



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL REMOTO PARA UNA CENTRAL MICRO-HIDRÁULICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA

MANUEL ANDRÉS VARGAS EVANS

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
LUIS VARGAS DÍAZ
PATRICIO MENDOZA ARAYA

SANTIAGO DE CHILE
AGOSTO 2008

RESUMEN DE MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: MANUEL VARGAS EVANS
FECHA: 1 DE AGOSTO DE 2008
PROF. GUÍA: Sr. RODRIGO PALMA BEHNKE

SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL REMOTO PARA UNA CENTRAL MICRO-HIDRÁULICA

Los sistemas eléctricos de potencia experimentan actualmente un cambio estructural. Motivadas por el alza de precios y escasez de recursos energéticos a nivel mundial, nuevas alternativas han encontrado un espacio como posible respuesta al aumento de la demanda. En particular, la Generación Distribuida (GD) es un concepto que ha adquirido fuerza en este ámbito, esperándose una fuerte penetración de ésta en los futuros sistemas eléctricos de potencia. Nuevos paradigmas como Microredes (MR) y Generadores Virtuales (GEVI) permitirían incorporar unidades distribuidas de manera coordinada, ofreciendo así mayores servicios de los que pueden otorgar en forma independiente. En este contexto, se presenta la necesidad de contar con sistemas de monitoreo y control remoto (SMYCR) que consideren la presencia de este tipo de generadores y sus diferentes manifestaciones agregadas.

Este trabajo de título persigue el diseño e implementación de un SMYCR orientado a su aplicación en GD de pequeña escala. Para ello, se desarrolla una revisión del estado del arte en torno a sistemas de adquisición de datos y gestión de la energía. A partir de esto, se plantea una metodología para el diseño y construcción del SMYCR basada en recomendaciones extraídas de estándares internacionales y guías enfocadas al monitoreo y control remoto de unidades de pequeña escala y sistemas de automatización en general; se hace referencia a los aspectos relevantes en cuanto al uso de tecnologías de comunicación y control. El SMYCR se implementa en un prototipo de central micro-hidráulica (CMH), involucrando específicamente la construcción de dispositivos electrónicos y una interfaz gráfica capaz de establecer una comunicación con el operador local de la CMH. La interfaz gráfica, desarrollada en la plataforma comercial LabVIEW, en operación conjunta con el gestor de bases de datos MySQL, permite el análisis en tiempo real de la evolución del estado de operación de la CMH.

Se obtiene como resultado un prototipo de SMYCR probado en laboratorio y en terreno. Se observan tasas de adquisición de datos en torno a 21 mediciones por segundo, ejecución de 6 acciones de control remoto en un tiempo promedio de 5,5[s] y una distancia de comunicación máxima de 378,4[m] a 9600[bps].

Se concluye que el diseño e implementación de un SMYCR para la CMH ha sido satisfactorio. Con ello, se dispone de una metodología para el diseño de sistemas de monitoreo, la cual puede ser escalada para su aplicación en MR y GEVI. Se propone como trabajo a futuro el desarrollo de nuevas interfaces gráficas que se adecuen a las distintas tecnologías de generación, incorporen mayor cantidad de funciones orientadas a la operación como MR o GEVI y hagan uso de nuevas técnicas para el manejo de la información.

“In these silences something may rise”

Desperation

STEPHEN KING

Agradecimientos

Mis mayores agradecimientos son para mis padres Manuel y Jan; a ellos les debo todo lo que soy. Gracias por el cariño, atención, apoyo y las oportunidades que me han ofrecido durante mi vida. Por enseñarme a alcanzar mis metas bajo el alero de la honestidad, perseverancia y la excelencia tanto académica como profesional. Agradezco también al resto de mi familia por el infinito apoyo y cariño brindado.

Quiero agradecer a mi profesor guía Rodrigo Palma, por el apoyo en mi formación, tanto académica como personal. Gracias por la confianza ofrecida en los distintos proyectos que emprendimos juntos. También gracias a Carlos Gherardelli y Patricio Mendoza por su apoyo en el desempeño de mi trabajo y los proyectos emprendidos. En particular, gracias Pato por tu amistad y apoyo a lo largo de mi carrera universitaria.

Gracias a mis compañeros de trabajo en Formula-I con el auto eléctrico CUETAZO RC y en el Auto Solar EOLIAN. Sin lugar a dudas, éstas son dos de las mejores experiencias de mi vida y sin ustedes habría sido imposible llevarlas a cabo. En particular, debo agradecer el apoyo del Ingeniero Ernesto Bianchi, por brindarme un modelo de excelencia a seguir. También, muchas gracias a los funcionarios del DIE: Don Luis, Sra. Margarita, Jimmy, Vladimir y Emilio por aguantarnos mientras trabajábamos en el -2.

Gracias Sofía Sutherland por la ayuda, apoyo, cariño y paciencia que has tenido conmigo a lo largo de mi trabajo. Gracias por ser una excelente amiga, pareja y compañera.

Gracias a mis grandes amigos Carlos Suazo, Ignacio Pérez, Jaime Miranda y Julio Deride; por todas las experiencias compartidas, el cariño, consejos e invaluable amistad.

Gracias a mis compañeros de universidad por hacer de mi estadía en ésta algo inolvidable. Las siguientes personas han aportado tanto en mi formación profesional como personal, y quiero comentar que todos son excelentes personas (¡gracias a todos!): Álvaro Jesam, Arturo Searle, Astrid Osorio, Begoña Butrón, Carlos Ramírez, Claudio Alarcón, Claudio Vergara, Christine Lozano, Cristóbal Jofré, Daniel “Shana” Garrido, Daniela Palacios, Darren Ledermann, Eduardo “Parranda” Aranda, Francisco Valencia, Inés Otarola, Isao Parra, Jaime Muñoz, Javier Figueroa, Johanna “Joy” Monteiro, Juan Pablo Castillo, Julio Osorio, Magdalena Von Borries, Marco Aguirre, Marco Sánchez, María Jesús Arévalo, Patricio Mendoza, Raúl Araya, y Rodrigo de la Castilleja.

Discúlpeme los que no he nombrado, pero sepan que también les estoy muy agradecido.

¡Gracias amigos por ser las súper-estrellas que son y compartir conmigo su talento!

Índice general

Índice general	v
Índice de figuras	vii
Índice de tablas	ix
1 Introducción	1
1.1. Objetivos	3
1.2. Alcances del Trabajo	3
1.3. Estructura del Trabajo	4
2 Tópicos de Generación Distribuida	5
2.1. Tecnologías de Generación Distribuidas	5
2.2. Microredes	7
2.3. Generador Virtual	7
2.4. Normativas y Estándares	8
3 Sistemas de Gestión de la Energía, Control Remoto y Adquisición de Datos	12
3.1. Sistemas de Control Supervisor y Adquisición de Datos	13
3.2. Sistemas de Gestión de la Energía	26
3.3. Futuro de los Sistemas SCADA/EMS	27
4 Propuesta de un Sistema de Monitoreo y Control Remoto	29
4.1. Metodología de Trabajo	30
4.2. Caracterización del Sistema	32
4.3. Diseño Topología SMyCR	38
4.4. Software de Monitoreo y Control	44
5 Implementación del SMyCR en una Central Micro-Hidráulica	51

5.1. Caracterización del Sistema:	
La Central Micro-Hidráulica de Teno	51
5.2. Software de Monitoreo y Control Remoto	60
6 La Plataforma de la Central Micro-Hidráulica de Teno	70
6.1. El ambiente gráfico de La Plataforma	70
6.2. Simulador de la CMHT	76
6.3. Puesta en Marcha del SMYCR en la CMHT	77
7 Conclusiones y Trabajo Futuro	79
7.1. Conclusiones	79
7.2. Trabajo Futuro	81
Bibliografía	83
Bibliografía	83
A Experiencia de monitoreo en el Auto Solar EOLIAN	87
B Documentación del SMYCR	90
B.1. Diseño de PCB	90
B.2. Documentación de Sistemas de Control desarrollada para la Central Micro- Hidráulica de Teno	92
B.3. Código de Programación	123

Índice de figuras

1.1. Matriz Energética de Chile, 2006. Fuente: CNE	2
2.1. Ejemplos de esquemas de conexión y control para las tecnologías de generación .	6
2.2. Concepto de Microred	7
2.3. Concepto de Generador Virtual	8
3.1. Componentes SCADA	16
3.2. PLC, DCS y IED en un SCADA	17
3.3. Topologías Multi-Punto	19
3.4. Enfoque Cliente/Servidor	21
3.5. Tuppas Corp. SCADA	23
3.6. Visión del CIM	28
4.1. Diseño de Sistema de Monitoreo y Control Remoto	32
4.2. Ejemplo de UML: Diagrama <i>Caso de Uso</i>	40
4.3. Símbolos Lógicos Binarios	46
4.4. Diagrama de Lazo [11, Cap.7]	47
5.1. Central Micro-Hidráulica de Teno	52
5.2. Esquema de la central micro-hidráulica de Teno	53
5.3. Diagrama Unilineal Central Micro-Hidráulica de Teno [5]	53
5.4. Esquema de SMYCR en la central micro-hidráulica de Teno	57
5.5. Montaje en Plástico	58
5.6. HAC-UM96 y Antena	58
5.7. Dispositivo de Comunicación con Control Electrónico - GIC-20A	59
5.8. Interacción entre los Actores	61
5.9. Diagrama Lógico Protección 27	65
5.10. Algoritmo para el procesamiento de la Información de La Plataforma	69
6.1. La Plataforma del SMYCR para la CMHT	71
6.2. Botones para el Control del Estado de Operación	71

6.3. Alarmas del SMYCR	71
6.4. Gráficos de Tendencia	72
6.5. Diagrama de Tuberías e Indicadores Numéricos	72
6.6. Diagrama Unilineal	72
6.7. Control de Consignas	73
6.8. Botones de herramientas	73
6.9. Ventana de Niveles Críticos de Operación	73
6.10. Reportes - Análisis tabular de datos	74
6.11. Reportes - Gráfico de Datos	74
6.12. Datos de la Máquina y otros	75
6.13. Ventana de Protecciones Activas	75
6.14. Test Bench programado en LabVIEW	76
6.15. Prueba de comunicación de radiofrecuencia	77
A.1. Auto Solar EOLIAN en Australia	87
A.2. Distribución de componentes de monitoreo en EOLIAN	88
A.3. Interfaz de monitoreo desarrollada en LabVIEW	88
A.4. Pantalla LCD	88
A.5. Tensión en la Batería 21	89
A.6. Velocidad EOLIAN día 2	89
B.1. Circuito Impreso GIC-20A	90
B.2. Esquemático GIC-20A	91
B.3. Caso de Uso CMHT	96
B.4. Diagrama de Flujo de Proceso	103
B.5. Diagrama de Tuberías e Instrumentación	104
B.6. Diagrama de Tuberías e Instrumentación	105
B.7. Detalles de Instalación GIC-20A	112
B.8. Detalles de Instalación GT-20A	113
B.9. Detalles de Instalación GT-20B	114
B.10. Indicaciones de Cableado GIC-20A	115
B.11. Indicaciones de Cableado GT-20A	116
B.12. Indicaciones de Cableado GT-20B	117
B.13. Indicaciones de Cableado GRK-20B	118
B.14. Plano de Localización PL-1	119
B.15. Reglas de Coreografía - Diagrama de Actividad	120
B.16. Diagrama de Lazo DL-1	121
B.17. Diagrama de Lazo DL-2	122

Índice de tablas

4.1. Variables Medidas	35
4.2. Variables Observadas	35
4.3. Variables Manipuladas	35
4.4. Variables Controladas	36
4.5. Variables de Alarma y Niveles Críticos	36
4.6. Listado de Entrada y Salida	36
4.7. Listado de Instrumentos	37
5.1. Recursos Técnicos y Antecedentes para CMHT	54
5.2. Modulo RF HAC-UM96	58
5.3. GIC-20A	59
5.4. Identificadores para el IF	62
5.5. Estructura de Mensajes	63
5.6. Características funcionales de La Plataforma	67
5.7. Técnicas Gráficas consideradas en La Plataforma	68
6.1. Desempeño del SMYCR en laboratorio	77
6.2. Desempeño del SMYCR en terreno	78
B.1. Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Generador	92
B.2. Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Turbina	93
B.3. Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Servomotor	93
B.4. Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Sincronizador	93
B.5. Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Control Electrónico	94
B.6. Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Control Servomotor	94
B.7. Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Protecciones	94
B.8. Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Cargador de Baterías	95
B.9. Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Contactor y Inversor	95
B.10. Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Límites de Operación	95
B.11. Variables Medidas	97

B.12.Variables Observadas	98
B.13.Variables Manipuladas	98
B.14.Variables Controladas	98
B.15.Variables de Alarma y Niveles Críticos	99
B.16.Listado de Entrada/Salida	99
B.17.Listado de Instrumentos	101
B.18.Formulario de Especificación para LE-2/LT-2	106
B.19.Formulario de Especificación FT-2/FE-2	107
B.20.Formulario de Especificación GIC-20A	108
B.21.Formulario de Especificación GT-20A	109
B.22.Formulario de Especificación GT-20B	110
B.23.Formulario de Especificación GRK-20B	111

Acrónimos

- **ANSI:** American National Standards Institute
- **CAN:** Controller Area Network
- **CIM RDF:** Common Information Model Resource Description Framework
- **CMH:** Central Micro-Hidráulica
- **CMHT:** Central Micro-Hidráulica de Teno
- **DCS:** Distributed Control System
- **ECC:** Estación de Control Central
- **EMS:** Energy Management System
- **GD:** Generación Distribuida
- **I&D:** Investigación y Desarrollo
- **IEC:** International Electrotechnical Commission
- **IED:** Intelligent Electronic Device
- **IEEE:** Institute of Electrical and Electronics Engineers
- **ISA:** Instrumentation, Systems, and Automation Society
- **ISO:** International Organization for Standardization
- **IF:** Intercambio de Información
- **LabVIEW:** Laboratory Virtual Instruments Engineering Workbench
- **LAN:** Local Area Network
- **MR:** Microred

- **PLC:** Programmable Logic Controller
- **PMGD:** Pequeño Medio de Generación Distribuido
- **RF:** Radiofrecuencia
- **RTU:** Remote Terminal Unit
- **SCADA:** Supervisory Control and Data Acquisition
- **SMyCR:** Sistema Monitoreo y Control Remoto
- **SQL:** Structured Query Language
- **UML:** Unified Modeling Language
- **OSI:** Open System Interconnection
- **GEVI:** Generador Virtual

Capítulo 1

Introducción

En los últimos años el mundo ha experimentado un fuerte crecimiento en la demanda por energía, la cual, de no cambiar las condiciones actuales, se mantendría en el mediano plazo. Según el *World Energy Outlook 2006* elaborado por la “Agencia Internacional de la Energía”, la demanda por combustible fósil aumentará en un 1,6% anualmente y éste se mantendrá como la fuente dominante de energía hasta el año 2030 por lo menos [1]. Además, debido al alza de precios del petróleo, el calentamiento global y la falta de recursos energéticos, la humanidad se ha visto en la necesidad de buscar soluciones alternativas para la generación de energía eléctrica. Es por esto que, en los últimos años, la investigación y desarrollo (I&D) en torno a la Generación Distribuida (GD) y las energías renovables ha experimentado una explosión tremenda. Según la “Encuesta de las Perspectivas de Inversión en el Mundo” (*World Investment Prospects Survey 2007-2009*) realizado por las Naciones Unidas, las inversiones en energías renovables aumentaron de 7 a 35 billones de dólares entre 1995 al 2005 [2]. Países industrializados como Alemania, Estados Unidos y Japón se han transformado en líderes, destinando una parte importante de sus recursos al mejoramiento de este tipo de tecnologías.

Es así como lo que antes se concebía como una alternativa para la electrificación rural o energía de respaldo haciendo uso de unidades de generación distribuidas y aisladas (en su mayoría de tipo renovables), ha evolucionado hacia un concepto de mayores proporciones. Actualmente, los nuevos enfoques otorgados a la GD postulan el uso de grupos de unidades de generación coordinadas, las cuales puedan ser visualizadas como una sola unidad de generación. Para lograr esto, los requerimientos en comunicaciones entre unidades de generación son exigentes. El problema es que históricamente no ha existido una demanda por soluciones de control y monitoreo para recursos distribuidos que tengan que tomar en cuenta los diversos intereses que existen hoy en día [3]. En particular, la búsqueda de sistemas de control

y monitoreo que se adapten a los nuevos conceptos como Microredes (MR) y Generadores Virtuales (GEVI) hacen que los esfuerzos en I&D apunten hacia arquitecturas uniformes de red, las cuales vean a las unidades GD como objetos similares, de manera que el control y monitoreo de éstos se simplifique.

Por su parte, Chile enfrenta una difícil situación en materia energética. Una fuerte alza en el precio de los combustibles fósiles conjunto a la crisis del gas natural proveniente desde Argentina y una posible escasez de agua, hacen que un país que posee una fuerte dependencia de estas fuentes de energía en su matriz energética (Figura 1.1), se vea en dificultades para satisfacer su propia demanda de energía eléctrica. Frente a este escenario, la GD aparece como un aporte a la diversificación de la matriz energética y la lucha contra los problemas energéticos nacionales.

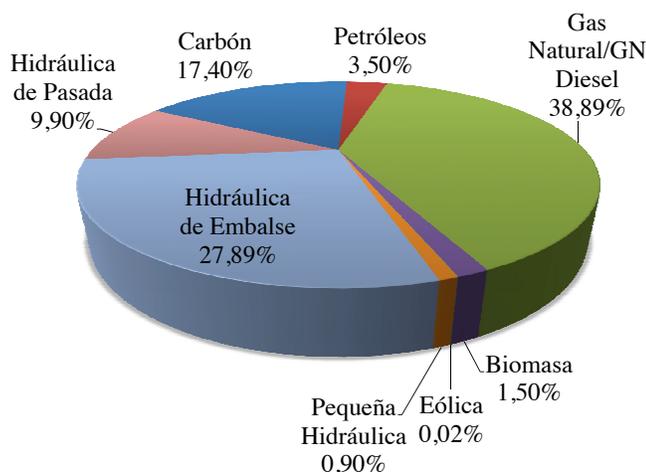


Figura 1.1: Matriz Energética de Chile, 2006. Fuente: CNE

En los últimos años, el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile ha desarrollado numerosos estudios en el ámbito de GD [4]. En particular, el desarrollo de un prototipo de Central micro-hidráulica en el año 2007 [5] [6] comprende la plataforma ideal para proponer un Sistema de Monitoreo y Control Remoto (SMYCR) que opere en ésta e introduzca la I&D de sistemas configurados como Microredes y Generadores Virtuales en Chile.

1.1. Objetivos

Objetivos Generales

En el contexto señalado, el objetivo general de este trabajo es:

- Disponer de un sistema de adquisición de datos, monitoreo y control remoto para aplicaciones de Generación Distribuida de pequeña escala.

Objetivos Específicos

Se definen los siguientes objetivos específicos:

- Conocer el estado del arte en torno a sistemas de adquisición de datos, Sistemas de Gestión de la Energía (EMS del inglés *Energy Management Systems*), Sistemas de Control Supervisor y Adquisición de Datos (SCADA del inglés *Supervisory Control and Data Acquisition*) y monitoreo de centrales eléctricas de pequeña escala con un foco especial en centrales micro-hidráulicas.
- Disponer de un sistema de monitoreo y control remoto a través del diseño y construcción del sistema de adquisición de datos, comunicaciones e interfaz gráfica.
- Validar los diseños en el prototipo de una central micro-hidráulica prototipo.

1.2. Alcances del Trabajo

En este trabajo se llevará a cabo el diseño y construcción de un prototipo de SMYCR realizado en el software LabVIEW de *National Instruments*© en operación conjunta con la herramienta de bases de datos MySQL.

El prototipo debe contar con herramientas de monitoreo como gráficos e indicadores numéricos. Además, éste debe poder realizar acciones de control remoto como cambios de consignas y cambios de estado a través del uso de botones.

Dicho SMYCR debe ser probado en la central micro-hidráulica de Teno a través de la integración de una tarjeta de circuito integrado diseñada especialmente para interactuar con el hardware y software existentes.

Además, debe considerarse en el diseño del sistema de adquisición de datos y control remoto su futura aplicación para sistemas GD integrados como Generadores Virtuales y Microredes.

Por último, se pretende generar la documentación necesaria para desarrollar, implementar y reproducir el trabajo realizado.

1.3. Estructura del Trabajo

En el Capítulo 2 se presentan los conceptos de Microredes, Generadores Virtuales y las tecnologías de generación que pueden integrarse con éstos. Además, se mencionan las normas y reglamentos necesarios para llevar a cabo y comprender el trabajo realizado.

En el Capítulo 3 se realiza una revisión del estado del arte en torno a sistemas EMS y SCADA. Se inicia con la introducción de conceptos básicos hasta llegar al detalle de su aplicación en GD. Además, se presentan los softwares LabVIEW y MySQL como herramientas para la manipulación de información y gestión de bases de datos respectivamente.

En el Capítulo 4 se especifica la metodología propuesta para llevar a cabo el diseño e implementación de un SMYCR genérico.

En el Capítulo 5 se presenta el caso de estudio de la central micro-hidráulica de Teno (CMHT) y el desarrollo de la metodología propuesta en el Capítulo 4 aplicado a ésta.

En el Capítulo 6 se presenta la plataforma desarrollada en LabVIEW para realizar el monitoreo y control remoto de la CMHT.

En el Capítulo 7 se concluye acerca del trabajo realizado y se presentan los trabajos futuros asociados.

Por último, en los Anexos se adjunta la documentación desarrollada.

Capítulo 2

Tópicos de Generación Distribuida

Se entiende por Generación Distribuida a la generación de energía eléctrica a base de tecnologías de pequeña escala (menores a 10 [MW]) ubicadas cerca del consumidor final. Dichas tecnologías se encuentran inter-conectadas: a la red de distribución, directamente a los consumidores finales o a ambos [3]. Hoy en día, la visión de GD se ha extendido a grupos de unidades distribuidas y coordinadas operando como un conjunto capaz de ofrecer mayores beneficios a los consumidores finales.

En el siguiente capítulo se introducen algunos conceptos de GD, normativas relacionadas y algunas tecnologías de generación que presentan un cierto grado de madurez y fuerte desarrollo en el mundo.

2.1. Tecnologías de Generación Distribuidas

El desarrollo de tecnologías GD apunta a alta eficiencia, alta confiabilidad, flexibilidad de implementación, modularidad, baja mantención, fácil integración, bajas emisiones contaminantes, ventajas ambientales, alta calidad de servicio y bajos costos de inversión y operación [7]. Más aún, las nuevas tendencias apuntan al uso de éstas de manera coordinada, de modo que una combinación razonable de tecnologías permita proveer de energía eléctrica de manera optimizada a los consumidores, debido al cumplimiento de varios de los requerimientos mencionados anteriormente.

El espectro de tecnologías de GD es amplio: Sistemas fotovoltaicos, micro-turbinas, sistemas eólicos de pequeña escala, co-generación, celdas de combustible, motores Stirling,

biomasa y geotermia, entre otros.

Control de Unidades GD:

Considérese el caso de generación micro-hidráulica. Ésta puede ser del tipo “de pasada” o “de embalse”. En la primera no existe una acumulación apreciable de agua antes de que ésta llegue a la turbina, por lo que se utiliza directamente el caudal del río; en la segunda, se construye un embalse que recoge una porción de agua del río para luego ser canalizada hacia la turbina y devuelta al río finalmente [8].

Aunque ambos enfoques son completamente distintos, éstos hacen uso de tuberías, válvulas y una casa de máquinas en donde se aloja la turbina, generador y el control. Dependiendo del esquema aplicado, existen diversas técnicas de control local que regulan el paso de agua por la turbina o hacen uso de electrónica de potencia para controlar las variables eléctricas del generador. Independiente del enfoque aplicado, el control local posee parámetros que se deben monitorear y controlar. Además, existen controladores sintonizados al interior de éste que pueden ser de tipo proporcional, proporcional integral u otro tipo. Estos tipos de control poseen parámetros (constantes), los cuales afectan directamente la evolución del sistema.

Dichos sistemas de control existen en todas las tecnologías de generación (Figura 2.1), y en particular, es genérico en su forma (debe monitorear, controlar y posee constantes de ajuste). Por ende, es posible que los sistemas de control remoto y monitoreo encuentren una manera de caracterizar en forma similar las distintas unidades de generación y comunicarse con ellas realizando acciones de control, monitoreo e incluso ajuste de parámetros en línea; debido a que dicho control existe (¡y debe existir!) en todas las unidades de generación.

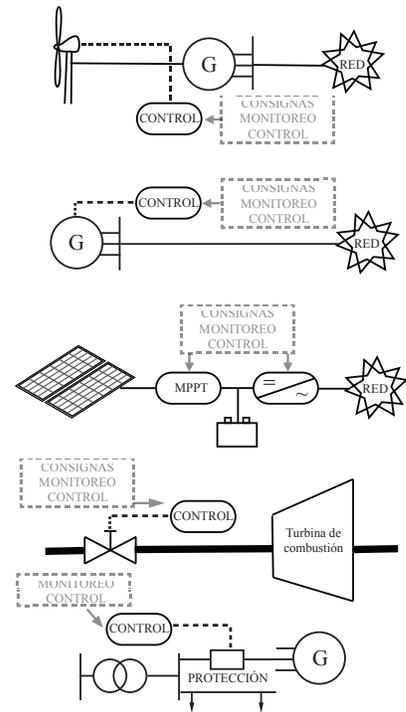


Figura 2.1: Ejemplos de esquemas de conexión y control para las tecnologías de generación

2.2. Microredes

Una Microred (MR) es un grupo de generadores, cargas y unidades de almacenamiento de energía distribuidos que se encuentran inter-conectados y cooperando unos con otros para ser tratados en conjunto como una carga o generador controlable capaz de operar en isla o conectado a la red [9]. La microred fue concebida con el objetivo principal de facilitar la penetración de los generadores distribuidos sin causar problemas de calidad de servicio a la red de distribución.

Entre las bondades que ofrece la GD y la configuración de MR se encuentra: operación en isla, recorte de punta, generación en base y servicios complementarios como control de potencia reactiva, control de tensión, estabilidad de la red, partida en negro, reserva en giro y otros [3].

La Figura 2.2 ilustra el concepto de MR, en donde se tiene un alimentador del sistema de distribución conectado en un punto a la red. Aguas abajo de este punto opera la MR, que posee a sus unidades de generación, protecciones y cargas completamente coordinadas por medio de una red de comunicaciones.

La literatura es extensa en el aspecto de Microredes. Técnicas de control, estimación de la generación y arquitecturas de comunicación son algunos de los temas que se encuentran en boga actualmente.

