote/stock/SERVELEC-GROUP-PLC-15082154/news/Servelec-Technologies-releases-update-to-TBox-RTU-configuration-tool-TWinSoft-24157522/)

National Instruments. (23 de febrero de 2022). *Información detallada sobre el protocolo Modbus*. National Instruments: <https://www.ni.com/es-cr/innovations/white-papers/14/the-modbus-protocol-in-depth.html>

Obra de captación. (07 de septiembre de 2015). CELEC: <https://www.celec.gob.ec/cocacodosinclair/index.php/2015-09-07-17-45-09/footers/cocacodo-sinclair2/2015-09-08-16-11-39/single-variation->

- Tamboli, S., Rawale, M., Thoraiet, R., & Agashe, S. (2015). Implementation of Modbus RTU and Modbus TCP communication using Siemens S7-1200 PLC for batch process. *015 International Conference on Smart Technologies and Management for Computing, Communication, Controls, Energy and Materials (ICSTM)*, (págs. 258-263).
<https://doi.org/10.1109/ICSTM.2015.7225424>
- Universidad de Valencia. (2017). *Sistemas industriales distribuidos*. Redes de comunicación industriales: https://www.uv.es/rosado/courses/sid/Capitulo3_rev0.pdf
- Valdivielso, A. (6 de julio de 2017). *¿Qué es y cómo funciona una central hidroeléctrica?* iAgua
Respuestas: <https://www.iagua.es/respuestas/que-es-y-como-funciona-central-hidroelectrica>
- Valle, J. (2013). DIMENSIONAMIENTO DEL TANQUE DE CARGA, TUBERÍA DE PRESIÓN, CASA DE MAQUINAS Y LA DESCARGA PARA LA MICRO CENTRAL HIDROELECTRICA EN LA ESTACION CIENTIFICA AMAZONICA JURI JURI KAWSAY DE LA UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR. Quito, Pinchincha, Ecuador.
- Vallejo, M. C., Espinosa, B., Venes, F., López, V., & Anda, S. (2018). Esquivando estándares de desarrollo sustentable: estudios de casos en proyectos hidroeléctricos del Ecuador. *Global Economic Governance Initiative*, 001(01).
<https://www.bu.edu/gdp/files/2018/10/GEGI-GDP-Backgrounder-Ecuador.pdf>

Apéndices

Apéndice A: Acta de pruebas del sistema de monitoreo y control de la compuerta radial 1

Apéndice B: Acta de pruebas del sistema de monitoreo y control de la compuerta radial 2

Apéndice C: Acta de pruebas del sistema de monitoreo y control de las compuertas del desarenador

Apéndice D: Acta de pruebas del sistema de monitoreo y control de las compuertas de lavado del desarenador

Apéndice E: Acta de pruebas del sistema de monitoreo y control de las compuertas del tanque de carga

Apéndice F: Manual de usuario

Apéndice G: Acta de entrega – recepción

Apéndice H: Carta de conformidad