2.3. Generador Virtual

Un Generador Virtual (GEVI) es un sistema descentralizado de gestión de la energía que posee la tarea de agregar pequeñas unidades generadoras, con el propósito de transar la energía o proveer a la red con servicios de respaldo y soporte. Con esto, se busca explotar las ventajas existentes en la operación conjunta de las unidades GD.

Esta agregación no es necesariamente física, más bien comprende un enlace vía tecnologías de software, con lo cual el GEVI puede transformarse en un sistema multi-combustible

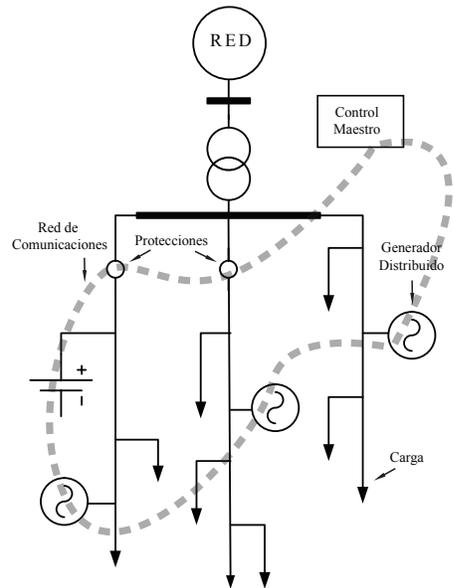


Figura 2.2: Concepto de Microred

y de múltiples-localidades [10] (Ver Figura 2.3).

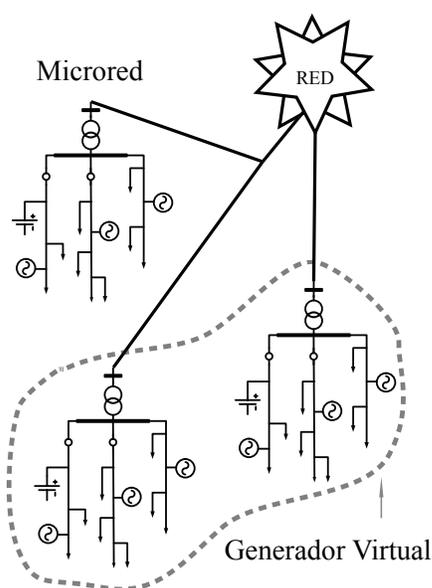


Figura 2.3: Concepto de Generador Virtual

Para ello se debe minimizar la cantidad de datos a transmitir entre las unidades GD y la estación central, utilizar enlaces de comunicación confiables e implementar una filosofía de desconexión automática de cargas para casos de falla, entre otros.

El balance y gestión de la energía en un GEVI se realiza a través de la identificación de la energía existente en las distintas áreas, programación fuera de línea de la operación de las unidades GD, almacenamiento de energía, manejo de la demanda en ciertas áreas e intercambios de energía debido a contratos. Como resultado, para un operador o comercializador de la red eléctrica, comprar energía o servicios complementarios a un generador convencional o al GEVI sería equivalente.

Por último, un GEVI debe contar con las herramientas de monitoreo y control remoto de manera que pueda realizar una optimización de los recursos que gestiona.

Para ello se debe minimizar la cantidad de datos a transmitir entre las unidades GD y la estación central, utilizar

2.4. Normativas y Estándares

Según [11, Cap.10], un estándar es “algo establecido por la autoridad, propietario o de consenso general como un modelo o ejemplo”. Hoy en día los estándares son acatados por profesionales de todo el mundo involucrados en todo tipo de ámbitos y rubros. Algunos son obligatorios por ley y otros son opcionales, según las preferencias del usuario o compromisos contractuales libremente pactados.

Los estándares comprenden típicamente reglas de seguridad, calidad de servicio y recomendaciones para que algunos productos puedan ser utilizados en distintas partes del mundo. Estos estándares pueden ser generales o específicos del proyecto.

En el futuro se espera que la GD presente una alta penetración en los sistemas eléctricos de potencia, por lo que requiere de normas y estándares que permitan su evolución de manera ordenada, con el objetivo de tener integrabilidad, consolidación y la capacidad de interpretar la información del mundo real de manera rápida y precisa dentro de una instalación (desde centrales eléctricas hasta consumos residenciales).

Normas Internacionales

Dentro de las organizaciones de estandarización más relevantes del mundo, se reconocen las siguientes:

- *International Electrotechnical Commission* (IEC) [<http://www.iec.ch>]
- *Instrumentation, Systems, and Automation Society* (ISA) [<http://www.isa.org>]
- *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) [<http://www.ieee.org>]
- *American National Standards Institute* (ANSI) [<http://www.ansi.org>]
- *International Organization for Standardization* (ISO) [<http://www.iso.ch>]

Dentro de las publicaciones de las organizaciones nombradas anteriormente, existen 3 estándares que son de especial interés para este trabajo:

IEEE 1547: Standard for interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems

Tiene como propósito proveer de una norma uniforme para la conexión de GD con los sistemas eléctricos, estableciendo requerimientos en cuanto a desempeño, operación, pruebas, consideraciones de seguridad y mantención de las interconexiones [13, Pag.23]. En particular destaca el estándar “*1547.3 Guide For Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems*”, el que provee recomendaciones para el monitoreo, intercambio de información y control de recursos distribuidos, de las cuales algunas fueron consideradas en este trabajo¹.

Normas IEC

La IEC ha generado un grupo de estándares específicos para telemetría, monitoreo y control en sistemas eléctricos de potencia. En particular, estos estándares están siendo adaptados para su uso en GD [14]. A continuación se mencionan los documentos relacionados con el diseño de SMYCR orientado a GD.

¹El IEEE 1547.3 no es un estándar obligatorio

- **IEC 61850: Communication Network and Systems in Substations**

Este estándar se enfoca a los Modelos de Información (¿Qué Intercambiar?) y el Intercambio de Información (¿Cómo intercambiar?). A través del Modelo de Información definido aquí, es posible generar una abstracción que permite identificar los componentes de una sub-estación como objetos pertenecientes a clases y como intercambiar información entre éstos.

- *IEC 61850-7-410: Communication networks and systems for power utility automation - Hydroelectric Power Plants - Communication for monitoring and control*
- *IEC 61850-7-420: Communication systems for Distributed Energy Resources (DER) [Borrador]*

Es de particular interés este estándar, puesto que aborda el modelo abstracto aplicado a tecnologías de generación como: sistemas fotovoltaicos, celdas de combustible, generadores diesel, sistemas hidráulicos, sistemas eólicos, etc.

- *IEC 61400-25: Adaptación del IEC 61850 para turbinas eólicas.*

- **IEC 60870-5: Estándar abierto para la transmisión de información de datos y control en sistemas de telemetría SCADA.**

- **IEC 61970-501: Energy Management System application program Interface (EMS-API) - Common Information Model Resource Description Framework (CIM RDF) schema**

Este documento, en conjunto con el IEEE 1547.3, hace referencia al uso del CIM como base para el intercambio de información en una red eléctrica y en particular en GD.

- **IEC 61968: System Interfaces for Distribution Management**

Establece un lenguaje común para la integración de distintos agentes (recursos humanos, EMS, automatización de sub-estaciones, almacenamiento de datos, etc).

ISA-5 Documentation Series

La serie 5 de estándares ISA comprende una gama completa de símbolos, terminología y recomendaciones para la instrumentación y automatización de sistemas de control, los cuales son adoptados en este trabajo como pieza fundamental de la propuesta de SMYCR. Entre los estándares mas destacados de la serie 5 cabe mencionar:

- *ISA-5.1 Instrumentation Symbols and Identification*
- *ISA-5.2 Binary Logic Diagrams for Process Operations*

- *ISA-5.3 Graphic Symbols for Distributed Control/Shared Display Instrumentation, Logic and Computer Systems*
- *ISA-5.4 Instrument Loop Diagram*
- *ISA-5.5 Graphic Symbols for Process Displays*

El presente trabajo hace fuerte uso de la serie 5 de ISA, como se verá en el Capítulo 4. En [11, Cap.26] se encuentra un mayor detalle de estos documentos.

Normativa Chilena

En Chile, las normas obligatorias para los servicios eléctricos son establecidas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles² y el Instituto Nacional de Normalización³. En el caso particular del SMYCR enfocado a GD se manejan principalmente las siguientes normativas:

- Resolución Exenta N°24 - Norma Técnica sobre Conexión y Operación de Pequeños Medios de Generación Distribuidos en Instalaciones de Media Tensión.
- NCH Elec. 4/2003 - Instalación de consumo en baja tensión.

La Norma Técnica no especifica restricciones muy fuertes para la implementación de un SMYCR. Se mencionan aspectos como la implementación de un sistema de adquisición de datos y la coordinación de esquemas de desconexión y reconexión automática, los cuales deben ser acordados entre el propietario del pequeño medio de generación distribuido y la empresa distribuidora [12, Pag.18].

²<http://www.sec.cl>

³<http://www.inn.cl>

Capítulo 3

Sistemas de Gestión de la Energía, Control Remoto y Adquisición de Datos

Los sistemas de control y monitoreo han estado presentes en la vida del ser humano desde que existen los sistemas de control para industrias, automóviles, etc. sin importar lo rudimentario que eran. Los primeros consistían en paneles de medición, luces y botones. El operador debía actuar sobre el sistema de manera manual. Posteriormente, se utilizaba la lógica de relés para controlar los distintos procesos de producción en las plantas gracias a la aparición de ciertos circuitos electrónicos [16]. Como consecuencia de lo anterior, se incurre en ineficiencias en el uso de la energía. Ejemplo de esto es que las luces de una instalación son controladas manualmente, permaneciendo encendidas más tiempo del necesario, sea por descuido o irresponsabilidad de los usuarios.

Hoy en día el panorama es muy distinto. Junto con el avance tecnológico de las computadoras y la aparición del micro-controlador, una nueva era de dispositivos de adquisición de datos y control ha entrado fuertemente en el mercado (PLC, DCS, RTU, Smart Sensors y otros)¹, abriendo un mundo de posibilidades en cuanto monitoreo, control remoto y optimización de procesos.

El presente Capítulo aborda el estudio de la terminología y estado del arte en torno a los Sistemas de Gestión de la Energía (EMS, del inglés *Energy Management Systems*), control remoto y monitoreo utilizado hoy en día en industrias, redes eléctricas, edificios y en general, en todo proceso que pueda ser medido y controlado.

¹Explicados en la sección 3.1

3.1. Sistemas de Control Supervisor y Adquisición de Datos

Historia y Descripción de SCADA

En el mundo actual, el aumento en la complejidad de los procesos industriales, mineros, públicos y privados ha traído consigo la necesidad de nuevas técnicas de monitoreo y control remoto, que permitan a los operadores de planta realizar mayores acciones de control de forma rápida, tomando decisiones a partir de un universo de datos que puede abarcar desde decenas hasta miles de éstos para un solo proceso.

En los sistemas mencionados anteriormente, las funciones de monitoreo y control remoto son conocidas como “Sistemas de Control Supervisor y Adquisición de Datos” (SCADA, del inglés *Supervisory Control And Data Acquisition*), que hace referencia a la combinación de telemetría y adquisición de datos. La telemetría es el puente mediante el cual interactúan equipos que se encuentran separados desde unos cuantos metros hasta miles de kilómetros, intercambiando comandos, programas y otro tipo de datos.

Un entorno SCADA comprende una red de comunicaciones ampliamente distribuida espacialmente, la cual es utilizada principalmente para el control remoto y monitoreo de las condiciones de operación de los dispositivos ubicados en terreno. En una red SCADA, la información es recolectada en terreno vía una Unidad Terminal Remota (RTU, del inglés *Remote Terminal Unit*) tipo PLC (del inglés, *Programmable Logic Controller*), DCS (del inglés, *Distributed Control System*) o IED (del inglés, *Intelligent Electronic Device*) y posteriormente transferida por medio de una red de comunicaciones hacia una o varias Estaciones de Control Central (ECC) para su análisis. La información analizada es mostrada de manera conveniente a varios operadores de la planta, los cuales pueden tomar decisiones de control sobre el proceso de manera remota [16].

Dependiendo de la aplicación y la ubicación, a estos sistemas se les denomina SCADA/EMS o EMS/SCADA puesto que existe una fuerte correlación entre las funcionalidades que pueden otorgar para tareas específicas, como lo es la recolección de datos y gestión óptima de la energía.

A continuación se mencionan las ventajas y desventajas de utilizar estos sistemas en comparación a lo utilizado antiguamente (mediciones directas a paneles y tableros) [16].

Ventajas de los SCADA/EMS

- Almacenamiento de gran cantidad de datos.
- La información puede mostrarse de la manera que el usuario requiere.
- Miles de sensores distribuidos pueden conectarse al sistema.
- El operador puede incorporar datos reales de simulación al sistema.
- Se puede recolectar muchos tipos de información (señales distintas).
- La información puede mostrarse en cualquier parte, no sólo en el sitio.
- Garantiza control sobre el rendimiento del sistema.
- Simplifica la operación de un sistema al ser operado desde un solo lugar.
- Minimiza la presencia de personal en lugares de difícil acceso.
- Provee medios de alarma para alertar al usuario.
- Se reduce el número de cables en comparación a sistemas de medición directos.

Desventajas de los SCADA/EMS

- El sistema es más complicado que utilizar simples medidores.
- Se requieren diferentes habilidades de operación y programación.
- Con miles de sensores, todavía existen muchos cables.
- El operador puede “ver” hasta el PLC o RTU (sólo lo medido).

Hardware SCADA

Un SCADA consiste en una cierta cantidad de RTU distribuidas en terreno recolectando información de los lugares remotos, para luego enviar esta información a través de una red de comunicaciones al ECC. A través de un conjunto de displays, la información adquirida es mostrada convenientemente a un operador que puede ejecutar acciones de control remotas.

En lo que respecta a Hardware y los proveedores de éstos, hoy en día existen dos vertientes: Plataforma Abierta y Plataforma Propietaria. En la primera, el hardware es diseñado con el propósito de conectarse a equipos de otros proveedores siempre y cuando se respeten las normas estandarizadas para éstos (típicamente estos sistemas son más complejos de configurar, pero de menor costo debido a la amplia disponibilidad en el mercado). La segunda tendencia corresponde a la desarrollada por un proveedor en particular, en la cual sus equipos

están diseñados para interactuar con una sola línea de productos que forman en conjunto un paquete SCADA. Luego, es opción del diseñador de sistemas SCADA cuál es el enfoque a dar en la selección del Hardware.

Un SCADA puede subdividirse en los siguientes puntos [16, Cap.2]:

1. **Instrumentación y equipos de control remotos (en terreno):** Corresponde a los instrumentos directamente involucrados en la medición sobre la que se quiere actuar. Ejemplo de éstos son: máquinas giratorias, controladores, válvulas, contactores y sensores en general.
2. **RTU y terminales ubicados en terreno:** Equipos de interacción con los dispositivos anteriores. Éstos se encuentran ubicados en terreno, poseen lógica interna y comunicación a través de diversos protocolos. En esta categoría se encuentran los PLC, DCS y IED.
3. **Sistema de Comunicaciones:** Utilizado para transferir información entre los dispositivos de la red SCADA (RTU y ECC). Entre las posibilidades se consideran las señales de radio, radiofrecuencia, telefonía, cable, satélite, fibra-óptica, etc. Además del medio físico, existe un amplio conjunto de protocolos de comunicación correctamente normados y creados para aplicaciones de esta índole.
4. **La Estación de Control Central (ECC):** Puede tratarse de un solo computador o un conjunto de éstos conectados por una red interna local (LAN, del inglés *Local Area Network*). El ECC es la base del control y monitoreo del sistema en donde los operadores observan el funcionamiento y realizan acciones de control sobre éste.
5. **Sistema computacional de procesamiento de datos:** El software SCADA permite visualizar el funcionamiento del sistema y el análisis de éste a través de indicadores, gráficos y alarmas derivadas de la información recibida por el ECC. Permite el monitoreo de las RTU y los dispositivos asociados, control remoto de éstos y almacenamiento de información en bases de datos.

La Figura 3.1 muestra la configuración de hardware de un SCADA típico.

Unidades Terminales Remotas: PLC, DCS e IED

Hoy en día existen 4 posibles configuraciones para generar un sistema SCADA en lo que a conexión con sensores y dispositivos remotos se refiere. Esto es, hacer uso de PLC, DCS,

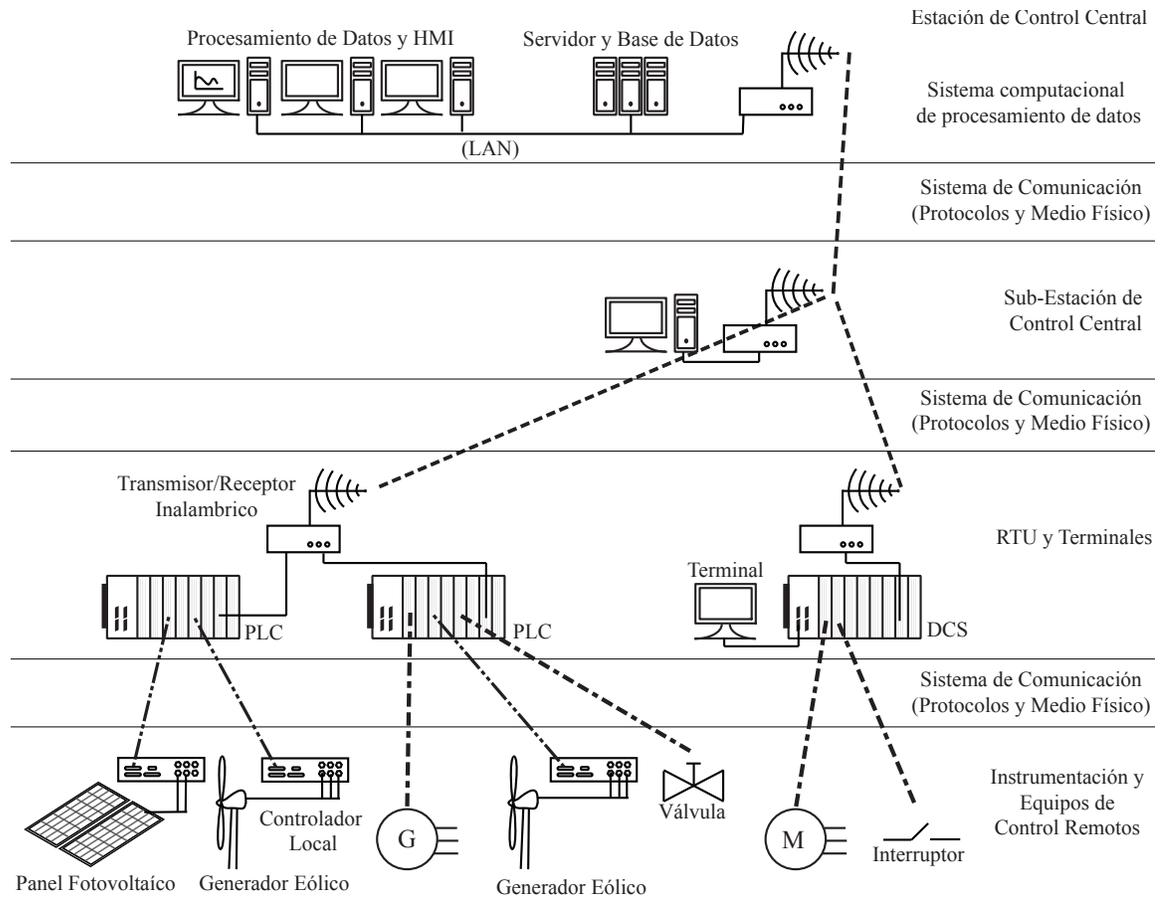


Figura 3.1: Componentes SCADA

IED o una combinación de estos componentes.

Sistemas de Control Distribuidos (DCS): En los DCS, las funciones de control y adquisición de datos son llevadas a cabo por unidades distribuidas basadas en micro-procesadores ubicadas cerca de los dispositivos a controlar o medir. Estas unidades son capaces de operar un gran número de lazos de control permitiendo un gran control local.

Controladores Lógicos Programables (PLC): Considerado como el reemplazo de la lógica de relés, los PLC pueden ser programados utilizando el “*ladder-logic*” software [16, Cap.2] [17] el cual es el acercamiento más popular en programación de PLC. Los PLC poseen módulos de entrada/salida análogos y discretos (12[V], 24[V], etc.), los cuales son utilizados para interactuar con los dispositivos remotos.

Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED): Corresponde a uno o varios sensores digitales basados en micro-controladores con capacidad de comunicaciones digitales.

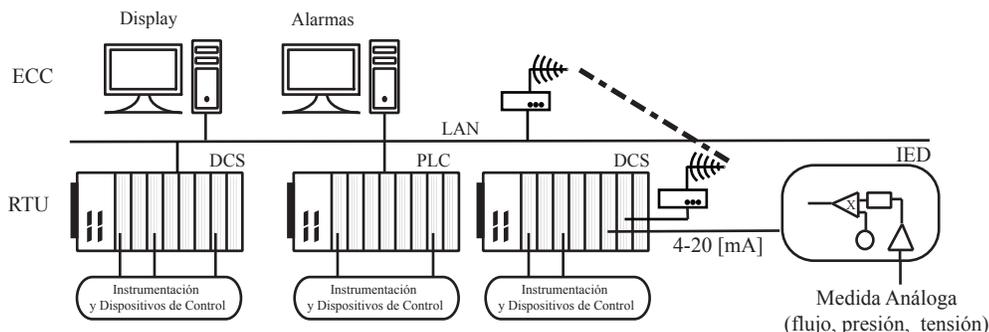


Figura 3.2: PLC, DCS y IED en un SCADA

Estación de Control Central

El ECC corresponde al punto del SCADA en donde se aglomera toda la información capturada por las RTU. Luego de ser procesada la información recibida, ésta es mostrada a los operadores por medio de indicadores, gráficos de tendencia, alarmas, etc. Como contraparte, el operador puede ejecutar acciones de control remotas.

Dependiendo de la topología de la red, pueden existir varias sub-ECC que recogen información de un área específica y luego la transmiten al ECC. En la red interna del ECC se encuentran varios terminales para mostrar los procesos relacionados con el sistema, servidores, bases de datos, impresoras, líneas telefónicas y un dispositivo de comunicaciones con la red SCADA. Además, la ECC posee un software especial, el cual se encuentra más elaborado gráfica y lógicamente, con el objetivo de mostrar la información al operador de manera simple y facilitar su interacción con el proceso controlado.

Arquitectura de Comunicación

El término “datos en una red de comunicación” hace referencia a la transmisión de datos en formato digital desde un lugar a otro [18, Cap.23]. Los factores más importantes son que la fuente de información y el receptor usan la misma tecnología eléctrica para codificar y decodificar la información digital y que ellos comparten el mismo esquema para dar formato a la información. En otras palabras, existe un protocolo establecido entre ambos.

Por otro lado, se entiende por “Arquitectura de Comunicación” a la topología diseñada

para interconectar dispositivos presentes en una red. Además, el protocolo de red debe ser compatible y adecuado para funcionar con la topología elegida. Del universo de topologías existentes, hay 2 que son las más utilizadas y serán mencionadas a continuación (Ver Figura 3.3):

Topología Punto-a-Punto

Esta es la configuración más simple en la que dos dispositivos intercambian información. Una estación puede configurarse como maestra y la otra como esclavo. En caso de usarse comunicación *full-duplex*, la comunicación puede ser simultánea y bi-direccional.

Topología Multi-Punto

En esta configuración existe un maestro y varios esclavos. El maestro tiene el control total de la red. Éste solicita información de los esclavos, los cuales responden inmediatamente. Si dos esclavos desean compartir información, lo hacen a través del maestro el cual actúa como moderador. Alternativamente, los esclavos podrían comunicarse entre ellos.

Existen variantes de la estructura Multi-punto (“Estrella”) y otras alternativas que no utilizan el concepto de maestro/esclavo: “Daisy-Chain”, “Bus”, “Anillo” y “Malla” vistos en [18, Cap.23] [19, Cap.7].

Filosofía de Comunicación

Se entiende por “Filosofía de Comunicación” a la manera en la que operará la red de comunicaciones una vez que su topología está establecida. Existen 2 principales filosofías posibles [19]:

Maestro/Esclavo:

Puede ser utilizada en una configuración Punto-a-Punto o Multi-Punto, en donde el maestro tiene completo control del sistema de comunicaciones. Éste realiza consultas regulares a los esclavos, que responden inmediatamente con la información consultada. Además, para realizar las consultas, el maestro puede poseer una lista de prioridades en la cual establece el orden en que preguntará a los esclavos [16, Cap.2].

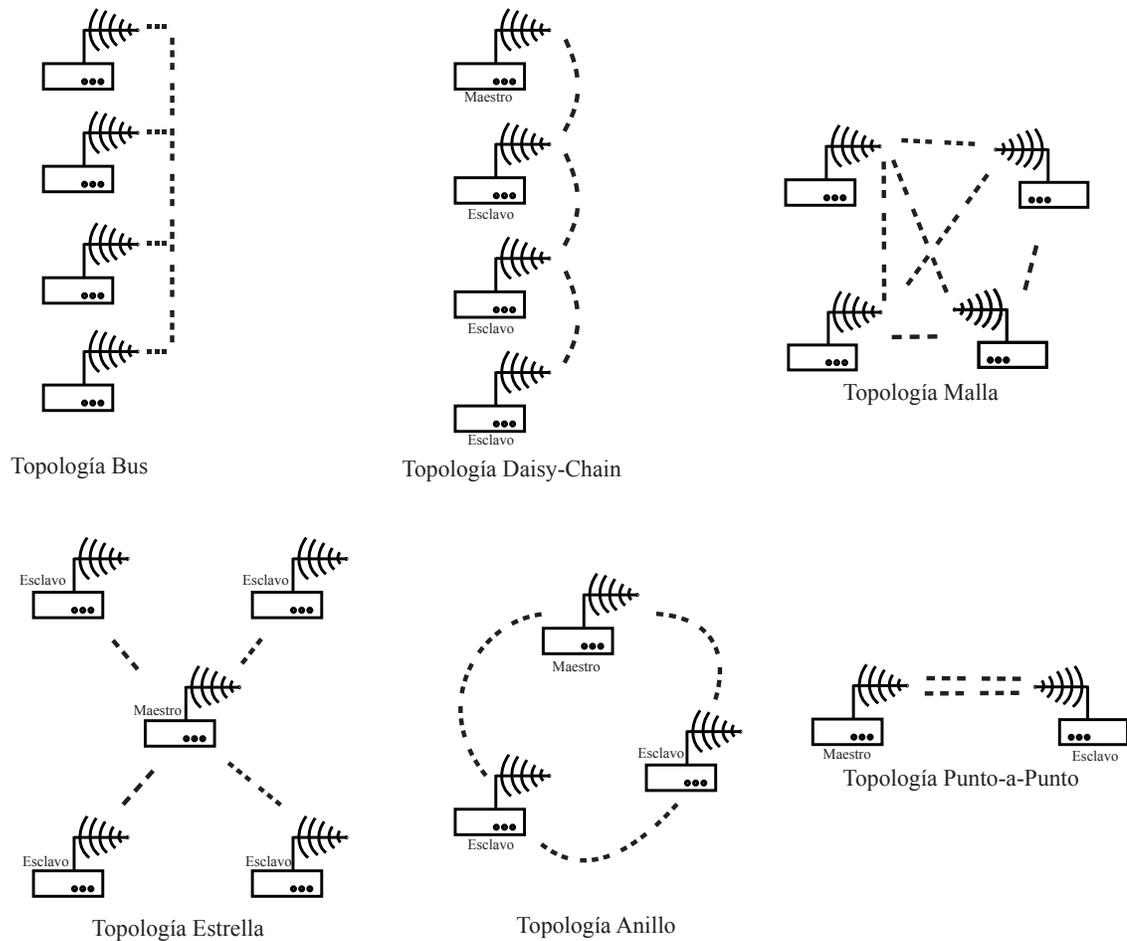


Figura 3.3: Topologías Multi-Punto

Sistema CSMA/CD (Usuario-a-Usuario:)

En este tipo de sistemas, todos los RTU tienen acceso al mismo canal de comunicaciones. Todos ellos “escuchan” el medio e intentan transmitir su información cuando esté desocupado. En caso de colisión, ésta es detectada por la RTU emisora, que volverá a intentar mandar su mensaje más tarde. Esto es útil cuando el medio no se encuentra muy congestionado. Este método permite establecer una comunicación mucho más fluida entre todos los componentes del sistema (en vez de esperar al Maestro que modere la comunicación).

Software SCADA

Se entiende por software al “conjunto de programas, instrucciones y reglas informáticas para ejecutar ciertas tareas en una computadora”². Acatando esta definición, el software

²Definición extraída del Diccionario de la Real Academia Española (RAE)

SCADA corresponde al conjunto de herramientas informáticas para ejecutar tareas en los computadores involucrados en un SCADA.

En efecto, el software es lo que da lógica y funcionalidad a toda la red. Dependiendo del tamaño de la aplicación SCADA, el software puede volverse complicado en términos de operación, mantenimiento y expansión del sistema. Cuando el software se encuentra bien diseñado, escrito y probado, es muy probable que se obtenga un SCADA exitoso con baja tasa de falla [16].

El software SCADA puede ser de naturaleza Propietaria o Abierta. En el caso de software propietario, el proveedor posee sus propios protocolos y éstos interactúan sólo con sus equipos. Si bien es cierto, éste enfoque puede resultar más fácil a la hora de implementación, todos los productos utilizados deben pertenecer a un mismo proveedor. Por otra parte, el software abierto utiliza protocolos y modelos estandarizados, los cuales permiten la combinación de equipos de distintos proveedores para implementar un sistema SCADA. La elección de qué tipo de software usar, es decisión específica del diseñador y dependiente del proyecto en el que se trabaje. Éste debe tomar en cuenta factores económicos, disponibilidad y escalabilidad, entre otros, para tomar la decisión.

El tiempo ha demostrado que existen 2 tipos de enfoques principales a seguir cuando se diseñan sistemas SCADA: Centralizado y Descentralizado [16].

1. *Enfoque Centralizado:* Un solo computador realiza todo el monitoreo y control de la planta. Toda la información es guardada en “una” base de datos. Posee las desventajas de limitaciones en la escalabilidad del sistema, la redundancia (sistemas extras de respaldo) del sistema es excesiva, pues todo el sistema debe ser replicado y la tarea de mantención y operación puede ser complicada al encontrarse toda la información en un solo punto.
2. *Enfoque Descentralizado:* El sistema SCADA es compartido por múltiples computadores. Las desventajas de este enfoque son: Comunicación entre computadores es complicada y el procesamiento de datos y bases de datos debe ser duplicado en todo los computadores, resultando en baja eficiencia.

Existe una tercera solución que corresponde a un esquema Cliente/Servidor, el cual puede considerarse como una mezcla entre los 2 enfoques anteriores (y que resuelve parte de los problemas existentes en los enfoques antepuestos):

Enfoque Cliente/Servidor: El nodo servidor provee servicios a los otros nodos (como información en una base de datos). Un cliente es un nodo que solicita información al servidor. De esta manera la sobrecarga de proceso existente en los clientes es relegada al nodo servidor, el cual sólo se encarga de funciones tipo bases de datos y cálculo, sin mostrar funciones de control y monitoreo. Por otro lado, los nodos clientes sólo se encargan del monitoreo, control y adquisición de datos. La Figura 3.4 muestra un ejemplo de un enfoque tipo Cliente/Servidor.

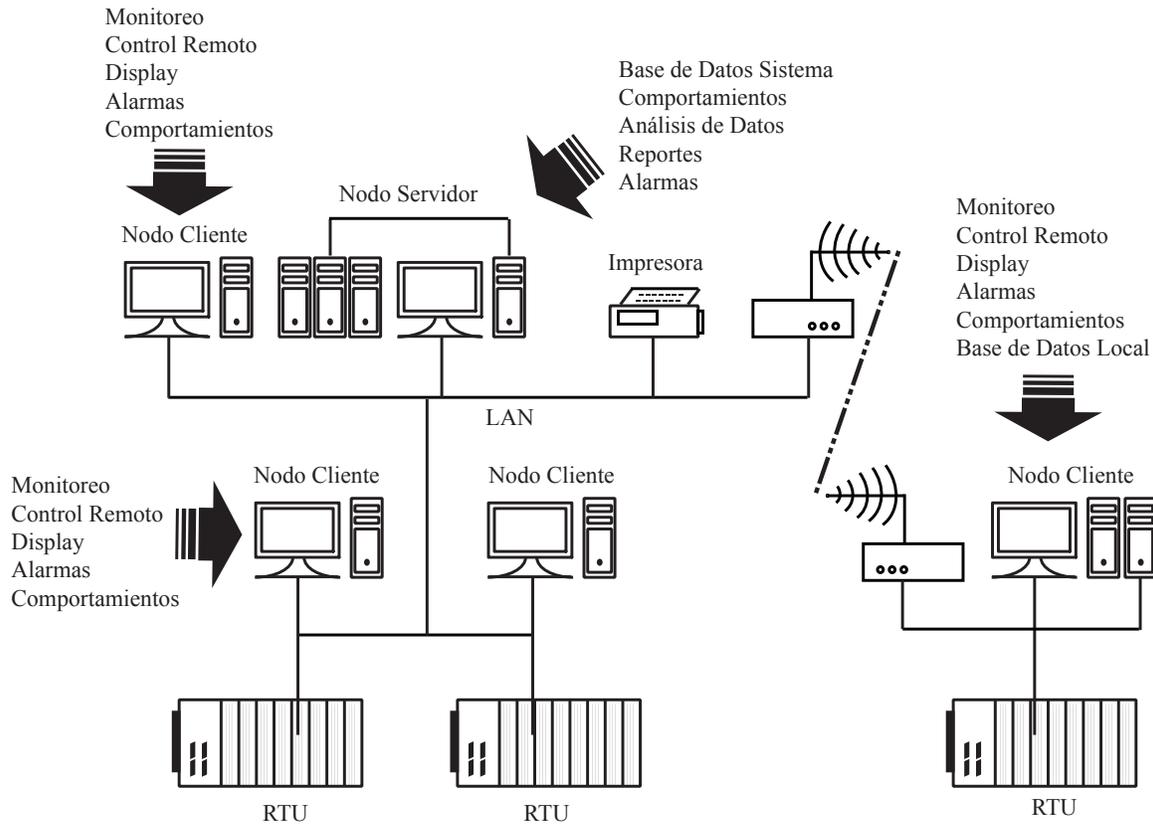


Figura 3.4: Enfoque Cliente/Servidor

Nótese que el tipo de enfoque aplicado puede corresponder a la estructura del sistema SCADA completa o a una zona de ésta. Por ejemplo, la LAN en el ECC puede poseer un enfoque Cliente/Servidor debido a que maneja bases de datos, display de información e impresoras. Por otro lado, un área del sistema (sub-ECC) puede poseer un enfoque centralizado en donde un nodo recolecta, almacena y comunica la información al resto del sistema de su área de dominio. Una configuración de este estilo puede ser la que se muestra en la Figura 3.4.

Según lo anterior, se identifican los siguientes componentes que poseen algún tipo de software asociado [20]:

- **Sistema Operativo del Computador Central:** Usado para controlar el hardware

del computador central. Típicamente UNIX.

- **Aplicación del Computador Central:** Interfaz de Monitoreo y Control Remoto. Provee interfaces gráficas y el control de los mensajes con las RTU.
- **Drivers de los Protocolos de Comunicación:** Software de control para protocolos específicos.
- **Software para el manejo de la red de comunicaciones:** Software para el manejo de rendimiento y fallas.
- **Software para la automatización de las RTU:** Software de las RTU.

Por otra parte, en un sistema SCADA pueden encontrarse las siguientes tareas:

- **Tareas de Entrada/Salida:** interfaz entre el monitoreo, control, los usuarios del sistema y sus necesidades relacionadas (ver datos, imprimir información, etc.).
- **Tareas de Alarma :** Detección de niveles de operación inapropiados y la activación de los indicadores y medidas de contingencia correspondientes.
- **Tareas de Tendencia:** Recolección de datos para ser monitoreados a lo largo del tiempo de operación.
- **Tareas de Reportes:** Reportes generados para los operadores del sistema SCADA. Estos reportes pueden ser periódicos o activados por el operador. Además la información mostrada debe ser clasificada en relación a la información requerida por el operador.
- **Tareas de Display :** Despliegue de de la información monitoreada y las acciones de control generadas por los operadores.

Además, un software SCADA debe poseer características de redundancia, tiempos de respuesta limitados, adquisición de datos, escalabilidad, seguridad, confiabilidad, detección de errores, etc. Estas características pueden ser alcanzadas haciendo uso de protocolos específicos [19].

En lo que concierne al uso de protocolos en sistemas SCADA, la elección del tipo de protocolo depende de los requerimientos del medio físico, distancia y velocidad en la transmisión de datos, entre otros. Algunos de los protocolos más utilizados para sistemas SCADA son: DNP3.0, IEC 60870-5, TCP/IP, RS232, RS485, Foundation Fieldbus, Profibus y Modbus. Mayor información sobre los protocolos utilizados para sistemas SCADA se encuentra en [21] [19].

Interfaz Hombre-Máquina (HMI)

Se entiende por HMI (del inglés, *Human-Machine Interface*) a los equipos y aplicaciones con las cuales los operadores, en la sala de control, se relacionan con el proceso y les permite visualizarlo [18, Cap.27].

Los HMI se encuentran desarrollados en entornos de programación gráficos como Visual C++, Visual Basic, LabVIEW, etc. Además, existen algunos proveedores que han desarrollado plataformas de creación de HMI SCADA. Un ejemplo de esto es el software *RSVIEW32* desarrollado por Rockwell Automation y *Enterprise Resource Planning Software* de Tuppas Corp. (Figura 3.5).

Entre las funciones que debe ejecutar la aplicación del computador central, la cual utiliza la interfaz HMI para relacionarse con el operador, se encuentran: monitorear el estado de las variables del proceso en tiempo real, supervisión de los estados del proceso, ajuste de las condiciones de operación, ejecución de alarmas para identificar estados anormales de operación del proceso, control automático de ciertas operaciones del proceso a través de algoritmos y almacenamiento de datos históricos en archivos o bases de datos [18].



Figura 3.5: Tuppas Corp. SCADA

LabVIEW: El lenguaje de programación gráfico

LabVIEW es una aplicación desarrollada por National Instruments® y hace referencia al acrónimo de *Laboratory Virtual Instruments Engineering Workbench*. Conocido como una herramienta gráfica para pruebas, control y diseño mediante programación, LabVIEW es una potente herramienta muy utilizada por investigadores a lo largo de todo el mundo [28]. LabVIEW fue concebido en el año 1976. Tiene la ventaja que no se necesita ser un programador experto para desarrollar aplicaciones de primer nivel y busca disminuir el tiempo en el desarrollo de aplicaciones de todo tipo, y en particular, de adquisición de datos y control.

El ambiente LabVIEW corresponde a un entorno gráfico, en donde el usuario crea el programa a base de diagramas de bloques y la interconexión de estos mediante enlaces, a diferencia de los lenguajes de programación tradicionales como C, C++ o Java, donde la

programación está hecha por medio de texto. El lenguaje gráfico utilizado por LabVIEW se conoce como *Lenguaje G*.

Con toda la facilidad que trae esta manera gráfica de programar, el usuario puede concentrarse en el flujo de datos sin preocuparse de los detalles sintácticos, como es el caso de la programación por texto.

Características Principales de LabVIEW

En LabVIEW, una instancia de programación se llama VI (*Virtual Instrument*). Cada VI se encuentra dividido en dos bloques principales: *Front Panel* y *Block Diagram*.

- El *Front Panel* corresponde a la instancia visual de la aplicación, en donde se muestran los controles, botones, gráficos e indicadores. El *Front Panel* fue creado como la idea del panel de visualización de un instrumento real. Aquí, el usuario puede ejercer control sobre la aplicación actuando sobre perillas, botones o el teclado.
- El *Block Diagram* es la instancia donde ocurre toda la programación, el flujo de datos y control de acciones. Esta instancia se encuentra compuesta por funciones del tipo *WHILE*, *IF*, *FOR*, etc., similares a las existentes en otros lenguajes. La acción de este tipo de funciones en conjunto con otros VI y los instrumentos del *Front Panel* corresponden al programa escrito en Lenguaje G e interpretado por LabVIEW.

Después de 20 años de desarrollo, LabVIEW se encuentra en su versión 8.5, la cual ha crecido como una herramienta de múltiples plataformas, integración de drivers para una línea completa de hardware para adquisición de datos y una completa documentación. Entre las funcionalidades existentes en esta última versión se encuentra [28]:

- Programación en Lenguaje G.
- Multi-Threading automático.
- Integración con Hardware de adquisición de datos de *National Instruments* ©.
- Depuración en tiempo real.
- Drivers para puerto serie, USB y otros integrados.
- Funciones de E/S integradas para archivos de texto y hojas de datos.
- Interfaces de instrumentación y control variadas.
- Conectividad con bases de dato tipo SQL.

- Generación de señales tipo (sinusoidal, triangular, cuadrada, etc.).
- Procesamiento Digital de Señales (FFT, convolución, Transformada de Hilbert, etc.).
- Filtros (Butterworth, FIR, IIR, Chebyshev, Bessel, etc.).
- Algebra Lineal y operaciones con arreglos.
- Herramientas gráficas y textuales para el procesamiento digital de señales.
- Control en tiempo Real.
- Programación de FPGA (*Field Programmable Gate Array*).
- Interfases de comunicación (Puerto Serie, Puerto Paralelo, GPIB, PXI, VXI, TCP/IP, UDP, Datasocket, Irda, Bluetooth, USB, ...).
- Interacción con otros lenguajes de programación (DLL, .NET, ActiveX, MultiSim, MatLab/Simulink, AutoCAD, SolidWorks, ...).
- Documentación extensa y ejemplos para cada aplicación.
- Funcionalidad de uso de código en texto. Permite la integración de código C, C++, Java, etc. a los VI.

Sumado a todo lo anterior, LabVIEW permite la generación de aplicaciones *Run-Time Stand-alone* y la exportación de aplicaciones a computadores convencionales que no tengan instalado LabVIEW necesariamente.

Además, existe en el mundo una extensa comunidad de investigadores orientados a la generación de aplicaciones y VI libres basadas en LabVIEW, ampliando la facilidad para resolver dudas y crear aplicaciones en lo que respecta al uso de éste.

MySQL: Gestión de Base de Datos

MySQL es una herramienta de gestión de bases de datos desarrollada por “MySQL AB” en 1995. Escrito en su mayoría en código C, MySQL se mantiene como uno de los softwares de bases de datos de mayor popularidad en el mundo. Posee más de 6 millones de instalaciones y la posibilidad de uso bajo licencia libre y licencia comercial.

Consistente con los estándares SQL (*Structured Query Language*), MySQL es manejable por medio de consultas del tipo QUERY, INSERT, USE, etc. MySQL ordena la información en tablas, donde cada tabla posee columnas y filas asociadas a la información respectiva. El manejo de tablas se logra por medio de funciones de inserción y recolección de datos.

Dentro de las características más destacables de MySQL se encuentra:

- Soporte de programación Multiplataforma (Windows, UNIX, Solaris, SunOS, ...).
- Amplio subconjunto de ANSI SQL 99.
- Soporte completo para Unicode.
- Documentación amplia y completa.
- Soporte completo para operadores y cláusulas de búsqueda.
- Soporte de gran cantidad de datos. MySQL tiene bases de datos de hasta 50 millones de registros.

La integración de LabVIEW con MySQL se logra a través del uso de LabSQL³, el cual corresponde a un conjunto de VIs que permiten la conexión a cualquier base de datos, realizar consultas SQL, manipulación de registros, etc.

3.2. Sistemas de Gestión de la Energía

Se denomina un Sistema de Gestión de Energía (EMS, del inglés *Energy Management System*) a un conjunto de herramientas apoyadas por computadoras, utilizadas para la optimización del rendimiento de los distintos procesos en automatización, industrias y sistemas eléctricos. En particular, los EMS orientados a sistemas eléctricos persiguen minimizar los costos asociados al uso de energía eléctrica, garantizar seguridad y confiabilidad en el uso de ésta [22, Cap.11].

Los EMS son fuertemente dependientes de la aplicación y el contexto en el que se utilicen. Ejemplo de esto es la existencia de EMS encargados de optimizar la calefacción, ventilación y aire acondicionado de una instalación (HVAC, del inglés *Heating, Ventilating and Air Conditioning*), análisis económico de inversiones, co-generación en sistemas distribuidos, sistemas de control automático, etc. [22].

En las aplicaciones orientadas a GD, es típico encontrar las siguientes funcionalidades como tareas encargadas de llevarse a cabo gracias a una gestión del EMS:

1. Coordinar y programar la generación para recorte en hora punta (*Peak Shaving*).
2. Reacción en la coordinación de unidades ante fallas.

³<http://jeffreytravis.com/lost/labsql.html>

3. Asignación de consignas de generación y entrada o salida de unidades a la red (o microred).
4. Pre-despacho (*unit commitment*)
5. Estimación de la energía disponible en las fuentes renovables para generación.
6. Todo proceso que requiera análisis de la red, determinación de parámetros y asignación de éstos a unidades, de manera que se optimice la función del conjunto según una cierta función objetivo.

Una necesidad natural de estos sistemas es que requieren de modelos, estimaciones y conocimiento de datos históricos de manera que sean capaces de predecir el comportamiento a futuro del sistema y ejercer acciones de control sobre éste.

3.3. Futuro de los Sistemas SCADA/EMS

Entre los nuevos desarrollos y tendencias relacionados con sistemas SCADA/EMS puede mencionarse:

- **Mejoramiento de la tecnología en LAN:** Estos mejoramientos permitirán eventualmente conseguir mayores tasas de transmisión.
- **HMI:** Mejores herramientas gráficas para el análisis de información en tiempo real. Plataformas mejor estructuradas, lo que se traduciría en tiempos de respuesta más rápidos por parte de los operadores y aumento de la seguridad en la operación. En [23] se hace referencia a varios casos de SCADA fallidos sólo por el hecho de poseer interfaces gráficas no amigables para el usuario, causando la distracción y desgaste físico de éste.
- **RTU:** Mejoramiento de las tecnologías PLC, DCS y IED en lo que se refiere a: capacidad de comunicación, adquisición de datos, funcionamiento descentralizado, etc.
- **Uniformidad de los medios de comunicación y estandarización de un modelo para recursos distribuidos:** La cantidad de recursos distribuidos que se encuentran inter-conectados esta alcanzando niveles excesivamente altos. Además, no existe un medio común ni un formato estándar para la información que se intercambia, de manera que en la implementación se debe recurrir al uso de interfaces especiales para la adaptación de los dispositivos a la red de comunicaciones.

Como respuesta a esta problemática, se ha concebido lo que se conoce como “El Modelo para la Información Común” (CIM del inglés, *Common Information Model*) [24] [25] [26] [27] [14]. El CIM propone una visión “orientado a objeto” para los recursos distribuidos. A través de su representación como “objetos” (Figura 3.6), la manera en la que queda descrito un recurso es genérica para recursos de la misma naturaleza. Lo que hace característico a cada recurso es el valor de los atributos que posee.

Este modelo se encuentra descrito en los estándares IEC 61970 y IEC 61968. El estándar IEC 61850-7-420 describe las clases y atributos estandarizados para su aplicación en recursos distribuidos. Este último estándar se encuentra en estado de borrador y será publicado a mediados del 2008⁴.

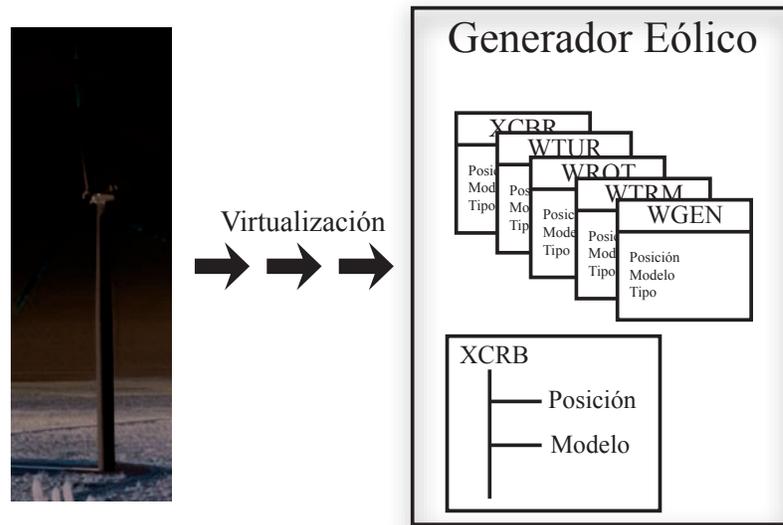


Figura 3.6: Visión del CIM

■ **Comunicaciones:**

- Estándares abiertos con mejoras en velocidades de transmisión, detección de errores, etc.
- Uso de tecnología Satelital de bajo costo y baja potencia, lo que permitiría aumentar la distancia de las comunicaciones con tiempos de respuesta razonables.
- Fibra óptica: Menor costo y mayor facilidad en la instalación.

- **Mayor capacidad de análisis de datos en sistemas EMS:** Debido al crecimiento que experimenta la capacidad de procesamiento de las computadoras modernas, los sistemas EMS son cada vez más completos, integrando gran cantidad de funciones de análisis.

⁴<http://www.iec.org>

Capítulo 4

Propuesta de un Sistema de Monitoreo y Control Remoto

Se entiende por sistema de monitoreo y control remoto a la observación y recolección de datos en lugares remotos, el procesamiento de éstos y la ejecución de acciones de control, derivadas del análisis de las observaciones realizadas, para modificar la operación de los dispositivos remotos [15].

Un SMYCR típico consta de sensores introducidos en los puntos de medición remotos. La información de éstos es recolectada siguiendo alguna filosofía de comunicaciones y control para luego ser comunicada desde las RTU o DCS a una o varias unidades centrales de control. Éstas, están inter-conectadas por medio de una red de comunicaciones tipo inalámbrica o alámbrica, la cual posee un set de protocolos bien definidos, estándares y filosofía de flujo de datos. Además, la información recolectada es almacenada en una base de datos para luego ser analizada. Esto último, permite generar órdenes de control que actúen sobre los dispositivos remotos o activen alarmas, las cuales son indicadas al operador encargado del sistema.

De lo descrito anteriormente, se deriva que la creación de un SMYCR es un proceso de múltiples decisiones en torno a tipos de control, redes de comunicaciones, equipos y otros. La puesta en marcha de un SMYCR para una fuente energética tipo GD orientada a su aplicación aislada o en microred es un proceso que debe poseer sus bases en una metodología clara y precisa, la cual logre identificar cuales son los puntos críticos que deben ser analizados y considerados al momento de definir una filosofía de control, topología de comunicaciones y equipos a utilizar.

El siguiente capítulo persigue la identificación de los temas a considerar en el proceso de creación de un SMYCR.

4.1. Metodología de Trabajo

El desarrollo de la propuesta de SMYCR se realiza de manera metodológica y ordenada, utilizando como regla de oro la **necesidad de una buena documentación de todas las etapas del proceso**. En [23, Cap.2] se hace referencia a accidentes entorno a los sistemas SCADA, donde 9 de 10 son debido a un mal entrenamiento de los operadores o falta de información en la manera para realizar operaciones de mantenimiento u otros. En resumen, una buena documentación puede ayudar a minimizar estas fallas.

Hoy en día, las soluciones enfocadas a automatización de procesos son ampliamente aceptadas para su uso en sistemas eléctricos de potencia [14, Pag.1]. Es por esto que la documentación sugerida para el diseño del SMYCR tiene sus bases en el control de sistemas modernos, el cual ha evolucionado desde los últimos 50 años a un set de normas y estándares bien definidos [11] [18] [29]. Destacan principalmente las normas ISA (*Instrumentation, Systems, and Automation Society*)[30], las cuales fueron creadas para estandarizar los proyectos de instrumentación y automatización. Esta norma es fuertemente revisada y recomendada a lo largo de este trabajo, pero aún así debe hacerse hincapié en que estas normas son sólo recomendaciones y por lo tanto no son acatadas por todo el mundo.

El desarrollo puede sub-dividirse en 3 grandes etapas:

1. Caracterización del Sistema
2. Diseño SMYCR
3. Software de Monitoreo y Control Remoto

Las 2 primeras etapas poseen una muy fuerte interacción, pues la primera se alimenta de información de la segunda para concretar el diseño. Esto se detalla más adelante.

Antes de comenzar, es necesario clarificar la siguiente terminología de los sistemas de control [31]:

- **Planta:** Una planta puede ser una parte de un equipo o un conjunto de partes de una máquina que funcionan juntas, con el propósito de ejecutar una operación en particular.
- **Proceso:** Operación o desarrollo natural progresivamente continuo, marcado por una serie de cambios graduales que se suceden uno al otro y que conducen a un resultado o propósito determinado.

- **Sistema:** Combinación de componentes que actúan juntos y realizan un objetivo determinado. No es necesariamente físico y debe interpretarse como una implicación de sistemas físicos, biológicos, económicos y similares.

Se deduce entonces que varias plantas son parte de un sistema y el sistema completo ejecuta uno o varios procesos.

Según [11], existen 8 documentos que han sobrevivido al paso del tiempo y son considerados como piezas claves en el diseño y implementación de sistemas de control:

1. **Diagrama de Flujo de Proceso (PFD, del inglés *Process Flow Diagram*):** Define el proceso esquemáticamente. Muestra qué y cuánto de cada producto la planta fabricará o generará; cantidades y tipos de materias primas necesarias para generar productos; las condiciones críticas del proceso y la instrumentación y equipos principales. Este diagrama captura el concepto más general en cuanto a descripción del proceso se refiere.
2. **Dibujo de Tuberías e Instrumentación (P&ID, del inglés *Piping and Instrumentation Drawing*):** Es el documento de diseño general para el proceso de la planta. Define (utilizando símbolos y palabras) el equipamiento, tuberías, y la instrumentación y sistema de control. Cada dispositivo posee su tag que lo define como objeto único dentro del proceso.
3. **Listado de Instrumentos:** Es un listado alfanumérico de la información relacionada con la instrumentación de la planta y sistemas de control.
4. **Formularios de Especificaciones:** Corresponden a los datos técnicos de los instrumentos y sistemas de control de tal manera que un proveedor pueda determinar cual es el equipo que satisface las necesidades de la especificación.
5. **Diagramas Lógicos:** Son los diagramas usados para diseñar y definir los estados tipo encendido/apagado o procesos secuenciales de la planta.
6. **Diagramas de Lazo:** Es una representación esquemática de un solo lazo de control (sensor, componente de control o elemento final). Muestra las conexiones del proceso y las interconexiones entre componentes a los sistemas de poder y transmisión (neumático, electrónico o digital).
7. **Detalles de Instalación:** Muestra cómo los componentes de instrumentación y control están conectados al proceso. Comprende los requerimientos específicos para la correcta instalación de éstos.

8. **Planos de Localización:** Son vistas de la planta que muestran la localización de los instrumentos y equipos de control en ésta. También muestran otros componentes como paneles, tableros de control, etc.

Se ha considerado que estos 8 documentos son la clave para un buen desarrollo del SMyCR y serán utilizados a lo largo de todo el proceso de diseño. Más información en [11] [18][30].

La Figura 4.1 muestra las etapas involucradas en el proceso de diseño de la propuesta y los documentos asociados a éstas:

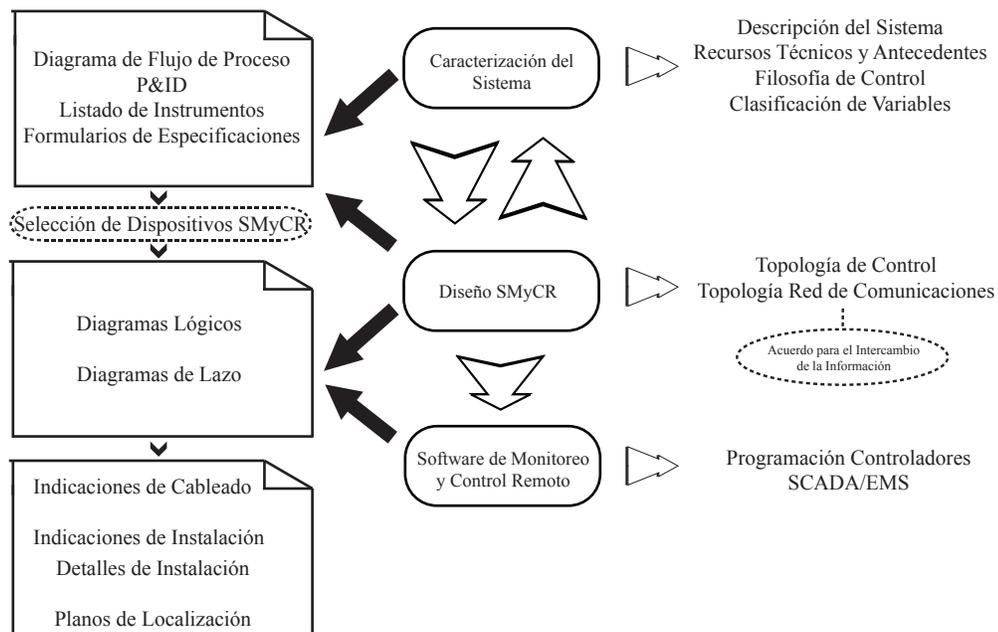


Figura 4.1: Diseño de Sistema de Monitoreo y Control Remoto

4.2. Caracterización del Sistema

El punto de partida al enfrentar el problema de diseño de un SMyCR corresponde a la determinación de los atributos particulares del sistema, de modo que se distinga claramente de otros. La caracterización del sistema abarca todo un proceso de estudio e investigación sobre las tecnologías utilizadas, aspectos constructivos y técnicos de los dispositivos, requerimientos funcionales, etc. En resumen, el objetivo de la caracterización es identificar todos los dispositivos del “mundo real” que estén relacionados con el proceso y pueden de alguna manera aportar información, actuar sobre el sistema o intervenir en el flujo de información de éste.

Descripción del Sistema

El primer punto a describir corresponde al objetivo del diseño, esto es, en términos generales qué se quiere realizar.

Definido dicho objetivo, se procede a realizar el entendimiento general del sistema analizado. Se identifican los equipos, obras civiles y parámetros involucrados en cada etapa del proceso. El correcto entendimiento del funcionamiento del sistema corresponde a la base del diseño, de donde se desprenden las variables de mayor interés, las necesidades de control y comunicaciones.

En esta etapa se desarrolla el ya mencionado “*Diagrama de Flujo de Proceso*”, donde se explica claramente el proceso, su evolución y la interoperabilidad entre los distintos componentes del sistema.

Recursos técnicos y antecedentes

Los costos de implementación, y las dificultades de llevarla a cabo, son fuertemente dependientes del nivel de penetración de tecnologías en la zona estudiada. Es necesario identificar cuáles son los recursos con los que se cuenta.

Considérese una localidad de electrificación rural, en la cual el acceso es complicado y el único medio de comunicación es la línea telefónica. En este caso se puede predecir que la puesta en marcha de obras civiles es difícil, debido a la falta de materias primas y maquinaria (las cuales deben ser trasladadas desde otra zona), los costos en implementación aumentan inmediatamente y los tiempos de trabajo son mayores debido a la falta de recursos. En materia técnica, es posible aventurarse a decir que las posibles tecnologías de comunicación que resulten más viables son las inalámbricas (como radiofrecuencia y módem) debido a sus bajos costos de implementación y a la presencia de las líneas telefónicas que permiten el uso del módem.

Del caso anterior, se desprende que los recursos técnicos disponibles en la zona corresponden a una fuerte restricción en las tecnologías a utilizar (y por ende el tipo de control y monitoreo). Dicha restricción sólo puede ser levantada aumentando los costos e implementando nuevas tecnologías.

Filosofía de Control

La filosofía de control describe la forma en que se controlará el sistema, el proceso y sus plantas respectivas. Su estructura consiste en objetivos claros de control y una descripción de la manera en cómo se controla el proceso y cuál es el efecto de dicho control.

En otras palabras, la filosofía de control es la instancia en la que se justifica y detalla el por qué es importante realizar algún tipo de monitoreo (variables del proceso), control (acciones sobre el proceso) y la manera en la que se planea hacer esto.

A partir de los antecedentes descritos en la etapa “Diseño SMYCR” (Sección 4.3) y el resultado de la descripción completa del proceso, es posible determinar las bases del monitoreo y control en términos de requerimientos de control, comunicaciones, etc. Luego, una vez comprendido a cabalidad el problema a abordar, es posible aventurarse a proponer una primera solución del problema de monitoreo y control remoto. Para ello se realiza el “P&ID”, el cual refleja fielmente el comportamiento del proceso, la posible instrumentación y equipos de control a ser utilizados.

Además, se confecciona un “*Listado de Instrumentos*”, el cual posee información sobre los instrumentos, sistemas de control y las variables medidas. Conjunto a lo anterior, se designa con un *tag* único a cada dispositivo de manera que éste sea identificado fácilmente.

Clasificación de Variables

Una vez que el sistema y sus dispositivos asociados están claramente identificados, es posible determinar cuales son las variables que interactúan en el proceso según funcionalidad, importancia, dispositivo y tipo. La clasificación de variables permitirá llevar a cabo una correcta programación del sistema e identificar la información relevante para la interfaz HMI. Se identifican los siguientes términos [31]:

- **Variable Manipulada:** Cantidad o condición que el controlador modifica para afectar el valor de la variable controlada.
- **Variable Controlada:** Cantidad o condición que se mide y controla.
- **Variable Medida:** Variable del proceso que es medida con un instrumento.

Variables Medidas

Listado de todas las variables relevantes involucradas en el proceso que son medidas por algún instrumento. La finalidad de este listado es determinar claramente el tipo de variable, el dispositivo al que pertenece y asignar un código único para su identificación. La Tabla 4.1 muestra la forma del listado de este tipo de variables:

Dispositivo	Código	Tipo de Medición	Rango	Descripción
Generador-01	E1	Estado de Operación	0,1	0:Conectado, 1:Desconectado
Generador-01	T1	Temperatura	0-120 [°C]	Temperatura de estator Generador-01
Generador-02	I43	Corriente	0-4 [A]	Corriente control de campo Generador-02
Generador-02	I44	Corriente	0-10 [A]	Corriente de línea Generador-02
Generador-02	V44	Tensión	0-200[V]	Tensión en bornes Generador-02
...

Tabla 4.1: Variables Medidas

Además, a partir del listado anterior es posible determinar las variables que son producto de la operación de dos o más variables medidas. Con lo anterior, se genera el siguiente listado denominado “*Variables Observadas*”:

Dispositivo	Código	Tipo de Medición	Rango	Descripción
Generador-02	P1	Potencia	-2000 - 2000 [W]	Producto de I44 x V44
...

Tabla 4.2: Variables Observadas

El conjunto de variables medidas y observadas se consideran “*Variables de Proceso*” y corresponden a todo el universo relevante de medidas realizables en el sistema.

Variables Manipuladas y Controladas

Similar al listado anterior, pero sólo considera las variables clasificadas como manipuladas y controladas. El listado debe indicar cuál es el dispositivo manipulado y controlado.

Dispositivo	Código	Tipo de Medición	Rango	Descripción
Generador-02	I43	Corriente	0-4 [A]	Corriente control de campo Generador-02
...

Tabla 4.3: Variables Manipuladas

Alarmas y Variables Críticas

Al igual que el caso anterior, a partir de las “*Variables de Proceso*” se identifican las varia-

Dispositivo	Código	Tipo de Medición	Rango	Descripción
Generador-02	P1	Potencia	-2000 - 2000 [W]	Producto de I44 x V44
...

Tabla 4.4: Variables Controladas

bles que de alguna u otra manera indican un funcionamiento anómalo del sistema o alguna de sus plantas respectivas. Estas variables pueden ser estados de la planta, señales de trip o mediciones que poseen rangos de operación bien definidos. El sobrepasar estos límites compromete el buen funcionamiento de la planta.

Código Variable	Valor Máximo	Valor Mínimo	Comentarios
E1	1	0	Cambio de estado
T1	120 [°C]	0 [°C]	Temperatura máxima generador
I44	10[A]	0 [A]	Corriente máxima por devanados
V44	200[V]	150 [V]	Tensión admisible de generación
...

Tabla 4.5: Variables de Alarma y Niveles Críticos

Listado de Entrada y Salida

El listado de entrada y salida agrupa todas las “*Variables de Proceso*” que hayan sido consideradas como relevantes en el proceso. A través de éste, se identifica la interacción entre las variables ya medidas y los equipos de control que las capturan:

Instrumento	Código Variable	Entrada/Salida	Tipo de Variable
PLC-01	T1, I43, I44, V44	Entrada	Análoga 4-20 [mA]
PLC-01	RELE-01	Salida	Discreta 24 [V]
...

Tabla 4.6: Listado de Entrada y Salida

Existe una variante de este tipo de listado y consiste en agrupar las variables por tipo de entrada y salida (analógica o digital).

Formulario de Especificaciones

Comprende el último paso antes de materializar el diseño realizado. A través del Formulario de Especificaciones, se tiene una descripción detallada de los requerimientos técnicos

de la instrumentación a implementar. Dichos formularios deben ser entregados a los proveedores para que éstos puedan ofrecer los productos que más se adecuen a los requerimientos descritos.

Primero, es necesario identificar todos los instrumentos existentes en el sistema, de manera que se tenga un listado ordenado de los instrumentos requeridos. Este listado se llama “*Listado de Instrumentos*”:

Tag de Instrumento	Descripción	P&ID	Formulario de Especificación	Plano de Localización	Detalle de Instalación
TE1	Sensor de Temperatura	1	FE-1	PL-1	DI-1
IE1	Sensor de Corriente	1	FE-2	PL-2	DI-2
EC	Control Electrónico	1	FE-3	PL-3	DI-3
EE1	Sensor de Tensión	1	FE-4	PL-4	DI-4
IE2	Sensor de Corriente	1	FE-5	PL-5	DI-5
XY1	PLC	1	FE-6	PL-6	DI-6
...

Tabla 4.7: Listado de Instrumentos

La manera de generar estos formularios se encuentra establecido por la norma ISA-20-1981, “*Specification Forms for Process Measurement of Control Instruments, Primary Elements and Control Valves*” [32]. Hoy en día, cada grupo de trabajo y proveedores tiene su propia manera de fabricar estos formularios, de los cuales, la mayoría se encuentra basado en el estándar ISA-20 [11, Cap.4].

A continuación, se deben generar los formularios respectivos a todos los instrumentos utilizados. En [11, Cap.4, Pag.74] se encuentra un ejemplo de un formulario desarrollado bajo norma ISA. Además en B.2 se muestra un formulario realizado en este trabajo utilizando como referencia la norma ISA-TR20.00.01-2001¹.

¹El formulario se adaptó para cubrir las necesidades del trabajo

4.3. Diseño Topología SMyCR

Existen muchos factores que influyen en el diseño de un SMyCR. Sea la manera en la que se intercambia información, el ordenamiento jerárquico de las unidades de control u otro, es necesario introducir nuevas herramientas de apoyo para el análisis del sistema caracterizado, de manera que la búsqueda de una topología de SMyCR sea clara para las personas involucradas en el diseño.

El presente punto (Diseño Topología SMyCR) debe considerarse como un proceso paralelo al de Caracterización del Sistema, puesto que son los conceptos propuestos aquí los que permiten desarrollar una idea de como debe ser controlado y monitoreado el sistema en cuestión. Dichos conceptos son presentados a continuación, haciéndose un fuerte hincapié en los relevantes a la aplicación de GD. Además, se introduce una herramienta para el diseño de sistemas, el “Lenguaje Unificado de Modelado” (UML, del inglés *Unified Modeling Language*), el cual, aunque sea una herramienta creada para desarrollar aplicaciones de computación orientada a objetos, es perfectamente aplicable al presente caso y proporciona una ayuda enorme para el diseñador del SMyCR.

Topología de Control

Se entiende por Topología de Control a la manera en que el proceso será coordinado y controlado. Como es de esperarse, la topología a elegir depende del sistema a ser controlado y más aún, de los objetivos que se desean lograr con el control de éste.

En el caso particular de GD, la literatura es extensa en lo que es casos de control de tecnologías GD y MR. Dentro de este mismo contexto, se han mostrado superiores las topologías de control enfocados a un fuerte control local de la unidad bajo la asistencia de un control supervisor coordinado por la unidad central, el cual a través de una cierta lógica tipo EMS coordina el despacho y generación de las unidades GD [9] [33].

En [9] se comentan 6 tipos de control local aplicados a unidades GD operando como MR. De la referencia anterior se desprende que el uso de acumuladores como “reserva en giro”, el cálculo de las constantes en los lazos de control, las estrategias de control para unidades independientes y los métodos de partida en negro (*Black Start*), entre otros, no están claros. Por ende, es tarea del diseñador el realizar simulaciones y estimaciones que permitan determinar cual es la topología que llevará al éxito la operación coordinada de sus unidades.

Negocios y Operaciones de Proceso

Un enfoque estándar debe utilizarse para identificar y registrar las interacciones y el intercambio de información entre los distintos agentes, de manera que se tenga claro qué dispositivos interactúan y cómo lo hacen. El estándar IEEE 1547.3 hace hincapié en esto y recomienda el uso de UML como herramienta para modelar estos procesos [21].

El UML proporciona un conjunto de diagramas para representar distintos tipos de información:[34] [35].

- Diagrama de Casos de Uso: Organiza los comportamientos del sistema.
- Diagrama de Secuencia: Centrado en la ordenación temporal de los mensajes.
- Diagrama de Colaboración: Centrados en la organización estructural de los objetos que envían y reciben mensajes.
- Diagrama de Estados: Centrados en el estado cambiante de un sistema dirigido por eventos.
- Diagrama de Actividades: Centrados en el flujo de control de actividades.

En general, se pueden utilizar tantos diagramas como sea necesario (o puede que no se utilice ninguno), dependiendo del problema a abordar.

El objetivo de utilizar este enfoque es determinar claramente cuáles son los actores involucrados en un proceso, las funciones que realizan y cómo llevan a cabo dichas funciones.

Una manera metodológica de lograr lo anterior es:

1. Elegir el proceso a modelar en UML (ejemplo: Despacho de una unidad generadora).
2. Describir el proceso en forma narrativa.
3. Determinar los actores (ejemplo: operador de red).
4. Determinar los sistemas involucrados (ejemplo: controlador del recurso distribuido).
5. Describir todos los requerimientos para llevar a cabo el proceso a modelar.
6. Dibujar en UML, con los diagramas que sea necesario, la interacción entre los actores, la información intercambiada, la secuencia seguida para dicha interacción, etc.

En este trabajo se da especial énfasis al uso de los diagramas de *Casos de Uso* (Figura 4.2) y *Actividades*, los cuales son explicados en [34] [35].

En [21, Anexos] se encuentra un ejemplo de como desarrollar estos diagramas con el enfoque GD. Además, en el Anexo B.2 se muestra el diagrama realizado en el contexto del presente trabajo.

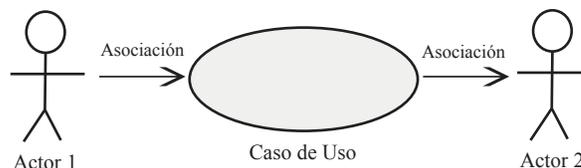


Figura 4.2: Ejemplo de UML: Diagrama *Caso de Uso*

Una vez determinadas las necesidades en términos de uso de recursos y requerimientos de información por cada unidad, corresponde determinar cómo será intercambiada dicha información.

Topología red de Comunicaciones

Filosofía de Comunicaciones

Dado que se tiene una clara idea de cómo los agentes interactúan entre ellos (visto en la Sección 4.3), es necesario establecer de manera clara cómo se llevará a cabo el flujo de información dentro de la red. Como se menciona en la Sección 3.1, se consideran 2 filosofías de comunicaciones: Maestro/Esclavo y Usuario/Usuario:

En el fondo, la primera filosofía plantea un esquema “centralizado”, en donde un dispositivo es el encargado de actuar como moderador para que se ejecute la comunicación entre los agentes. En cambio, en la segunda filosofía no existe un moderador, todos los actores pueden hacer uso de los canales de comunicación y la comunicación ocurre en base a otros parámetros como prioridades de mensaje, tiempo de envío, etc.

Debe notarse que el tipo de filosofía a elegir tiene que ser acorde a los requerimientos determinados en la Sección 4.3. Por ejemplo, supóngase que existen dos actores, A y B. A debe mandar un mensaje a B con extrema prioridad, el cual debe ser recibido en un tiempo t . En el caso de elegir una filosofía tipo Maestro (B) / Esclavo (A), el tiempo que transcurre entre cada llamada del Maestro al Esclavo para solicitar el envío de información debe ser menor que t para que efectivamente el mensaje llegue oportunamente. Lo mismo podría decirse de una filosofía usuario/usuario, en donde asignar una prioridad inadecuada al mensaje de A a B puede ocasionar que éste sea rechazado por el bus en reiteradas oportunidades resultando en un tiempo de envío mayor que t .

Acuerdo para el Intercambio de la Información

Para que dos actores puedan realizar un intercambio de información (IF) de manera adecuada, éstos deben de tener claramente definida la manera en que ocurrirá dicho intercambio de información.

Entre los puntos del acuerdo se mencionan los siguientes:

- **Teoría de Operación:** Consiste en un resumen del intercambio de información entre los actores involucrados.
- **Ontología Compartida:** Los dos actores involucrados en el IF deben tener claro el significado de los datos que comparten. Por ejemplo, si un actor utiliza un mensaje con identificador “VA” para referirse a la tensión en la fase A, el receptor debe saber interpretar el identificador “VA” como una pregunta por la tensión de la fase A.
- **Estructura del Mensaje:** El formato de la trama de datos. Típicamente el formato de un mensaje incluye una cabecera, el mensaje, etc.
- **Servicios de interfaz y Acuerdos de Colaboración:** Una interfaz es considerada como el punto de contacto entre un componente de software y sus compañeros relacionados. Por ejemplo, si el servicio de información es TCP/IP, ambos actores deben tener la misma interfaz para interpretar de igual manera el mensaje que se envía.
- **Definición de los mensajes de Negocios:** Definición para ambos actores de los significados de ciertos mensajes para la ejecución de alguna acción. Ejemplo de esto son los comandos de MySQL GET, SET y QUERY, los cuales realizan distintas funciones sobre una base de datos.
- **Reglas de Coreografía:** Tiene relación con el orden o secuencia en la transacción de datos entre ambos actores. Los diagramas de secuencia son útiles para coordinar dichos mensajes.
- **Servicios de Transacción:** Los servicios de transacción proveen de opciones a los mensajes intercambiados entre los actores. Entre estos servicios se puede mencionar: confirmación de envío, prioridad de mensajes, comunicación asíncrona/síncrona, servicios de seguridad, servicios de corrección de errores, etc.
- **Identificación de Recursos:** Dado que los objetos del mundo real son interpretados bajo algún esquema o modelo dentro de los equipos (por ejemplo el modelo CIM), es necesario mantener una relación entre el objeto real y su representación como ente

de información. Luego, debe acordarse una manera que identifique al componente del mundo real y sus atributos reales a partir de su representación como dato.

- **Formato de Tiempo y Datos:** Ambos actores deben acordar el formato de datos y la zona horaria en donde la información es referenciada. Ejemplos de tipos de datos son int8, int16, float, etc.
- **Sincronización de Tiempo:** Existen ciertas funciones que son dependiente del tiempo. Por ejemplo, la activación de una alarma si es que ha transcurrido un lapso de tiempo pre-acordado. Este tipo de eventos debe encontrarse coordinado en el sistema para no afectar la operación normal de éste.
- **Acuerdos de Seguridad:** Temas como confiabilidad, integrabilidad, detección de errores, etc. deben ser acordados según la relevancia de la información.
- **Comportamiento esperado como unidad aislada:** En caso de existir falla en la comunicación, los actores deben actuar de manera no perjudicial a la evolución del proceso (o lo menos perjudicial posible).
- **Requerimientos de rendimiento y restricciones:** Describe el comportamiento esperado para una interacción exitosa. Entre los posibles aspectos a verificar se encuentran: disponibilidad en el flujo de información, precisión de la información, etc.
- **Protocolos de Comunicación:** Describe los posibles protocolos de comunicación que pueden ser utilizados por los actores. La descripción del protocolo debe incluir todos los parámetros necesarios para asegurar el buen funcionamiento.

La elección adecuada de un protocolo es una decisión absolutamente dependiente del tipo de aplicación y los objetivos para la comercialización (de existir). Entre los parámetros de decisión es posible mencionar:

- *Independencia de Plataforma:* Capacidad del protocolo utilizado para ser interpretado por distintos sistemas operativos o dispositivos embebidos.
- *Abierto:* Uso de protocolos con estándares abiertos y bien definidos. Lo anterior permite completo conocimiento de cómo la información se intercambia y permite generar intervención en caso de fallas o requerimientos.
- *Cerrado:* Uso de protocolos propietarios por el diseñador. Elimina la posible intervención de un usuario externo pero obliga al cliente a usar productos ad-hoc.

Los términos vistos anteriormente son cubiertos en mayor detalle en [21].

Selección de Dispositivos SMYCR

La etapa de selección de dispositivos supone que el diseño del SMYCR ha concluido y como resultado de éste se ha generado un set de documentos que describen a cabalidad el proceso, la forma de control, monitoreo, los instrumentos necesarios y por último, un set de formularios de especificaciones que describen los requerimientos de los instrumentos.

A partir de lo anterior, es tiempo de adquirir los instrumentos y controladores. El proceso de adquisición de componentes se puede resumir en 7 pasos [11, Cap.5]:

1. **Generar Lista de Proveedores:** Esta lista describe un mínimo de 3 proveedores, de los cuales se espera que manejen productos relacionados con los instrumentos a adquirir.
2. **Generar Paquetes de Oferta:** Los formularios de especificaciones deben ser organizados de manera tal que los dispositivos afines conformen grupos de componentes. Por ejemplo, ordenar los formularios de los equipos de comunicación por radiofrecuencia en un mismo paquete.
3. **Enviar los Paquetes de Oferta a los Proveedores:** Enviar los paquetes de oferta a los proveedores que posean productos relacionados a los paquetes correspondientes.
4. **Recibir las propuestas:** Recepción formal de las propuestas entregadas por los proveedores, en donde se especifican las características y precio de los dispositivos ofrecidos.
5. **Evaluar las propuestas:** El equipo de diseño debe determinar cuáles son las mejores opciones en base a cumplimiento de requerimientos técnicos, dimensiones, costos y cualquier otro parámetro que pueda considerarse relevante.
6. **Comprar los dispositivos aprobados:** Compra de los dispositivos aprobados.
7. **Recibir los dispositivos:** Recepción de los dispositivos.

El proceso descrito anteriormente puede parecer obvio en algunos puntos, pero se ha mantenido una división en 7 partes para mantener una estructura formal en relación a la adquisición de dispositivos.

Indicaciones de cableado e Instalación

Corresponde a las indicaciones de cableado e instalación de los diversos dispositivos de instrumentación y control adquiridos en el paso previo.

Los detalles de instalación definen los requerimientos para instalar correctamente los dispositivos de instrumentación y control. Los requerimientos son de tipo mecánico, conexiones eléctricas, ubicación espacial, etc. Es por esto que las indicaciones de instalación son de carácter físico, detallando incluso los tornillos y pernos a utilizar.

Técnicamente no existe un estándar ISA para definir indicaciones de cableado e instalación, sólo recomendaciones. Un resumen de estas recomendaciones se encuentra en [11, Cap.8]. Vale la pena mencionar que se deben realizar cuantos planos sean necesarios para indicar correctamente el montaje y conexión de los dispositivos, puesto que puede ocurrir que el diseñador no es la misma persona que realizará el montaje físico, y por lo tanto una claridad en las indicaciones se traduce en instrumentos bien instalados. Además, es buena práctica utilizar herramientas de diseño asistido por computadoras (AutoCAD, SolidWorks, Solid Edge, etc.) para realizar el diseño de las piezas; y anexar a estos diseños una lista de materiales indicando el tipo de material y su relación con el dibujo o una lista que indique el tipo de cable y los extremos terminales en los cuales se conecta.

En el Anexo B se muestran las indicaciones de instalación y cableado del presente trabajo.

Planos de Localización

Por último, como su nombre lo indica, el plano de localización es una representación gráfica de la ubicación de los distintos instrumentos en el espacio físico en el que se lleva a cabo el proceso. Al igual que las indicaciones de instalación y cableado, ISA no posee un estándar para los Planos de Localización. El Plano de Localización puede reflejar la elevación, tuberías, cableado y equipos distribuidos en una zona. El nivel de detalle que se utilice depende del diseñador.

En el Anexo B se muestran los Planos de Localización desarrollados para este trabajo.

4.4. Software de Monitoreo y Control

El software de Monitoreo y Control para un SMYCR no debe ser menospreciado. Existen numerosos casos de sistemas SCADA que han fallado debido solamente a una falla en programación de sus componentes [23], sea por una mala programación o estados no diseñados (y por ende no considerados en la programación). A fin de cuentas, después de

ocurrida la falla, puede ocurrir desde la destrucción de un equipo hasta la detención completa del proceso, lo cual puede significar pérdidas de millones de pesos en algunos procesos².

El software es lo que da vida al SMYCR, puesto que corresponde a la manera en que los dispositivos ejecutarán funciones, intercambiarán información y generarán el movimiento de equipos. Por estas razones, es necesario apoyar el desarrollo de software con una programación adecuada, la cual facilite el trabajo de llevar las ideas del papel a código máquina.

En este aspecto, es posible identificar los siguientes componentes a ser programados:

1. Controladores Locales
2. Relés de Protección
3. HMI para sistemas SCADA/EMS
4. Interfaces de Comunicación

El software correspondiente a 1 y 4 es absolutamente dependiente del tipo de controlador o interfaz que se maneje. Afortunadamente, en las etapas anteriores se tiene definido cuales son los actores involucrados en la acción de éstos, las variables que los afectan y el tipo de control o acción que éstos deben ejecutar junto con los requerimientos que deben cumplir para ejecutar dicha acción. A partir de esto, el dispositivo puede ser programado para que cumpla estos requerimientos considerando variables de entrada, variables de salida, tiempos de sincronización, etc.

Además de lo anterior, existe una manera de documentar la intervención de los controladores en los lazos de control de los dispositivos y actuadores de la planta. Estos diagramas son llamados “Diagramas de Lazo” y son vistos más adelante.

Además, en esta clasificación se encuentran los PLC y DCS, los cuales poseen sus propios lenguajes de programación y a lo más es posible determinar los diagramas escalera[16, Cap.2] de éstos para facilitar su programación.

El software del punto 2 es típicamente de una naturaleza lógica. Esto quiere decir que a partir de la combinación lógica de estados de ciertos dispositivos o identificadores, es posible determinar la acción del relé. Por ejemplo, si se activa alguna alarma del relé, éste abriría su interruptor asociado. Para visualizar la programación de dispositivos como relés, y en general

²Por ejemplo procesos mineros

cualquier tipo de dispositivos que ejecuten acciones de estilo “encendido/apagado”, se hace uso de los “Diagramas Lógicos”.

Por último, el software del punto 3 es de una naturaleza especial y se describe más adelante.

Diagramas Lógicos

Concebidos como la representación de las operaciones tipo “encendido/apagado” de un proceso, los diagramas lógicos permiten representar la lógica detrás de una operación de encendido o apagado de motores, interruptores, válvulas, generadores, etc.

A través de los diagramas lógicos, los programadores de PLC, DCS u algún dispositivo asociado a la protección, pueden visualizar claramente cuales son los componentes que entran en el juego de activar o desactivar cierto dispositivo o proceso a partir de los estados de estos componentes.

Los diagramas lógicos son correctamente definidos por la norma ISA 5.2 y en [11, Cap.6] se encuentra una descripción más detallada del uso de éstos.

Aunque existen 3 tipos de posibles diagramas lógicos, aquí sólo se explicará el diagrama lógico (llamado *Diagrama Lógico*³) más útil en términos de visualización de las funciones de encendido/apagado. La Figura 4.3 muestra los símbolos lógicos más comunes utilizados en los diagramas lógicos:

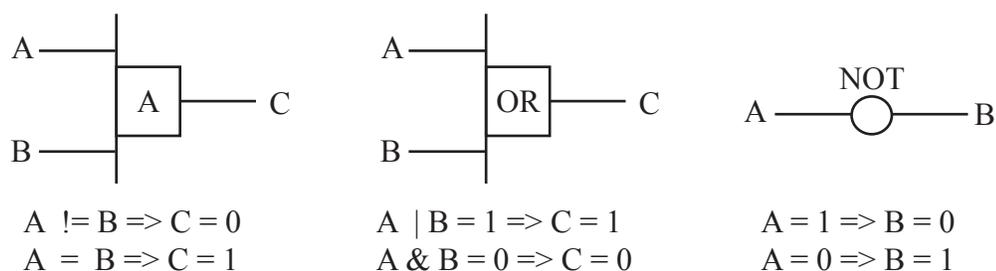


Figura 4.3: Símbolos Lógicos Binarios

Luego, el diagrama lógico consiste en una combinación de estos símbolos para representar el comportamiento de algún dispositivo o estado del proceso a partir de los estados de otros dispositivos.

³Los otros diagramas son conocidos como Diagrama Escalera (ladder) y Descripción de Texto

Diagramas de Lazo

En los Diagramas de Lazo se representan los componentes que comprenden los sistemas de control y cómo éstos están inter-conectados.

Las siguientes definiciones del diccionario ISA son aplicables:

- **Diagrama de Lazo:** “Una representación esquemática de un circuito (lazo) hidráulica, eléctrica, neumática o magnética”.
- **Lazo:** “Una combinación de uno o más instrumentos⁴ inter-conectados que son arreglados para medir o controlar una variable de proceso”

De las definiciones anteriores, es importante entender que en un lazo todos los dispositivos dentro de él monitorean o controlan *una sola variable*. Por ende existen muchos diagramas de lazo.

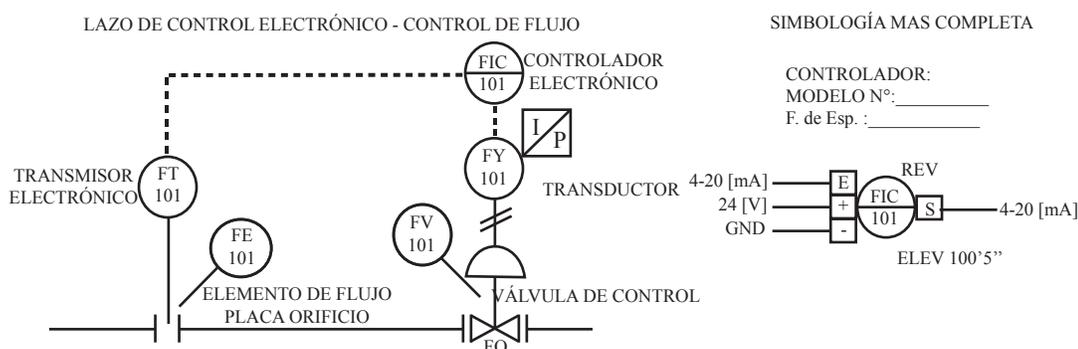


Figura 4.4: Diagrama de Lazo [11, Cap.7]

Dado que un Diagrama de Lazo permite identificar el lazo de control asociado a una variable, es común especificar los cables, terminales y conectores de los dispositivos asociados al lazo. La Figura 4.4 muestra un ejemplo de un diagrama de lazo para el control de una válvula por medio de un controlador electrónico [11, Cap. 7]. El transmisor FT101 obtiene la medida del medidor de flujo FE101, éste envía dicha medida a través de una señal electrónica al controlador FIC101, el cual ejecuta la orden de control para variar el flujo. Dicha orden es transmitida al convertor FY101, el que transforma la señal para controlar la válvula. Además, en la Figura 4.4 se muestra como se vería la simbología si ésta fuese más detallista. El instrumento FIC101 tiene 4 terminales, está ubicado a una elevación de 100'5", maneja señales de 4-20 [mA], está alimentado por 24 [V] y tiene un control de tipo inverso⁵.

⁴El proceso, sensor, transmisor, controlador y el elemento final de control

⁵Si la señal de entrada crece, la señal de salida disminuye en forma proporcional

Por último, el grado de complejidad que se desee agregar al diagrama de lazo (en simbología) es a elección del diseñador.

La norma ISA-5.4 [36] y [11, Cap.7] explican los Diagramas de Lazo con mayor detalle.

Interfaz Hombre-Máquina para Sistemas SCADA/EMS

La HMI corresponde a la interfaz mediante la cual hombre y máquina sostienen una conversación acerca del estado de operación del sistema y su futuro desempeño. En este aspecto, existe una extensa literatura referente a la manera en que se deben diseñar estas interfaces (aplicaciones en computador) de manera que se obtenga el máximo desempeño del operador en términos de facilidad en la detección de errores, análisis de la operación del sistema, etc.

Se entiende por “Técnicas Cognitivas” a las estrategias orientadas a la capacidad de los seres humanos de procesar información a partir de la percepción, el conocimiento adquirido y características subjetivas que permiten valorar y considerar ciertos aspectos en desmedro de otros [37].

Siguiendo esta temática, Riera y Debernard [38, Cap.12] plantean que existe una necesidad de representar el modo en que toman decisiones los seres humanos. Luego, el proceso de toma de decisiones puede establecerse como una primera instancia donde la persona se *percata de la situación* (percepción de elementos en el entorno, comprensión del significado y la proyección del estado al futuro) para luego entrar en un proceso de toma de decisiones.

Entre los factores que permiten mejorar este proceso, se encuentran:

- Generar retroalimentación de las acciones ejecutadas por el computador hacia el operador de manera que éste se encuentre consiente del estado actual del proceso o una acción en particular [37].
- El uso de P&ID, gráficos de tendencia y alarmas facilitan la comprensión del operador [37].
- Las personas son menos capaces de recibir información si hacerlo significa un trabajo [38, Cap.18]. Dicho esto, el acceso a la información por parte del usuario debe conllevar pocos clicks. Mantener la información agrupada según temas comunes y ubicarla donde el operador crea que debería de estar otorga una manera simple de encontrar y relacionar información agrupada.

- La gente es capaz de predecir la tendencia más fácilmente en gráficos de líneas [38, Cap.18].
- El uso de códigos de colores ayuda a la percepción de eventos y a estimular el interés en ciertas áreas específicas. En particular, la etapa mental en la cual se interpreta el significado del color ocurre en un instante anterior (y con menor esfuerzo) a la interpretación de los códigos numéricos [39].

Sin embargo, el excesivo uso de colores puede llevar a una mala interpretación debido a que cada persona tiene su propia definición del significado de éstos. Luego, debe utilizarse colores básicos y no más de 5 o 6 [39]. Bajo el mismo contexto, colores fuertes (como el rojo o el naranja) son utilizados para alertar al usuario, en cambio colores fríos como el blanco generan tranquilidad en las personas, por lo que son usados en contextos neutros o de operación normal.

Además, entre las técnicas de visualización relacionadas con sistemas eléctricos pueden nombrarse: tablas y números; diagramas uni-lineales; áreas de control específicas; diagramas de flujo de energía; gráficos (tendencia, torta y barras) y herramientas asociadas⁶; vistas geográficas⁷ y animaciones de proceso [40].

En resumen, el diseño de la interfaz HMI debe considerar el factor “hombre” y la interacción de éste con la máquina, eligiendo técnicas de visualización que faciliten la comprensión de la información y llamen la atención del usuario en caso de requerirlo.

En un aspecto más técnico, el estándar IEEE 1547.3 [21] menciona algunas de las variables de interés para describir una unidad GD, las cuales pueden considerarse como tipos de indicadores a utilizar en la interfaz HMI. Entre dichas variables vale la pena mencionar: potencia activa generada, potencia reactiva generada, tensión, frecuencia, estado de (encendido/apagado), estado de operación, estado de sincronización y tiempo que la unidad ha estado en servicio.

Conjunto a lo anterior, una fuente de información importante son los mismos operadores finales del SMYCR, después de todo ellos son los que van a usar el sistema y por ende, él SMYCR debe estar orientado al uso que ellos requieran.

Desde el punto de vista funcional, las componentes vitales de un sistema SCADA aceptable son [18]: Activación de alarmas, generación de reportes, análisis de datos históricos,

⁶“Zoom”, “Panning” y “Cursores”.

⁷En caso de sistemas distribuidos en áreas geográficas grandes.

vista de tendencias en tiempo real, recolección de datos en tiempo real y una interfaz gráfica amigable y funcional para el operador.

Configuración de Generador Virtual

La operación del SMYCR como GEVI consiste en el uso de medios de comunicación para integrar recursos distribuidos a una red de coordinación comandada por una ECC o Sub-ECC. Dicha comunicación debe considerar acuerdos para el intercambio de la información de manera tal que se logre una correcta comunicación. Además, el ECC debe considerar el uso de aplicaciones tipo EMS [22], las cuales aprovechen los recursos distribuidos con la finalidad de: cumplir alguna función objetivo determinada por el operador del sistema o satisfacer requerimientos de operación planteados por el GEVI.

El uso de las técnicas descritas aquí son completamente aplicables al diseño e implementación de recursos distribuidos a un esquema de coordinación tipo MR y GEVI.

Capítulo 5

Implementación del SMYCR en una Central Micro-Hidráulica

El presente capítulo consiste en un caso de implementación del SMYCR para un prototipo de CMH desarrollada por alumnos memoristas de la Universidad de Chile el año 2007 [5] [6]. En lo que sigue, se mostrará la relación entre lo desarrollado y las etapas de diseño mencionadas en el Capítulo 4.

5.1. Caracterización del Sistema: La Central Micro-Hidráulica de Teno

En el año 2006 se crea el convenio Universidad de Chile–Oscar Osorio, el cual tiene como finalidad la creación de una central micro-hidráulica (en adelante CMHT) ubicada en la localidad de La Montaña de Teno, Chile. Los alumnos Patricio Mendoza [5] y Javier Larios [6] de Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Mecánica respectivamente, desarrollaron el prototipo como proyecto de memoria de título.

El dueño del terreno donde se instaló la CMHT es Felipe Mena, en adelante el operador local.

Descripción del Sistema: El proceso de la CMHT

Objetivo: Implementar un SMYCR controlado por un operador local ubicado a una distancia máxima de 300 metros. El SMYCR debe ser capaz de actuar sobre la CMHT con-

trolando sus estados de operación y consignas de generación. Además, debe monitorear los parámetros relevantes de ésta. Se considera en el diseño su futura implementación en un esquema de MR.

Narración del Proceso: “Se capta agua proveniente de ríos y precipitaciones en un embalse. Esta agua es canalizada a través de una cañería de PVC hasta un desarenador, el cual corresponde a un filtro que atrapa las piedras y arena que podrían venir por la tubería. A continuación, el agua es encausada por otra tubería, la cual baja 60 metros por una quebrada (en total se recorren 180 metros de tubería) hasta una válvula de paso manual. Después de la válvula, se encuentra un inyector tipo aguja ajustado electrónicamente por la CMHT para regular el flujo de agua que impacta las cazoletas de una turbina pelton. Al girar, ésta transmite su energía rotacional al eje de un generador trifásico sincrónico a través de una polea. El generador se encuentra conectado a la red y al consumo local. Finalmente el agua es devuelta al río por una “vía de evacuación”. Existen medios de control electrónico para regular la potencia, frecuencia y tensión generados como también protecciones y la activación de interruptores en caso de existir fallas o cambios de estado.



Figura 5.1: Central Micro-Hidráulica de Teno

La Figura 5.1 muestra una imagen real de la CMHT.

En la Figura 5.2 se identifican los siguientes componentes:

1. Embalse.
2. Tubería de 120 [m] conectada entre embalse y cámara desarenizadora.
3. Desarenador (filtro de arena y piedras que vienen del embalse).
4. Tubería de 60 [m] hacia la CMHT.
5. Válvula manual conectada a la tubería.
6. Inyector aguja controlado electrónicamente.
7. Turbina Pelton.
8. Generador trifásico.
9. Control electrónico.
10. Casa de máquinas.
11. Conexión a la red por medio de un transformador de la compañía de distribución.
12. Conexión entre la CMH, red y consumo.
13. Consumo local ubicado a 300 [m] de la CMH¹.
14. Río y vía de evacuación.

¹La distancia real es de 204,08 [m], pero inicialmente se estimó en 300 [m].

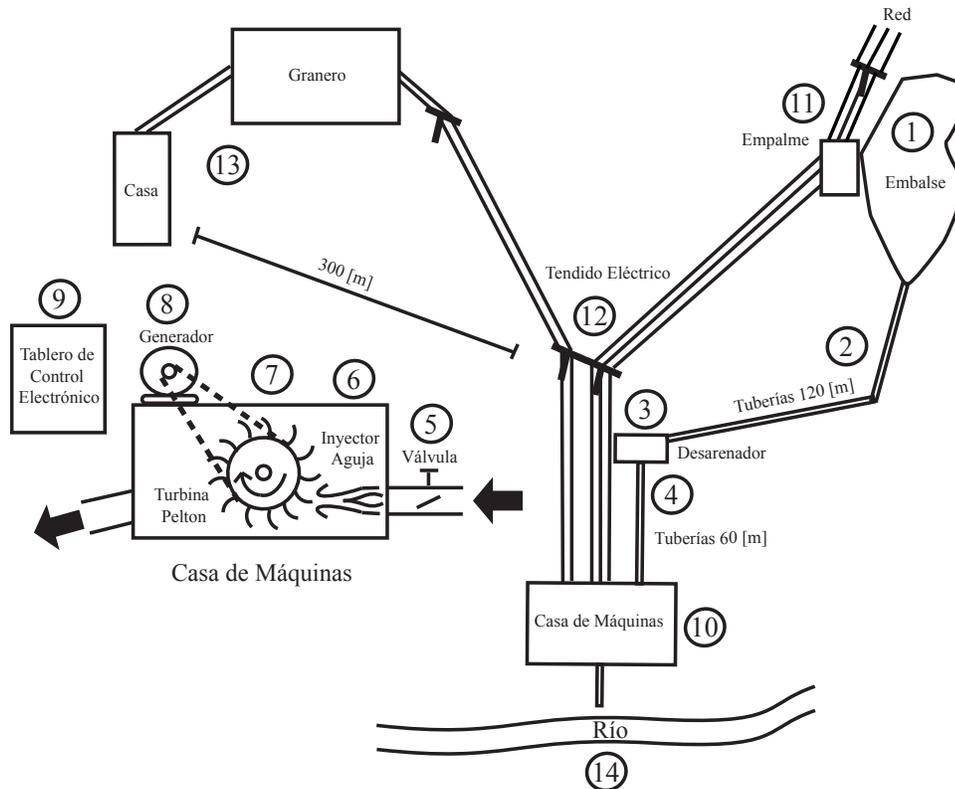


Figura 5.2: Esquema de la central micro-hidráulica de Teno

Detalles del Proceso:

La conexión entre el generador y la red eléctrica se representa en el siguiente diagrama unilineal:

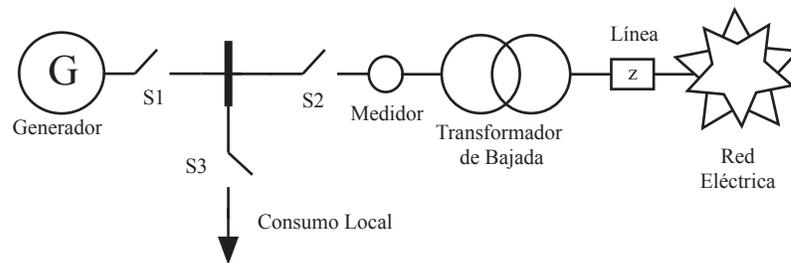


Figura 5.3: Diagrama Unilineal Central Micro-Hidráulica de Teno [5]

1. Generador: Sincrónico trifásico de 7,5[kVA].
2. S1: Contactor ubicado en el tablero de control electrónico.
3. S2: Contactor ubicado en el tablero de control electrónico.
4. S3: Interruptor termomagnético automático ubicado en el consumo local.
5. Medidor: Medidor de la compañía de distribución (1 solo sentido).
6. Transformador de bajada: Transformador de 12[kV] / 380 [V].

Un detalle completo de los componentes pertenecientes al sistema de la CMHT se encuentra en el Anexo B.

En un proceso distinto se haría el acopio de otros documentos como hojas de datos y documentos técnicos de los equipos involucrados en el proceso. Aquí se han generado tablas para almacenar la información con un fin ilustrativo.

Una vez comprendido el proceso, se genera el *Diagrama de Flujo de Proceso*, el cual se encuentra en el Anexo B.2. Aquí se detalla como el recurso hidráulico entra al embalse, es encausado hasta llegar a la turbina y luego evacuado nuevamente al río. Además, se observa que el generador produce energía eléctrica y ésta es transmitida al consumo local y la red.

Recursos Técnicos y Antecedentes

El sitio donde se encuentra instalada la CMHT se encuentra a 35 [km] de la carretera y corresponde a una parcela típica, donde se observan actividades agrícolas y ganaderas.

En términos tecnológicos, la Tabla 5.1 es un resumen de los recursos existentes.

Tipo de Recurso	Recursos Disponibles	Ubicación del Recurso	¿Factibilidad de uso?
Comunicaciones	Red telefónica para celular Entel	Casa de máquinas y Casa Felipe Mena	Si
	Internet de baja velocidad	Casa de Felipe Mena	No
	Cable de poder para PLC	Casa de máquinas, Casa Felipe Mena y Red Eléctrica	Si
Herramientas	Cajas de Herramientas varias	Casa Felipe Mena	Si
Maquinaria	Tornos y otros	Curicó y algunos talleres de Teno	Si
Otros	Conexión a red eléctrica en CMHT	Casa de máquinas	Si
	Intercomunicadores RF 433 [MHz]	Casa Felipe Mena	Si
	Servicios (baño, alimentos, etc.)	Casa Felipe Mena, Teno y Curicó	Si

Tabla 5.1: Recursos Técnicos y Antecedentes para CMHT

Dicha información deja en clara evidencia los siguientes puntos:

1. **Comunicaciones:** Dados los recursos existentes, los posibles medios para intercambiar información entre la CMHT y una interfaz de monitoreo remoto son (en primera instancia): Wi-Fi, Radiofrecuencia, PLC (*Power Line Communications*), GPRS (*General*

Packed Radio Service), módem, cableado directo, fibra óptica y comunicación satelital.

2. **Otros Recursos:** El lugar cuenta con suficientes recursos para trabajar e instalar el SMYCR, pero no permite el desarrollo de componentes en sitio. Solucionar problemas durante la instalación puede tornarse complicado debido a esto.

Filosofía de Control y Clasificación de Variables

Una vez digerida y entendida la manera de funcionar del proceso, corresponde enfocarse en el objetivo principal: *Monitorear y controlar remotamente el proceso*.

1. **Diagrama de Casos de Uso:** En el Anexo B.2 se muestra el diagrama de Casos de Uso que resume las necesidades tanto del operador como del control electrónico de la CMHT. En éste se observa como el operador –a través del SMYCR– realiza 4 acciones básicas (monitoreo, control de consignas, control de estados y análisis de datos²). También se observa como al control electrónico, ya existente en la CMHT, debe integrarse una interfaz que permita realizar las tareas de adquisición y envío de datos.
2. **Comunicaciones:** Posterior a un análisis de costos de implementación y factibilidad de uso, se decide utilizar un enlace de radiofrecuencia como medio de comunicación entre el operador y la CMHT. La Arquitectura de Comunicación a utilizar corresponde a una estructura Punto-a-Punto en donde la CMHT es el maestro y el operador el esclavo.

En términos de software, se optó por un enfoque descentralizado, en donde la unidad del operador posee su propia base de datos, display y control sobre su unidad (CMHT). Debido a esto último, el operador posee un control completo de la CMHT y además, es posible que un tercer agente, a través de una interfaz apropiada, pueda comunicarse con la CMHT desde otro punto geográfico. Si esto ocurriese, la arquitectura sería multipunto con una topología de red tipo Estrella (o Multipunto).

3. **Hardware SMyCR:** Posterior a un análisis de costos de implementación y factibilidad, se optó por la construcción de un hardware a base de micro-controladores PIC de la familia 18F252, los cuales se conectarán al hardware existente en el control electrónico y operarán como interfaz entre la CMHT y el medio de comunicaciones. Por ende, una vez implementada esta interfaz, el control electrónico de la CMHT puede entenderse como un DCS instalado en terreno.

²Notar que estas funcionalidades coinciden con las indicadas en el Capítulo 3.

El hardware de comunicaciones corresponde a módulos de radiofrecuencia de 433 [MHz], los cuales resultaron ser la opción más óptima en términos económico y funcional existente en el mercado. Estos detalles son tratados en la Sección 5.2.

4. **Software SMyCR:** La interfaz SCADA a implementar se desarrolla en la plataforma LabVIEW, la cual se introdujo en el Capítulo 3. Para almacenar localmente la información se implementa una base de datos MySQL la cual interactúa con LabVIEW. Se desarrollan códigos de programación y protocolos de comunicación para llevar a cabo la comunicación entre los distintos actores del SMyCR. En otras palabras, se establece un *Acuerdo para el Intercambio de Información* que se presenta más adelante.
5. **Diagrama de Tuberías e Instrumentación:** El P&ID abarca todo el resumen de lo planteado en la filosofía de control y mas aún, expone cuales son los instrumentos requeridos, protocolos determinados y componentes para la implementación del SMyCR. En el Anexo B.2 se encuentra el P&ID desarrollado para la CMHT. Para una mayor comprensión de éste se recomienda consultar [11] [41] [42] [43].
6. **Clasificación de Variables:** Una vez que se llega a un acuerdo en la filosofía de control (comunicaciones, actores, etc.), la idea general de cómo monitorear y controlar el sistema se encuentra establecida. Por ende, es posible determinar cuáles son las variables que afectan al comportamiento del sistema y son adquiridas o controladas por los instrumentos. Esta clasificación sirve tanto para desarrollar el software de los componentes del sistema como para desarrollar la plataforma de Monitoreo y Control Remoto SCADA. El resumen de la clasificación de variables realizada aquí se encuentra en el Anexo B.2.

En la Figura 5.4 se muestra el esquema de SMyCR según la filosofía de control propuesta.

Formulario de Especificaciones

Primero, es necesario agrupar todos los instrumentos que se requieren y posterior a esto se generan los formularios. La agrupación de instrumentos se realiza por medio del *Listado de Instrumentos*, el cual se encuentra en el Anexo B.2.

De la lista mencionada anteriormente, sólo es necesario adquirir (o fabricar) los primeros 6 instrumentos, pues el resto de los instrumentos o componentes ya existen y fueron adquiridos o desarrollados.

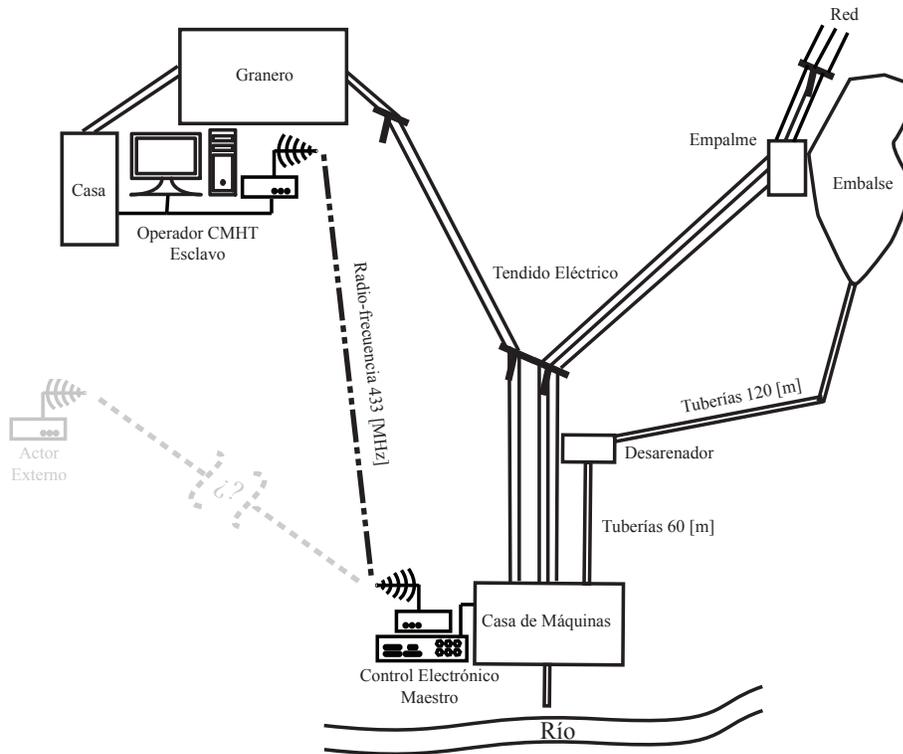


Figura 5.4: Esquema de SMyCR en la central micro-hidráulica de Teno

En el Anexo B.2 se encuentran los 6 formularios mencionados anteriormente.

Hardware del SMyCR

El hardware del SMyCR corresponde a los instrumentos o componentes que son necesarios agregar al sistema existente para llevar a cabo la tarea de monitoreo y control remoto. La siguiente lista muestra la naturaleza de estos componentes:

1. **LT-2/LE-2:** Sensor de Nivel para estanque. No se adquirió.
2. **FT-2/FE-2:** Sensor de Flujo para tubería. No se adquirió.
3. **GT-20A:** Transmisor/Receptor RF. Adquirido en Ingeniería MCI Ltda. [<http://www.olimex.cl>].
4. **GT-20B:** Transmisor/Receptor RF. Adquirido en Ingeniería MCI Ltda. [<http://www.olimex.cl>].

5. **GIC-20A:** Dispositivo de SMYCR para comunicación con control electrónico. Fabricación propia.
6. **GRK-20B:** Notebook portátil para SMYCR. Adquirido por Operador Local.

GT-20A y GT-20B:

La Tabla 5.2 muestra las características principales del módulo RF adquirido [44].

Atributo	Descripción
Nombre	HAC-UM96 Ultra Low Power Data Radio Module
Fabricante	Shenzhen HAC Technology CO., LTD
Distancia transmisión	500 [m] línea de vista
Potencia transmisión	10 [mW]
Frecuencia portadora	430 a 434 [MHz] (8 canales)
Intefaz comunicación	RS-232, TTL, RS-485
Comunicación	Half-Duplex
Alimentación	5 [V]
Otros	Implementación de corrección de errores

Tabla 5.2: Modulo RF HAC-UM96

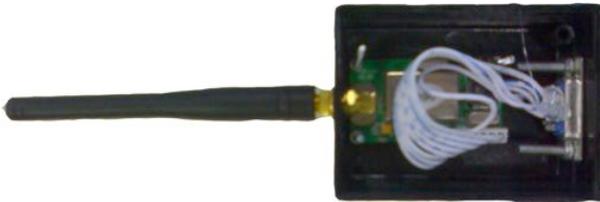


Figura 5.5: Montaje en Plástico



Figura 5.6: HAC-UM96 y Antena

GIC-20A

Para realizar la comunicación con el control electrónico de la CMHT, se fabricó un dispositivo a base de micro-controladores PIC, el cual a través de una comunicación por RS-232 logra intercambiar información con el control electrónico y el modulo GT-20A. La información del dispositivo se muestra en la Tabla 5.3.

Además, dado que existen 2 micro-controladores en el circuito, éstos intercambian información a través del protocolo de comunicación I^2C .

Los esquemáticos y diseños de circuitos integrados correspondientes al GIC-20A se encuentran en el Anexo B.

Atributos	Descripción
Microcontrolador	2 - PIC18F242
Velocidad	40 [MHz]
Memoria	Flash 16 [kBytes]
Puertos de comunicación	2 - RS-232 por hardware
	2 - RS-232 por software
	2 - 4 - 20 [mA]
Alimentación	12 [V]

Tabla 5.3: GIC-20A



Figura 5.7: Dispositivo de Comunicación con Control Electrónico - GIC-20A

Indicaciones de Cableado

Las indicaciones de cableado se encuentran en el Anexo B.2.

El material utilizado para todos los cables es cable UTP de 8 hilos apantallado.

Detalles de Instalación

Los detalles de instalación se encuentran en el Anexo B.2.

Los módulos GT-20A y GT-20B son instalados en sendos soportes con amarras elásticas. No existe una posición definitiva para su instalación al momento en que se desarrolla este trabajo.

El instrumento GIC-20A se debe anclar al tablero del control electrónico por medio de

los tornillos indicados en el Anexo B.2.

El componente GRK-20B no posee detalle de instalación pues corresponde a un notebook, el cual sólo tiene que conectarse mediante un cable al proceso.

Planos de Localización

El Plano de Localización para los instrumentos de la CMHT se encuentra en el Anexo B.2. El plano no es a escala y su objetivo es ilustrar la ubicación física de los instrumentos en la planta.

5.2. Software de Monitoreo y Control Remoto

El software de monitoreo y control remoto puede descomponerse en 3 partes: programación del dispositivo GIC-20A, programación del control electrónico de la CMHT y la Interfaz SCADA/EMS desarrollada en LabVIEW en operación conjunta con la herramienta de bases de datos MySQL. Las razones para la selección de estos últimos son:

- LabVIEW comprende una potente plataforma para la creación de aplicaciones debido a la cantidad de funciones integradas que posee. Esto mismo permite que una aplicación en LabVIEW pueda crecer fácilmente en lo que concierne a funcionalidad y conectividad.
- La gran cantidad de información existente en torno a dos sistemas de desarrollo como LabVIEW y MySQL permite resolver dudas específicas de las aplicaciones de manera más fácil.
- MySQL es capaz de manejar una gran cantidad de información de manera rápida.
- Las dos aplicaciones son fácilmente exportables a sistemas *Stand-alone*.
- La universidad posee una licencia para LabVIEW y MySQL es de licencia libre. Con ésto, los costos de implementación son considerablemente menores.

Los 2 primeros quedan completamente descritos a través del *Acuerdo para el Intercambio de la Información*. La interfaz SCADA/EMS es más compleja y se explica más adelante.

Acuerdo para el Intercambio de la Información

Teoría de Operación: El intercambio de información se produce entre 2 equipos (GRK-20B y Control Electrónico) y para esto ellos hacen uso de los dispositivos GIC-20A, GT-20A y GT-20B. El equipo GRK-20B representa el HMI para el Operador Local, el cual, a través de éste realiza las acciones de monitorear y controlar remotamente el sistema.

Por otra parte, el GIC-20A debe comunicarse con el control electrónico; éste a su vez posee dos puertos de entrada para la comunicación (Tarjetas Control y Relé). La primera tarjeta posee información de la operación de la CMHT mientras que la segunda posee datos acerca de las protecciones y los estados del sistema.

Lo descrito anteriormente puede representarse mediante un diagrama Caso de Uso mostrado en la Figura 5.8.

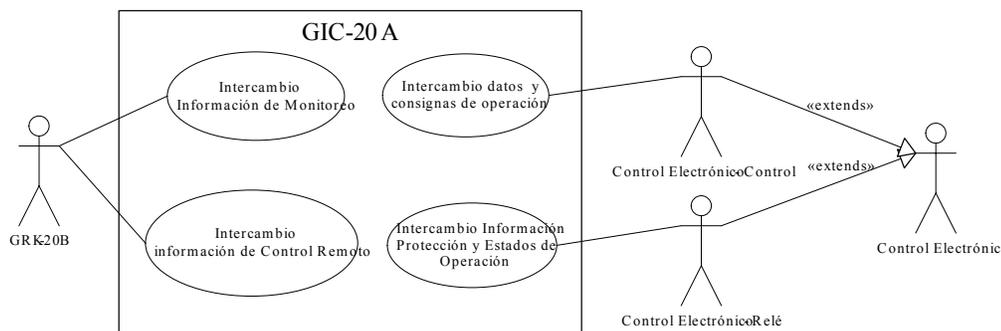


Figura 5.8: Interacción entre los Actores

Ontología Compartida: En este caso, el significado de la información se encuentra referenciada según identificadores. El valor de éstos y su significado se muestra en la Tabla 5.4. Este sencillo sistema satisface las necesidades de un esquema Punto-a-Punto. Además de estos identificadores, los actores tienen pleno conocimiento de quien es el actor con el cual mantienen una comunicación (puesto que es Punto-a-Punto), por lo que el contexto de comunicación es uno solo y no necesita mayor detalle.

En este punto en particular es donde entra en juego el modelo CIM introducido en la norma IEC 61970. La existencia de un modelo estandarizado que describa una fuente GD típica, evita que se tengan que asignar identificadores únicos al IF. De esta manera, la información es accesible por cualquier equipo, en vez de tener que analizar la hoja de datos del equipo y encontrar el significado de los identificadores para relacionarlos.

Identificador	Nombre	Variable Representada
1	DVRMSA	Tensión RMS fase A
2	DVRMSB	Tensión RMS fase B
3	DVRMSC	Tensión RMS fase C
4	DIRMSA	Corriente RMS fase A
5	DIRMSB	Corriente RMS fase B
6	DIRMSC	Corriente RMS fase C
7	DFP	Factor de Potencia
8	DPHI	Coseno phi
9	DFRECUENCIA	Frecuencia
10	DICAMPO	Corriente de Campo
11	DPWM	PWM control válvula
12	DSENTIDO	Sentido servomotor
13	PA	Potencia Activa fase A
14	PB	Potencia Activa fase B
15	PC	Potencia Activa fase C
16	QA	Potencia Reactiva fase A
17	QB	Potencia Reactiva fase B
18	QC	Potencia Reactiva fase C
19	ESTADO_ACTUAL_GENERADOR	Estado Actual de Operación
20	ESTADO_DESEADO_GENERADOR	Estado deseado de Operación
21	ESTADO_PROTECCIONES	Estado Protecciones
22	SP_ESTADO_DESEADO	Consigna de Estado
23	SP_P	Consigna de Potencia Activa Trifásica
24	SP_Q	Consigna de Potencia Reactiva Trifásica
25	SP_V	Consigna de Tensión
26	SP_F	Consigna de Frecuencia
0xA0	ADDRESS	Dirección de Slave para I^2C

Tabla 5.4: Identificadores para el IF

En este trabajo no se implementó un modelo como el ya mencionado debido falta de tiempo para llevarlo a cabo.

Estructura del Mensaje: La Tabla 5.5 muestra la estructura de mensajes intercambiadas por los distintos actores.

- *CS*: Checksum. Método de corrección de errores.
- *ID*: Identificador.

Transmisor	Receptor	Función del Mensaje	Formato Mensaje
GIC-20A	GRK-20B	Datos de Monitoreo	0xAA CS ID MSB LSB
GIC-20A	GRK-20B	Solicitud Datos de Control	0xAA CS ID 0 0
GRK-20B	GIC-20A	Respuesta Datos de Control	0xAA ID CS VALID MSB LSB
GIC-20A	Control Electrónico - Control	Solicitud Dato	ID
Control Electrónico - Control	GIC-20A	Respuesta Dato	ID MSB LSB
GIC-20A	Control Electrónico - Relé	Solicitud Dato	ID
Control Electrónico - Relé	GIC-20A	Respuesta Dato	ID MSB LSB
GIC-20A	Control Electrónico - Control	Envío Consigna	ID MSB LSB
GIC-20A	Control Electrónico - Relé	Envío Consigna	ID MSB LSB

Tabla 5.5: Estructura de Mensajes

- *MSB*: Byte mas significativo (Most Significant Byte).
- *LSB*: Byte menos significativo (Least Significant Byte).
- *VALID*: Consigna Válida. 0 si no es válida, 1 si es válida.

Servicios de interfaz y Acuerdos de Colaboración: La interfaz asociada a los equipos GIC-20A y GRK-20B corresponde a los equipos GT-20A y GT-20B, los cuales se encuentran inter-conectados por medio de un enlace de radiofrecuencia. Dado que sólo existen 2 actores que utilizan esta interfaz, estos tienen preferencia absoluta y no es necesario un acuerdo de colaboración.

La interfaz asociada a los equipos GIC-20A y Control Electrónico corresponde a un enlace RS-232. Este enlace es dedicado a estos 2 actores y por lo tanto no existe necesidad de un acuerdo de colaboración.

Reglas de coreografía: Las reglas de coreografía para la interacción de los actores aquí mencionados se encuentran en el Anexo B.2, representados a través de un diagrama de actividad. Aquí se observa como ocurre el traspaso de información desde GIC-20A (Maes-

tro) hasta los distintos actores para obtener la información, comunicarla entre ellos y ejecutar acciones de control.

Definición de los mensajes de Negocios: No utilizado pues no hay funciones aplicadas en los mensajes.

Servicios de transacción: Los siguientes servicios se han implementado:

- Detección de Errores a través de Checksum.
- Almacenamiento de información en base de datos GRK-20B.
- Comunicación sincrónica coordinada por maestro.

Formato de tiempo y datos: La base de datos implementada en GRK-20B almacena los datos asignándoles un identificador de tiempo³ según el instante que hayan llegado. Los mensajes no poseen identificador de tiempo.

Sincronización de tiempo: No implementado.

Acuerdo de seguridad: No implementado. La información puede verse alterada en el enlace de radiofrecuencia.

Comportamiento esperado como unidad aislada: Funcionamiento normal según últimas consignas recibidas.

Requerimientos de rendimiento y restricciones:

- Monitoreo de datos relevantes para la operación.
- Control Remoto para consignas y cambios de estado. Visualización de una acción de control exitosa.

³Tiempo según reloj de GRK-20B.

Protocolos de comunicación:

- *RS-232*: Comunicación USART entre GIC-20A y control electrónico.
- *Propietario*: Protocolo desarrollado en este acuerdo para la comunicación mediante enlace radiofrecuencia.

Diagramas Lógicos

La lógica de tipo encendido/apagado de la CMHT fueron definidas por Patricio Mendoza en su memoria de título [5, Anexo C].

La Figura 5.9 muestra el diagrama lógico de la protección de baja tensión (27) a modo ilustrativo.

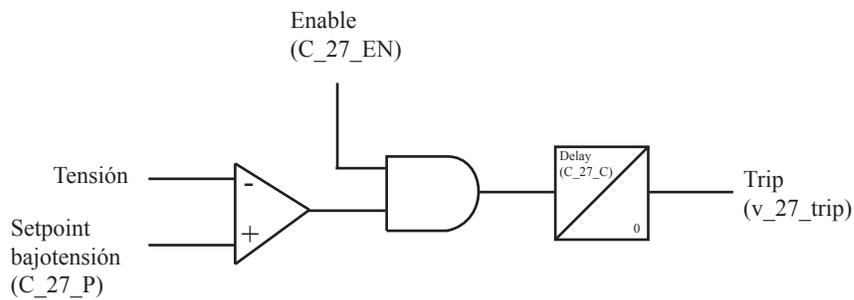


Figura 5.9: Diagrama Lógico Protección 27

El SMYCR no efectúa acciones de encendido/apagado sobre el sistema pues estas acciones son encargadas al control local.

Diagramas de Lazo

Los diagramas de lazo desarrollados para la CMHT se encuentran en el anexo B.2. Estos diagramas corresponden a los lazos de control de la corriente de campo y la válvula aguja, los cuales son los elementos controlados por el sistema.

Si bien, el SMYCR no ejerce control directo sobre estos dispositivos, se han desarrollado los diagramas de modo ilustrativo.

Interfaz SCADA/EMS para SMyCR

La interfaz SCADA/EMS, en adelante *La Plataforma*, comprende el canal mediante el cual el operador local mantendrá una comunicación con la CMHT.

En este caso en particular, el operador local no es una persona técnicamente calificada en materia eléctrica para interpretar fácilmente conceptos como tensión, potencia o inclusive el uso de las computadoras como herramienta de trabajo. Aún así, el diseño de La Plataforma no puede distanciarse de estos conceptos pues son fundamentales en lo que es la operación de las máquinas eléctricas y la generación de energía. Es por esta razón que en el desarrollo de La Plataforma se trabajó con la Diseñadora Industrial Astrid Osorio M. y la Psicóloga María Jesús Arévalo B. en las consideraciones de diseño orientadas al usuario.

Características de La Plataforma

La Tabla 5.6 muestra las características funcionales de La Plataforma y la Tabla 5.7 muestra las técnicas gráficas consideradas.

Características Funcionales	Descripción
Adquisición de datos vía RS-232	Recepción de datos a 9600 [bps] / Selección de “COM”
Determinación de niveles críticos de operación	Ventana “pop-up” que indica que parámetros de operación se encuentran fuera de rango
Determinación de alarmas y alerta al usuario	Conjunto de indicadores parpadeantes para alertar al usuario de operación anómalas
Alarma de activación de protecciones y consejos correctivos	Ventana “pop-up” que indica el estado de las protecciones, causas, efectos y consideraciones correctivas
Diagrama uni-lineal de conexión con interruptores animados	Desde el generador a la línea de transmisión. Se muestra el estado de los interruptor S_1 , S_2 y S_3
Diagrama de tuberías con medidores animados	Desde el embalse hasta el generador. Muestra el nivel de agua del estanque y caudal por la tubería con displays animados
Indicadores numéricos de parámetros operacionales	Displays de tensión, frecuencia, potencia, etc.
Gráficos de tendencia para frecuencia, tensión, corriente y potencia	Gráficos de línea con funcionalidad de desplazamiento (<i>scroll</i>) que muestran la evolución temporal de las variables
Botones de control para los estados de operación de la CMHT	4 estados posibles: Sin operación, Operación en Isla, Sin Generador y Operación Normal
Botones de control para consignas de la CMHT	Indicador de niveles actuales, indicador de niveles deseados y botón para ejecutar consigna
Almacenamiento de datos históricos en base de datos MySQL	Se asigna identificador temporal: Año Mes Día Horas:Minutos:Segundos
Generación de reportes y exportación a archivos de texto	Uso de tablas para mostrar información histórica según Año, mes y día. Datos exportables a archivos
Análisis gráfico de datos históricos	Herramienta de análisis con “Zoom”, “Panning” y “Cursores” para el análisis fuera de línea de datos

Despliegue de la información técnica de la CMHT	Ventana “pop-up” con información técnica del generador, servomotor, turbina, control servomotor y niveles de operación
Indicador de Sincronización	Muestra si el generador se encuentra sincronizado a la red

Tabla 5.6: Características funcionales de La Plataforma

Técnica Gráfica	Aplicación	Motivo
Color	Uso de color blanco como fondo	Permite que la información importante se resalte al no ser un color llamativo. Además, este color genera sensaciones de tranquilidad en el usuario, evitando la alteración de su estado mental
	Color de alarma apagado blanco	El indicador se mezcla con el fondo y de esta manera, al activarse la alarma, ésta atraerá más la atención del usuario
	Colores cálidos rojo para indicadores de alarma	El color rojo provoca estados de alerta, precaución, peligro, calor o pánico en el usuario. Luego, su uso en indicar alarmas es apropiado
	Colores fríos para estados de buen funcionamiento	Botones color blanco, verde o plomo dan seguridad y tranquilidad al usuario, evitando llamados de atención innecesarios hacia objetos que no lo requieren
	Color verde para estado actual	El botón relacionado con el estado actual de la CMHT es de color verde. Se genera tranquilidad en el usuario y retroalimentación del estado de la CMHT hacia éste
	Parpadeo de botones de alarma rojo/blanco	El parpadeo es más llamativo que un cambio de color estático
Números, letras y simbología	Texto simple y de frases cortas	Evita que el usuario se confunda
	Números identificadores para indicadores y botones	A través de números se le asigna un identificador a cada display, de manera que sea más fácil hacer referencia a éste
	Evitar el uso de simbología	Cada usuario tiene su propia interpretación de ésta, con lo cual la información a transmitir se presta a confusión
	Indicadores numéricos de parámetros	Ver la cantidad en forma numérica de ciertos parámetros permite al usuario determinar la operación de éste. (Por ejemplo, se sabe que la frecuencia debe mantenerse en torno a 50 [Hz])
	Botones tienen escrita su función	Evita la mal-interpretación del usuario con respecto a la funcionalidad del botón
	Números grandes y espaciados	Evita la aglomeración de tipos de datos parecidos, facilitando el entendimiento de la información
Agrupación	Indicadores Agrupados	Permite la identificación rápida del lugar donde se encuentra la información y la asociación entre parámetros (por ejemplo, las potencias activas y reactivas se muestran juntas)
Uso de Diagramas	Unilineal	Diagrama uni-lineal proyecta la manera en que se encuentran interconectados los componentes del sistema
	Tuberías	Diagrama de tuberías da un concepto de realidad al proceso al mostrar con imágenes reales los componentes del sistema
Uso de Pantallas	Información importante en una sola pantalla	Se evita el uso de múltiples pantallas para facilitar el acceso a la información por parte del usuario
	Alarmas en su propia pantalla	Se agrupan las alarmas en su propia pantalla (extremo superior) de manera que estas destaquen frente a los demás objetos
	Uso de un solo ambiente de gráficos	Evitar el exceso de información en la pantalla
Animaciones	Embalse, indicador de caudal y interruptores	El uso de animaciones facilita el entendimiento del comportamiento de los objetos. (Por ejemplo, que la aguja indicadora de caudal gire en sentido del reloj da la impresión que la variable aumenta)

Procesamiento de datos de La Plataforma

El proceso que transcurre desde el instante en que La Plataforma adquiere los datos hasta el momento en que éstos son completamente analizados se muestra en la Figura 5.10.

- **Recepción de Datos:** La entrada de datos al sistema puede realizarse por múltiples líneas de E/S, las cuales pueden comunicarse en base a distintos protocolos.
- **Formato de la información:** La información puede encontrarse codificada. Se transforma a un formato estándar.
- **Chequeo de errores:** Se implementan métodos de corrección de errores. Si se detecta error, se descarta la información; en caso contrario, se continua.
- **Análisis de datos:** La información debe ser procesada y clasificada según procedencia.
- **Tipo de dato:** Según el análisis anterior, la información generará activación de alarmas, monitoreo de información en gráficos e indicadores, envío de comandos y reportes.

En el capítulo 6 se muestran las imágenes de La Plataforma diseñada para la CMHT.

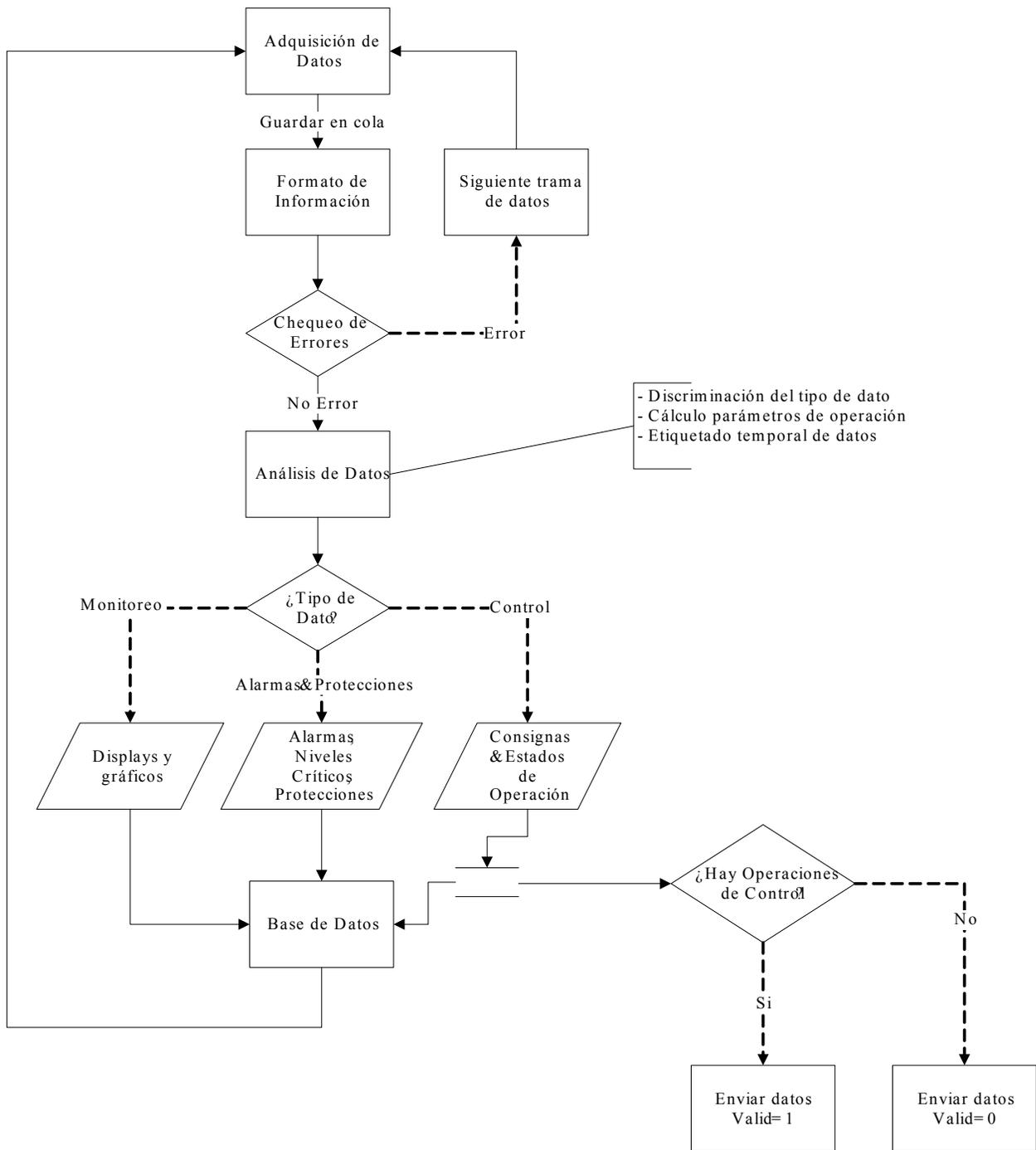


Figura 5.10: Algoritmo para el procesamiento de la Información de la Plataforma

Capítulo 6

La Plataforma de la Central Micro-Hidráulica de Teno

La Plataforma del Sistema de Monitoreo y Control Remoto para la Central micro-hidráulica de Teno es probablemente uno de los últimos desarrollos en los que se incurrió durante el proceso de diseño y construcción del SMYCR. Esto se debe a que, como se vio a lo largo de todo el trabajo ya descrito en los capítulos anteriores, son los factores a considerar en el procesamiento de datos, ambiente gráfico, acciones de control, etc. son fuertemente dependiente de los resultados de las etapas de diseño anteriores (Caracterización y Diseño Topología SMYCR).

Sin embargo, una vez superado este proceso, se obtiene la interfaz de monitoreo y control remoto tipo SCADA/EMS que se muestra a continuación.

6.1. El ambiente gráfico de La Plataforma

En lo que sigue, primero se muestra La Plataforma desarrollada (Ver Figura 6.1) y a continuación una descripción de los componentes de ésta.

La imagen de la Figura 6.1 es la ventana principal de La Plataforma. Idealmente el usuario sólo requiere utilizar este ambiente gráfico para llevar a cabo el monitoreo y control remoto de la CMHT.

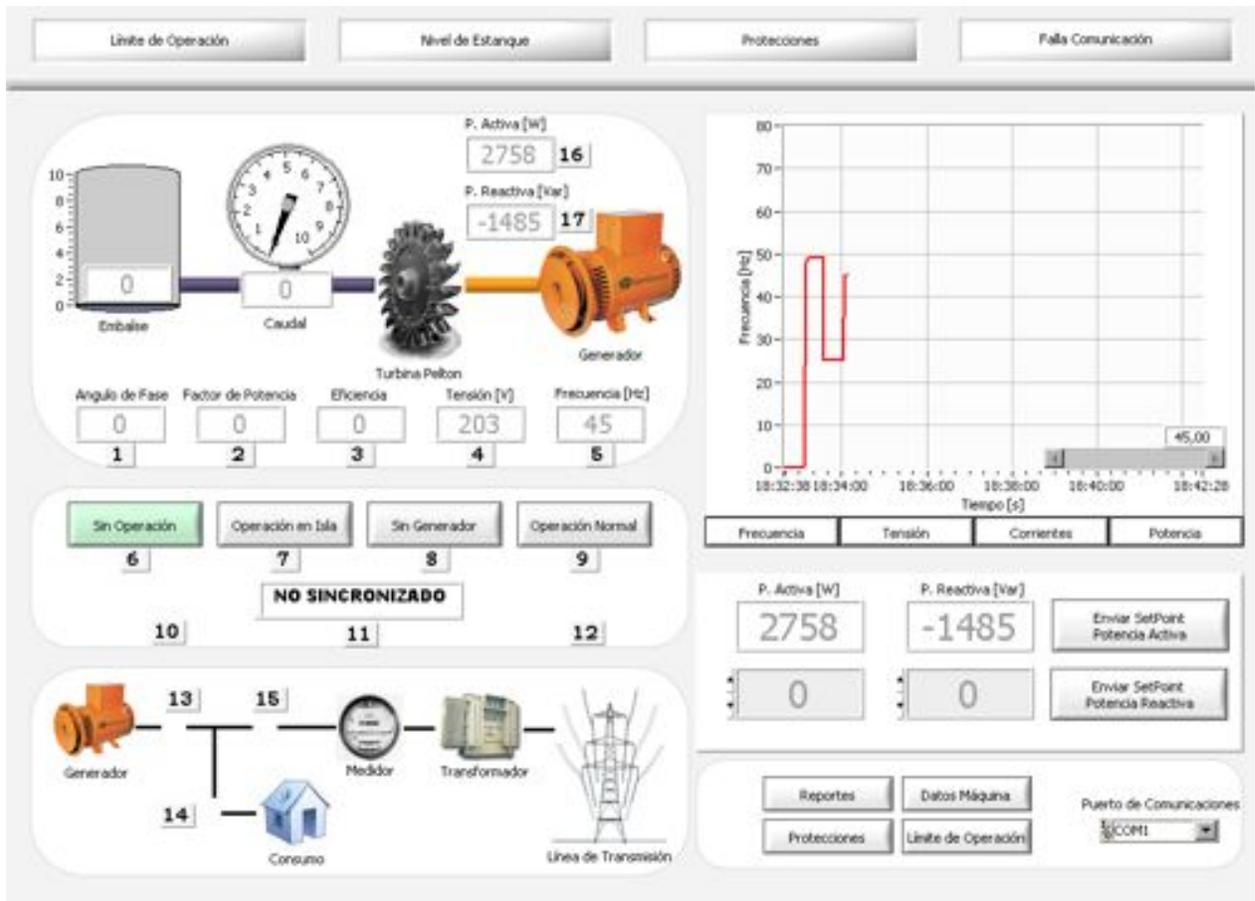


Figura 6.1: La Plataforma del SMYCR para la CMHT

Control de Estado de Operación: La CMHT posee 4 posibles estados de operación. El usuario puede elegir en que estado operar. El estado actual se muestra en verde.



Figura 6.2: Botones para el Control del Estado de Operación

Indicadores de Alarma: Ubicados en la parte superior de la interfaz, estos indicadores poseen su propia ventana para alertar al usuario de actividades anormales en la CMHT. En estado normal las alarmas son de un color blanco y en estado de alerta parpadean entre blanco y rojo. Se indican los estados de alerta: Niveles críticos de operación; Nivel de agua en estanque bajo; Activación de Protecciones de la CMHT y Falla en comunicaciones cuando el sistema no recibe respuesta.



Figura 6.3: Alarmas del SMYCR

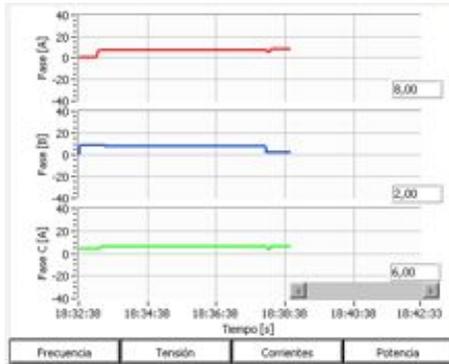


Figura 6.4: Gráficos de Tendencia

Gráficos de Tendencia: Muestran la evolución de los 4 parámetros eléctricos más importantes en la operación de una unidad GD: Tensión, Corriente, Frecuencia y Potencia. El gráfico debe elegirse utilizando los botones ubicados debajo de éste.

Además, se incluye un marcador temporal en el eje X y la posibilidad de hacer desplazamiento con la barra horizontal para revisar la operación histórica del sistema en línea.

Diagrama de Tuberías e Indicadores

Numéricos: Representación gráfica del proceso desde el Embalse hasta el generador. El indicador de nivel de agua en el embalse sube y baja de acuerdo al nivel de éste. El medidor de caudal gira en sentido horario según el caudal que fluya por la tubería.

Además, se encuentran los indicadores numéricos, donde cada uno posee su número identificador. Estos indicadores muestran los parámetros de operación del generador. Debe notarse que las potencias se encuentran agrupadas, a la derecha se encuentran los 4 parámetros relevantes y a la izquierda los parámetros no tan relevantes.

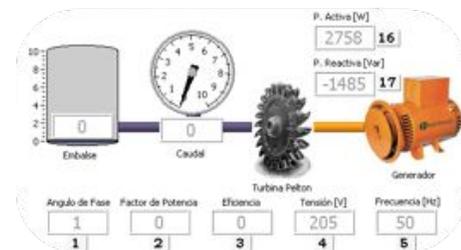


Figura 6.5: Diagrama de Tuberías e Indicadores Numéricos

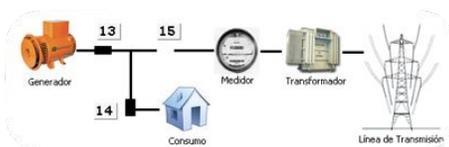


Figura 6.6: Diagrama Unilineal

Diagrama Uni-lineal: Representación unilineal del circuito eléctrico. Las imágenes del objeto real ayudan a la comprensión del diagrama.

Los interruptores son animados, esto es, dependiendo del estado de operación en que se encuentre el sistema, se mostraran los interruptores correspondientes. En la Figura 6.6, el estado actual es “Operación en Isla” puesto que el generador y consumo se encuentran aislados de la red.

Control de Consignas: Existen 2 posibles modos de consigna: Potencia Activa/Potencia Reactiva y Tensión/Frecuencia. La segunda sólo se utiliza para el caso de “Operación en Isla” y la primera para los otros 3 estados restantes. Como se aprecia en la Figura 6.1, sólo hay un indicador de consigna, esto es por que el modo de consigna se cambia sólo dependiendo del estado de operación de la CMHT.

Notar que en los indicadores numéricos superiores se muestra el valor real de operación y en los inferiores el usuario selecciona el valor deseado. Los botones para activar la consigna toman un color rosado mientras la operación de cambio de consigna se lleva a cabo, y luego vuelven a blanco cuando esta ha concluido o no se está llevando a cabo una operación de cambio de consigna.

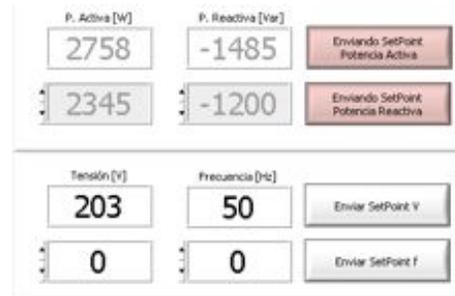


Figura 6.7: Control de Consignas

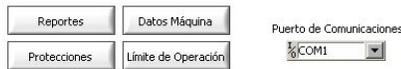


Figura 6.8: Botones de herramientas

Herramientas Adicionales: Funciones adicionales para el usuario.

Además, es posible seleccionar el puerto de comunicaciones “COM” para adquirir datos.

Límite de Operación (Niveles Críticos):

Al pulsar el botón de “Límite de Operación”, aparece la ventana mostrada en la Figura 6.9, la cual muestra el valor actual de las variables eléctricas del generador y el valor límite. El indicador se muestra en rojo en caso de que el límite correspondiente se haya superado.

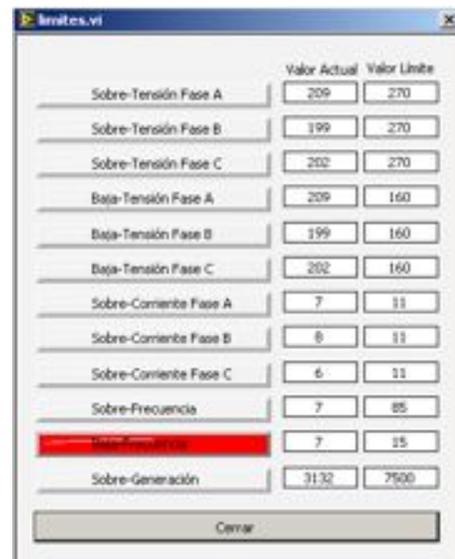


Figura 6.9: Ventana de Niveles Críticos de Operación

Reportes: Al pulsar el botón de “Reportes”, aparece la ventana de la Figura 6.10. Seleccionando la fecha deseada, se muestran los datos históricos que se encuentran almacenados en la base de datos de MySQL. Además, se pueden graficar los datos o exportarlos a archivos de texto.

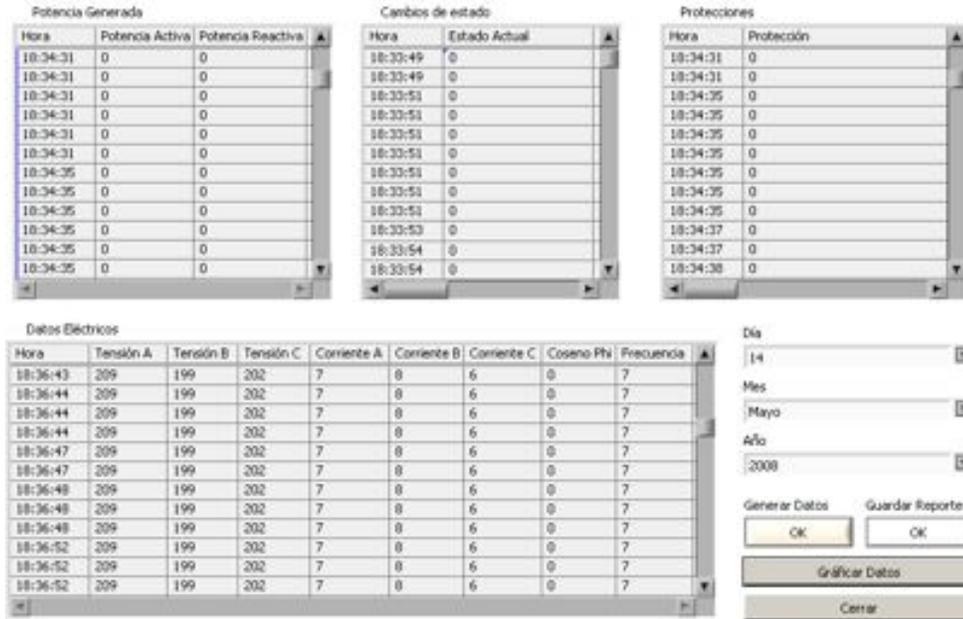


Figura 6.10: Reportes - Análisis tabular de datos

Gráfico de Datos: Al pulsar el botón de “Gráfico Datos” de la ventana “Reportes”, aparece la ventana de la Figura 6.11 que permite al usuario hacer un análisis fuera de línea de los datos históricos almacenados en la base de datos de MySQL. Se pueden seleccionar distintos tipos de datos para graficar. La aplicación cuenta con herramientas de zoom, desplazamiento y etiquetado de puntos.

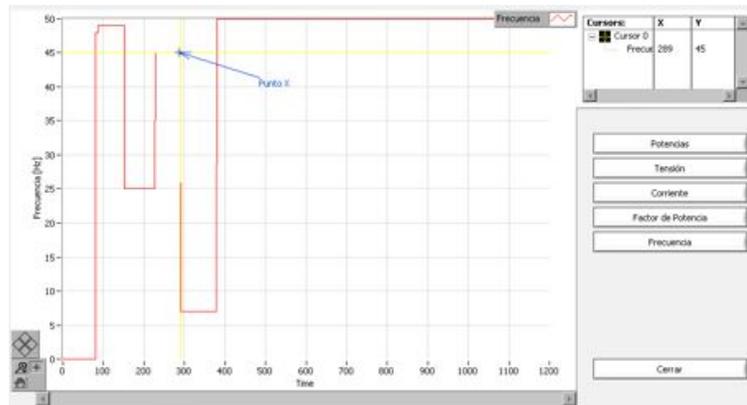


Figura 6.11: Reportes - Gráfico de Datos

Datos de la Máquina: Al pulsar el botón de “Datos Máquina”, aparece la ventana de la Figura 6.12 que muestra información del CMHT.

Generador		Turbina	
Fabricante	Bamborz	Tipo	Pelton de 1 Inyector
Modelo	47270110	Cazoletas (uchares)	18
Tipo	Máquina síncrona trifásica	Caudal Óptimo	30 [l/s]
Potencia Aparente Nominal	7,5 [kVA]	Altura de caída	20 [m]
Factor de Potencia	0,8 ind	Potencia Hidráulica	5983,99 [kW]
Frecuencia Nominal	50 [Hz]	Eficiencia Turbina	82,5 [%]
Velocidad Nominal	1500 [rpm]	Potencia en el eje	4854,29 [kW]
Número de Polos	4	Diámetro Pelton	616,80 [mm]
Número de Fases	Trifásico (6 terminales)	Peso	86,516 [kg]
Clase de Aislación	B (130 [°C])	Velocidad Turbina	300 [rpm]
Regulación	47 [% de Vnom]	Velocidad angular	31,42 [Hz]
Ciclo de Trabajo	Continuo	Tempo máximo cierre de la válvula	10 [s]
Campo			
Corriente de Excitación nominal	14 [A]		
Tensión de Excitación nominal	41 [V]		
Estator Conexión Estrella			
Tensión en bornes nominal (2-φ)	380 [V]		
Corriente Nominal	11 [A]		
Estator Conexión Delta			
Tensión en bornes nominal (2-φ)	220 [V]		
Corriente Nominal	19 [A]		
Particularidades	Sistema de regulación de tensión Auto-Excitado		
Parámetros			
Reactancia Síncrona Xd	19,81 [Ohm] / 1,03 [pu]		
Reactancia de eje directo Xd'	41,94 [Ohm] / 2,18 [pu]		
Reactancia de eje en cuadratura Xq	18,33 [Ohm] / 0,95 [pu]		
Reactancia transiente de eje directo Xd''	3,5709 [Ohm] / 0,1855 [pu]		
Reactancia sub-transiente de eje directo Xd'''	1,9782 [Ohm] / 0,1027 [pu]		
Potencia Consumida en vacío funcionando como motor	1,5 [kW]		

Servomotor	
Fabricante	Pittman
Modelo	GM149025020
Tensión Nominal	24 [V]
Torque	3,5 [Nm]
Extras	Caja de Reducción Incorporada

Control Servomotor	
Fabricante	Junus
Modelo	ZSP-090-20
Comunicación	Serial (RS-232)
	Análogica (Tensión de referencia)
	Digital (PWM)
Configuración	Mediante interfaz serial
Tipo de Control	Torque o Velocidad

Figura 6.12: Datos de la Máquina y otros

Protecciones Activas: Al pulsar el botón de “Protecciones”, aparece la ventana de la Figura 6.13 que muestra el estado de las protecciones, causas, efectos y acciones a tomar para corregir la falla que ocasionó la activación de la protección.

El indicador de la protección activa se muestra en rojo.

The screenshot shows a software interface for active protections. On the left, a vertical list of protection types is shown with progress bars: 'Sobre-Consumo (51)', 'Sobre-Frecuencia y Bajo-Frecuencia' (highlighted in red), 'Pérdida de campo (40)', 'Sincronismo (25)', 'Potencia Inversa (32)', 'Sobre-tensión (59)', 'Baja-Tensión (27)', and 'Sobre-Excitación (24)'. A 'Cerrar' button is at the bottom left. The main area on the right displays details for the active protection:

Cause
 Protección de Sobre-Frecuencia y Bajo-Frecuencia (81):
 Causa de Protección:
 - Cambios en el consumo alimentado por el generador
 - Falla en el control u Set-point.
 - Falla en el mecanismo de regulación del servomotor

Efecto
 Protección de Sobre-Frecuencia y Bajo-Frecuencia (81):
 Efecto de Sobre-Frecuencia y Bajo-Frecuencia:
 - Niveles de frecuencia de generación fuera de los límites permitidos (ver Límites de operación)
 Acción de control frente a protección:
 DESCONEXIÓN DE INTERRUPTOR

Consideraciones de Reacción
 Protección de Sobre-Frecuencia y Bajo-Frecuencia (81):
 Consideración de Reacción frente a Protección:
 - Desconectar consumos
 - Reinicio de Sistema

Figura 6.13: Ventana de Protecciones Activas

6.2. Simulador de la CMHT

Para llevar a cabo las pruebas de funcionamiento de La Plataforma, se desarrolló en el mismo software LabVIEW una aplicación que reproduce los mensajes enviados por el control electrónico de la CMHT (Figura 6.14). Este concepto es conocido como “Testbench” en el ambiente informático.

La similitud existente entre el funcionamiento de este Testbench y el funcionamiento real del control electrónico es alta, pues los mensajes son del mismo formato, se utiliza el mismo medio para la transmisión (RS-232 y RF) y además permite el control de los tiempos de respuesta; conformando una herramienta flexible para la simulación del control electrónico. El desempeño del SMYCR implementado en laboratorio se resume en la Tabla 6.1.

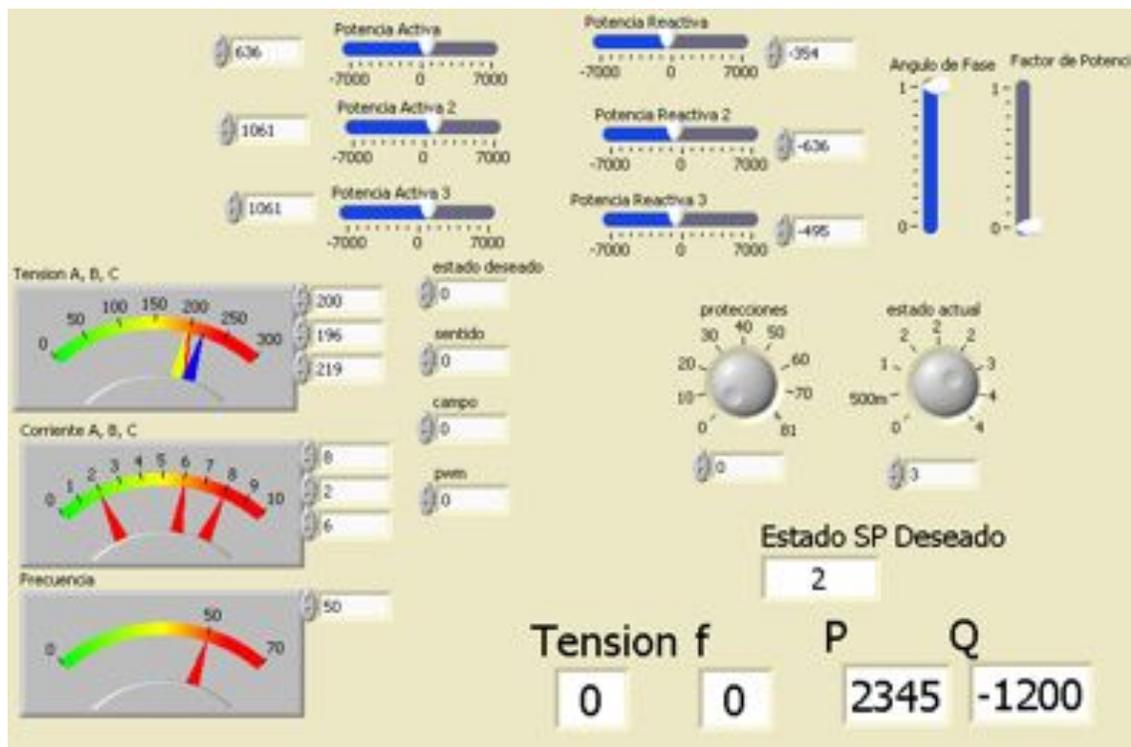


Figura 6.14: Test Bench programado en LabVIEW

Acerca de la Tabla 6.1, los tiempos de adquisición de datos y ejecución de ordenes de control se midieron utilizando un cronómetro. Ciertamente estos tiempos no son los ideales para sistemas de adquisición de datos y control remoto. Este resultado se debe a los retrasos en comunicación debido a la implementación de 2 micro-controladores que deben comunicarse entre ellos y con un agente externo. Lo anterior se puede mejorar con cambios en el código de programación o la integración del hardware con el controlador electrónico de la CMHT.

Parámetro	Valor	Condición de Prueba
Cantidad de Datos Monitoreados	21	Laboratorio
Cantidad de Ordenes de Control Remoto implementadas	6	Laboratorio
Tiempo de Adquisición de datos de 21 mediciones	$1 \pm 0,5$ [s]	Laboratorio y simulador
Tiempo para ejecución de ordenes de control remoto	$5,5 \pm 4,5$ [s]	Laboratorio y simulador
Distancia máxima de transmisión con obstáculos	378,4 [m]	En terreno boscoso
Tasa de error en comunicación	0	Laboratorio
Presencia de información errónea	0	Laboratorio y simulador
Tasa de transmisión de datos	9600 [bps]	Laboratorio y simulador
Almacenamiento de Datos	Si	Laboratorio y simulador

Tabla 6.1: Desempeño del SMYCR en laboratorio

6.3. Puesta en Marcha del SMYCR en la CMHT

La puesta en marcha del SMYCR en la CMHT consiste en validar la comunicación por radiofrecuencia, la operación entre el control electrónico con el software del SMYCR y por último, el funcionamiento completo del sistema en terreno.

Comunicación por Radiofrecuencia

Utilizando los módulos GT-20A y GT-20B entre los puntos indicados en la Figura 5.4, se validó la comunicación entre la CMHT y la casa del operador local. Dicha prueba se llevó a cabo intercambiando mensajes entre 2 computadores portátiles conectados a los módulos de RF. La Figura 6.15 muestra la instalación de la antena, el módulo GT-20A y un computador portátil en el techo de la casa de máquinas.

Se observa una fuerte dependencia entre la orientación de las antenas y la tasa de datos recibida. Más aún, cuando éstas no se encuentran alineadas la tasa de datos es nula. Este resultado es concordante con lo desarrollado en la teoría de antenas, en donde se indica que 2 antenas deben poseer la misma polarización para que exista una transmisión y recepción de ondas electromagnéticas entre éstas [45].

Por otra parte, cuando éstas se alinean correctamente se



Figura 6.15: Prueba de comunicación de radiofrecuencia

observa una adecuada transmisión y recepción de datos en ambos extremos.

Operación con el control electrónico

La operación entre el SMYCR y el control electrónico de la CMHT se validó en laboratorio por medio de un circuito electrónico que utiliza microcontroladores PIC18F252 y PIC18F452. Estos son utilizados por el control electrónico original, por lo que reproducen exactamente la condición de comunicación en terreno.

Los resultados obtenidos para la comunicación RF y la operación con el control electrónico se resumen en la Tabla 6.2.

Parámetro	Valor	Condición de Prueba	Comentarios
Cantidad de datos monitoreados	21	Terreno	
Cantidad de ordenes de control remoto implementadas	6	Terreno	
Tiempo de adquisición de datos para 21 mediciones	?	?	No probado
Tiempo para ejecución de ordenes de control	?	?	No probado
Ubicación geográfica plataforma monitoreo			
Latitud	34°57'31.02"S	Google Earth	
Longitud	70°55'4.88.º	Google Earth	
Ubicación geográfica CMHT			
Latitud	34°57'30.62"S	Google Earth	
Longitud	70°55'7.97.º	Google Earth	
Distancia de transmisión	204,08 [m]	Google Earth	Desnivel y presencia de obstáculos boscosos
Tasa de error en comunicación	?	?	No probado
Tasa de transmisión de datos	9600 [bps]	Terreno	
Almacenamiento de datos	?	?	No probado

Tabla 6.2: Desempeño del SMYCR en terreno

En lo que respecta a la validación en terreno bajo condiciones de operación, ésta no se pudo llevar a cabo debido a desperfectos mecánicos en la CMHT.

Capítulo 7

Conclusiones y Trabajo Futuro

7.1. Conclusiones

En este trabajo se ha presentado la metodología adoptada para llevar a cabo el diseño y construcción de un SMYCR para la CMHT. Conjunto a esto, se expuso la interfaz diseñada para actuar como medio de comunicación entre la CMHT y el operador local. Este proceso concluye con la presentación de la documentación correspondiente, la cual justifica y hace reproducible el trabajo.

Con respecto al objetivo general, se tiene como resultado de este trabajo, un prototipo de adquisición de datos, monitoreo y control remoto enfocado a su aplicación en la CMHT y requiere ser escalado para su integración en distintas tecnologías de generación.

El diseño realizado está basado en una potente plataforma de desarrollo como lo es LabVIEW. Debido a esto, el diseño es de fácil escalabilidad y más aún, permite que funcionalidades como la integración de nuevos protocolos, el análisis de mayor información y la programación de actividades de generación sea posible. Además, se determinó que existe una creciente necesidad por sistemas de monitoreo y control remoto, los cuales se adapten a las nuevas necesidades que la GD posee. En particular, La Plataforma diseñada se orientó según estas necesidades. Sin embargo, aunque todavía dista de ser un producto final, ésta constituye una buena base para desarrollar una herramienta que permita satisfacer dichas necesidades, sea escalando la misma o aprendiendo de ésta para el desarrollo de una nueva herramienta más completa.

Acerca de la validación del SMYCR en la CMHT, ésta no se pudo llevar a cabo debido a razones de fuerza mayor. Sin embargo, se llevaron a cabo pruebas de comunicación RF y

operación con la unidad de control electrónico en laboratorio, resultando ambas satisfactorias.

Sobre las dificultades para validar el SMYCR en terreno, se concluye que es complicado realizar desarrollos en prototipos que no se encuentran 100 % probados. Aún así, el hecho de implementar un *Testbench* en laboratorio comprende una buena alternativa para dar sustento a la validación del sistema desarrollado.

Se realizó una revisión bibliográfica del estado del arte en torno a sistemas SCADA, EMS y tecnologías de generación distribuida. Esta revisión da sustento a lo planteado en este trabajo, puesto que las publicaciones referenciadas reflejan las discusiones actuales en torno al tema, y el diseño realizado recoge muchas de las opiniones vertidas en dichas referencias.

Un resultado importante de la revisión bibliográfica realizada es que ha abierto las puertas del conocimiento a los nuevos enfoques adoptados por los países líderes en la I&D de la Generación Distribuida. En particular, se identificó que existe un Modelo para la Información Común, el cual permitiría establecer de manera genérica y ordenada una representación de los recursos distribuidos. La adopción de dicho modelo elimina la necesidad de interfaces ad-hoc, las cuales sólo complican el intercambio de información entre recursos de esta índole [14].

Acerca del hardware desarrollado para la integración del SMYCR a la CMHT, se desarrolló una tarjeta de circuitos integrados, la cual se conecta directamente al control electrónico de la CMHT y permite el monitoreo y control remoto de ésta. Si bien el hardware no presenta problemas en su construcción, se reconoce que es una solución ad-hoc y por ende, no elegante ni óptima. En el mismo contexto, futuros desarrollos de esta índole deben de considerar el monitoreo y control remoto como parte integral del sistema de control, lo cual hace más simple y robusto el equipo. Una propuesta interesante consiste en realizar un nuevo diseño de CMHT, que haga uso de la misma topología que la actual, pero que estructure sus componentes como módulos, los cuales puedan re-utilizarse en otras unidades de generación. En particular, un módulo de adquisición de datos genérico, un módulo sincronizador genérico, un dispositivo de control genérico y puertos de comunicaciones según se requiera.

Es necesario señalar que desarrollos del tipo GD poseen la fuerte dificultad del acceso a las comunicaciones. El presente caso no es la excepción, en donde los costos de implementación aumentan considerablemente, puesto que se trabaja en un terreno sin infraestructura. Debido a esto, se encontró recomendable utilizar medios de comunicación de naturaleza inalámbrica puesto que éstos no requieren del uso de cables o instalaciones que aumentan los costos. Más aún, el uso de este tipo de tecnologías hace del recurso distribuido un equipo modular de instalación simple, en comparación a los medios alámbricos.

Por último, se debe mencionar que la documentación aquí presentada corresponde a una técnica ampliamente utilizada en el ámbito de la automatización de procesos hace más de 50 años. Esto sirve como soporte para fundamentar que dicha documentación es de una naturaleza sólida, bien estructurada y correctamente normada. El uso de ésta permitió llevar a cabo un trabajo más claro, bien definido y con una metodología de diseño bastante lógica. Como corolario de esto, se justifica el uso de una buena técnica de documentación y se alienta a que futuros desarrollos hagan lo mismo.

7.2. Trabajo Futuro

Entre los posibles trabajos a futuro en torno a esta materia, se pueden mencionar:

- **Desarrollo de interfaces gráficas para múltiples tecnologías:** Actualmente, el SMYCR se posiciona como una solución ad-hoc para centrales micro-hidráulicas. La expansión de ésta a su uso en otro tipo de tecnologías como centrales eólicas y fotovoltaicas permitirá contar con un software multi-propósito el cual puede ser utilizado en el monitoreo y control de cualquier recurso distribuido.
- **Ampliación de las funciones del SMYCR:** En futuras versiones del SMYCR, éste puede considerar el uso de modelos fenomenológicos, modelos electro-mecánicos o de otra índole. Con esto, el SMYCR se transformaría en un verdadero EMS, el cual se encargaría de programar el despacho y regular la generación en base a funciones objetivos asociados.
- **Modelo de la Información Común:** La adopción de este tipo de iniciativas a una configuración, como lo es la GD en su versión de microredes o Generadores Virtuales, permitiría en un mediano plazo contar con una arquitectura de red ordenada y bien estructurada. Aún así, debe evaluarse si ésta es la mejor herramienta disponible, puesto que todavía se encuentra en una fase de borrador y su validación no está asegurada.
- **Interfaz gráfica para la operación en microred o Generador Virtual:** Así como el SMYCR puede ser utilizado en unidades distribuidas y aisladas, una versión de éste que considere la interconexión existente entre las distintas unidades en una microred y actúe como herramienta para la gestión de la energía y operación de ésta, corresponde al siguiente paso en la expansión de las funcionalidades del SMYCR.
- **Técnicas de Control Local para operación de unidades GD:** El estudio e implementación de técnicas avanzadas de control local permitirían aumentar la confiabilidad

otorgada por la generación de unidades distribuidas. Si bien es cierto que el SMYCR permite al operador visualizar y controlar remotamente las unidades GD, no es adecuado confiarse de éste para realizar tareas de control críticas sobre las unidades, dada su naturaleza “remota”.

Bibliografía

- [1] “*World Energy Outlook 2006 - Summary and Conclusions*”. International Energy Agency. 2006.
- [2] “*World Investment Prospects Survey 2007-2009*”. United Nations Conference on Trade and Development. United Nations. New York and Geneva, 2007.
- [3] Borbely, A. y F. Kreider, J. “*Distributed Generation: The Power Paradigm for the New Millenium*”. CRC Press. 2001.
- [4] “*Memoria Anual - Área Energía*”. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Chile. 2001-2005.
- [5] Mendoza, P. “*Control Electrónico de una Central Micro-Hidráulica para su aplicación en Generación Distribuida*”. Universidad de Chile. 2007
- [6] Larios, J. “*Diseño, Montaje y Pruebas de un Prototipo de Microcentral Hidroeléctrica on Turbina Pelton*”. Universidad de Chile. 2007
- [7] “*Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources: Final Public Report*”. 2006
- [8] “*Manual de Pequeña Hidráulica - Como llevar a buen fin un proyecto de minicentral hidroeléctrica*”. Dirección General de Energía (DG XVII). Comisión Europea. 1998.
- [9] Pedrasa, M. y Spooner, T. “*A Survey of Techniques Used to Control Microgrid Generation and Storage during Island Operation*”. 2006.
- [10] L’Abbate, A., Peteves, S. y Fulli, G. “*The impact of DG on European electricity grids*”. Cogeneration & On-Site Power. [http://www.cospp.com/display_article/330128/122/CRTIS/none/none/1/The-impact-of-DG-on-European-electricity-grids-/]
- [11] Meier, F. y Meier, C. “*Instrumentation and Control Systems Documentation*”. ISA - The Instrumentation, Systems, and Automation Society. 2004.

- [12] “Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión”. Gobierno de Chile. Comisión Nacional de Energía. Marzo, 2007.
- [13] Jarami, K. “Análisis de Mecanismos de Coordinación de Generadores Distribuidos en Sistemas Eléctricos”. Universidad de Chile. 2006
- [14] Schwarz, K. “IEC 61850, IEC 61400-25, and IEC 61970: Information Models and Information exchange for electric power systems”. Schwarz Consulting Company, SCC. Enero 20, 2004.
- [15] “The Industrial Information Technology Handbook”. CRC Press. 2005.
- [16] Bailey, D. y Wright, E. “Practical SCADA for Industry”. IDC Technologies. 2003.
- [17] Jack, H. “Automatic Manufacturing Systems with PLCs”. 2005.
- [18] L. Trevathan, V. “A Guide to the Automation Body of Knowledge”. ISA - The Instrumentation, Systems, and Automation Society. 2006.
- [19] Clarke, G. y Reynders, D. “Practical Modern SCADA Protocols: DNP3, 60870.5 and Related Systems”. IDC Technologies. 2004.
- [20] “The Fundamentals of SCADA”. Bentley Systems. 2004.
- [21] “IEEE 1547.3 Draft Guide for Monitoring, Information Exchange and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power ”. IEEE. Enero 25, 2006.
- [22] C. Turner, W. y Doty, S. “Energy Management Handbook. Sixth Edition”. The Fairmont Press, INC. y CRC Press. 2006.
- [23] “Safety Study: Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) in Liquid Pipelines”. National Transport Safety Board. 2005.
- [24] “IEC 61968 Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management - Part 11: Common Information Model (CIM)”. IEC Draft.
- [25] “IEC 61970 Energy management system application program interface (EMS-API) - Part 301: Common Information Model (CIM) Base”. IEC. Edición 1.0. Noviembre 2003.
- [26] “Distributed Energy Resources, Communications for Monitoring and Control of Distributed Energy Resources - 2nd Draft of Object Models”. CEIDS DER/ADA Project. Julio, 2004.
- [27] Dr. W. McMorran, A. “An Introduction to IEC 61970-301 & 61968-11: The Common Information Model”. Universidad de Strathclyde. Enero 2007.

- [28] Ghulmi, H. “*PC-Based Measurement System for Monitoring of Power Quality on 500 kW Nordtank Wind Turbine Using LabVIEW Software*”. Technical University of Denmark. 2006
- [29] “*Control Philosophy and Standards for UCOS Project Design and Development*”. Control Systems International Inc. 1999
- [30] ISA - The Instrumentation, Systems, and Automation Society. [<http://www.isa.org>]
- [31] Ogata, K. “*Ingenieria de Control Moderna*”. University of Minnesota. 1998.
- [32] “*ISA-TR20.00.01-2001 'Specification Forms for Process Measurement and Control Instruments Part 1: General Considerations'*”. Instrumentation, Systems, and Automation Society. 2001.
- [33] Lasseter, R. y Piagi, P. “*Microgrid: A Conceptual Solution*”. University of Wisconsin-Madison. Junio 2004.
- [34] Bell, D. “*UML basics: An Introduction to the Unified Modeling Language*”. IBM. [<http://www-128.ibm.com/developerworks/rational/library/769.html>]. 2003.
- [35] Booch, G., Rumbaugh, J. y Jacobson, I. “*El Lenguaje Unificado de Modelado*”. Addison Wesley. 1996.
- [36] “*ISA-5.4-1991 Instrument Loop Diagrams*”. Instrumentation, Systems, and Automation Society. 1991.
- [37] Hollnagel, E. “*Handbook of Cognitive Task Design*”. University of Linköping. Suecia. 2003
- [38] R. Lehto, M. y R. Buck, J. “*Introduction to Human Factors and Ergonomics for Engineers*”. Taylor & Francis Group, LCC. 2008
- [39] A. Wiegmann, D., M. Rich, A., J. Overbye, T. y Sun, Y. “*Human Factors Aspects of Power System Voltage Visualization*”. University of Illinois at Urbana-Champaign. 2002.
- [40] K. Soone, S., Kumar, D., C. Saxena, S. y Kumar, S. “*Visualization and Human Factors in Electric Power System Operation*”. 2006.
- [41] “*ISA-5.1-1984 (R1992) Instrumentation Symbols and Identification*”. Instrumentation, Systems, and Automation Society. 1992
- [42] “*ISA-5.3-1983 Graphic Symbols for Distributed Control/Shared Display Instrumentation, Logic and Computer Systems*”. Instrumentation, Systems, and Automation Society. 1982

- [43] “ISA-5.5-1985 *Graphic Symbols for Process Displays*”. Instrumentation, Systems, and Automation Society. 1986
- [44] “HAC-UM96 *Ultra Low Power Data Radio Module Datasheet*”. Shenzhen HAC Technology CO.,LTD.
- [45] Becerra, N. “*Apuntes EL55A - Sistemas de Telecomunicaciones*”. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile. 2006
- [46] Vargas, M. “*EL680 - Taller de Desarrollo Tecnológico. Auto Solar EOLIAN. Sistema de Comunicaciones y Monitoreo. Configuración del Sistema Eléctrico de Potencia.*”. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile. 2007.

Apéndice A

Experiencia de monitoreo en el Auto Solar EOLIAN

En los años 2006-2007, un grupo de estudiantes de ingeniería eléctrica, mecánica y diseño industrial de la Universidad de Chile participaron en la *Panasonic World Solar Challenge* 2007, la competencia de autos solares más importante del mundo. En un trabajo fuertemente mancomunado, éstos crearon el vehículo solar EOLIAN (Figura A.1). El EOLIAN consta de un grupo de paneles fotovoltaicos apoyados por electrónica de potencia para realizar una máxima transferencia de energía; un banco de baterías de Ion-Litio de 5 [kWh]; un motor de corriente continua, flujo axial, imanes permanentes sin escobillas (DC Brushless PM motor) que va acoplado directamente a la rueda; un sistema de monitoreo basado en componentes modulares para la adquisición de datos y una plataforma diseñada en LabVIEW para el monitoreo remoto. Dicho sistema permite la adquisición de datos y monitoreo de las variables de operación del vehículo más relevantes: tensión, corriente y temperatura en baterías; velocidad, corriente, temperatura y estado del motor; temperatura de cabina; entre otros.



Figura A.1: Auto Solar EOLIAN en Australia

El SMYCR desarrollado en este trabajo se basa en el sistema de monitoreo del Auto Solar EOLIAN [46]. A continuación se muestran los aspectos más relevantes de éste.

Al interior del vehículo se encuentran distintos módulos para la adquisición de datos, comunicados por el protocolo *Controller Area Network* (CAN). La Figura A.2 muestra la distribución de componentes en el EOLIAN.

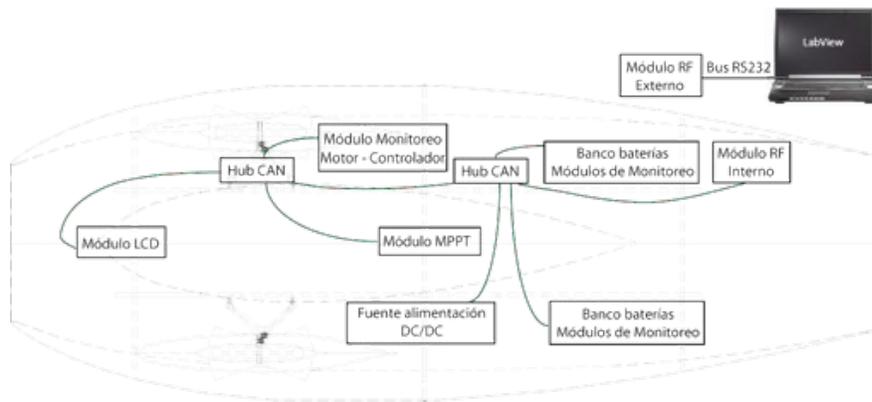


Figura A.2: Distribución de componentes de monitoreo en EOLIAN

La interfaz de monitoreo desarrollada en LabVIEW se muestra en la Figura A.3. Ésta permite la visualización de los estados de operación del vehículo mediante valores numéricos y gráficos de tendencia. El intercambio de información entre el vehículo y la interfaz se realiza mediante radiofrecuencia, utilizando los módulos GT-20A descritos en este trabajo.

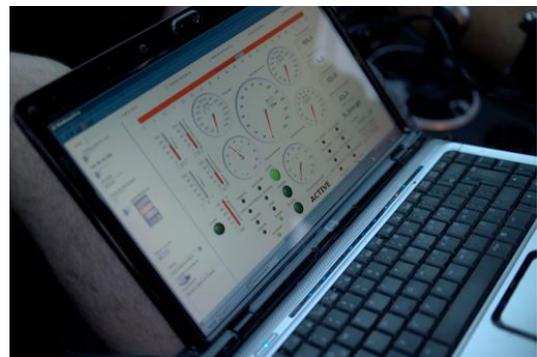


Figura A.3: Interfaz de monitoreo desarrollada en LabVIEW



Figura A.4: Pantalla LCD

La información de operación del vehículo se transmite al piloto por medio de una pantalla LCD dispuesta en el manubrio (Figura A.4). Además, existen indicadores de alarma lumínicos en la parte superior del manubrio en caso de detectarse mal funcionamiento de baterías, motor o paneles solares.

Por último, el uso de este sistema permite el análisis de datos en línea. La Figura A.5 muestra la evolución temporal de la tensión en la batería 21 para el día 4 de la carrera. En ésta, entre la 10 y 11 de la mañana se observó una tensión menor a la tensión límite de 3.0 [V]. Este hecho significó la detención del vehículo cerca de las 11 AM, lo cual explica la

subida de tensión en la batería.

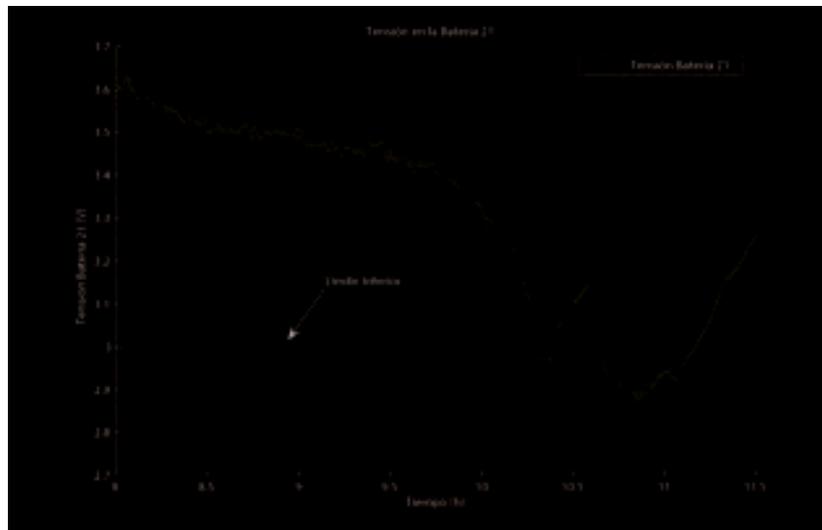


Figura A.5: Tensión en la Batería 21

La Figura A.6 muestra la velocidad del EOLIAN durante el día 2 de competencia. Se observa una media cercana a los 50 [km/h] y 3 detenciones del vehículo, las que corresponden a cambios de piloto.

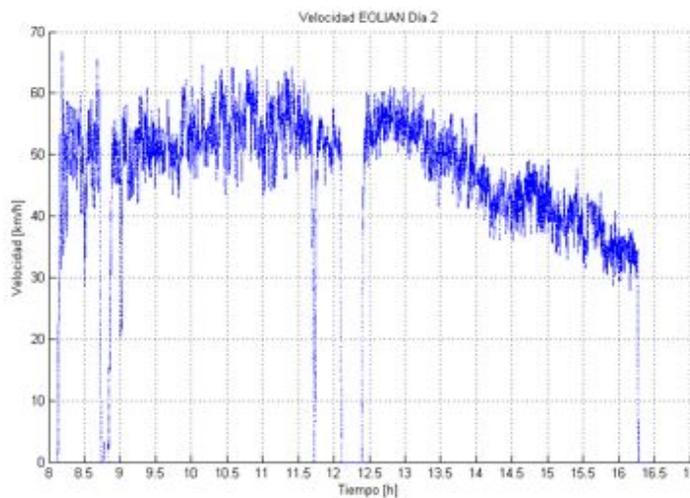


Figura A.6: Velocidad EOLIAN día 2

Los gráficos anteriores validan el uso del sistema de monitoreo como herramienta para la toma de decisiones, adquisición de datos y monitoreo remoto. Más aún, ésta fue de suma importancia para el desempeño del vehículo en la carrera.

En lo que respecta al SMYCR, este se diseñó en base a un sistema que ya se encontraba probado en terreno, dando sustento al SMYCR como herramienta para el monitoreo.

Apéndice B

Documentación del SMyCR

B.1. Diseño de PCB

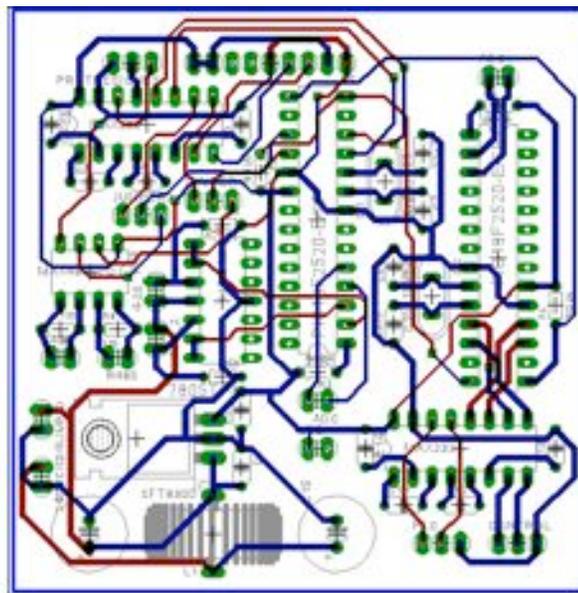


Figura B.1: Circuito Impreso GIC-20A

B.2. Documentación de Sistemas de Control desarrollada para la Central Micro-Hidráulica de Teno

Detalle de los Componentes de la CMHT

Fabricante		Bambozzi
Modelo		47270/10
Tipo		Máquina sincrónica trifásica
Potencia Aparente Nominal		7,5 [kVA]
Factor de Potencia		0,8 ind
Frecuencia Nominal		50 [Hz]
Velocidad Nominal		1500 [rpm]
Número de Polos		4
Número de Fases		Trifásico (6 terminales)
Clase de Aislación		B (130 [°C])
Regulación		± 7 [%Vnom]
Ciclo de Trabajo		Continuo
Campo	Corriente de Excitación Nominal	14 [A]
	Tensión de Excitación Nominal	41 [V]
Estator Conexión Estrella	Tensión en bornes Nominal (entre fases)	380 [V]
	Corriente Nominal	11 [A]
Estator Conexión Delta	Tensión en bornes Nominal (entre fases)	220 [V]
	Corriente Nominal	19 [A]
Particularidades		Sistema de Regulación de Tensión
		Auto-Excitado
Parámetros	Reactancia Sincrónica X_s	19,81 [Ω] / 1,03 p.u.
	Reactancia de Eje Directo X_d	41,94 [Ω] / 2,18 p.u.
	Reactancia de eje en cuadratura X_q	18,33 [Ω] / 0,95 p.u.
	Reactancia transiente de eje directo X'_d	3,5709 [Ω] / 0,1855 p.u.
	Reactancia sub-transiente de eje directo X''_d	1,9782 [Ω] / 0,1027 p.u.
Potencia consumida en vacío funcionando como motor		1,5 [kW]

Tabla B.1: Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Generador

Tipo	Pelton de 1 inyector
Cazoletas (cucharas)	18
Caudal Óptimo	30 [l/s]
Altura de Caída	20 [m]
Potencia Hidráulica	5883,99 [W]
Eficiencia Turbina	82,5 [%]
Potencia en el eje	4854,29 [W]
Diámetro Pelton	616,80 [mm]
Peso	86,516 [kg]
Velocidad Turbina	300 [rpm]
Velocidad Angular	31,42 [rad/s]
Tiempo Máximo cierre de la válvula	10 [s]

Tabla B.2: Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Turbina

Fabricante	Pittman
Modelo	GM14902S020
Tensión Nominal	24 [V]
Torque	3,5 [Nm]
Extras	Caja de Reducción Incorporada

Tabla B.3: Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Servomotor

Condiciones para Sincronizar	Tensión generador cercana a tensión del sistema
	Frecuencia del Generador cercana a frecuencia del sistema
	Ángulo de fase cercano a cero
Tipo de Sincronizador	Semi-Automático
Límite de tensión para sincronizar	5 [V]
Límite de frecuencia para sincronizar	1 [Hz]
Límite de desfase para sincronizar	> 15[°sex]
Medición	Tensión en ambos lados de la conexión a través de TP
Micro-Controlador	PIC18F242
Conexión	Por medio de contactor Trifásico

Tabla B.4: Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Sincronizador

Medición	Micro-Controlador	PIC18F452
	Medición	3 TP para cada fase [V]
		3 TC para cada fase [A]
		Cálculo de frecuencia generada en [Hz]
		Desfase entre tensión y corriente
		Potencia Activa
		Potencia Reactiva
Factor de Potencia		
Control	Micro-Controlador	PIC18F252
	Actuador	Servomotor de válvula [lt/s] - PWM
		Chopper de Campo [V] - PWM
Comunicación Usuario	RS232	

Tabla B.5: Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Control Electrónico

Fabricante	Junus
Modelo	JSP-090-20
Interfaz de Control	Serial (RS-232)
	Analógica (tensión de referencia)
	Digital (PWM)
Configuración	Mediante Interfaz Serial
Tipo de Control	Torque
	Velocidad

Tabla B.6: Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Control Servomotor

Actuador	Relé de Protección - Activa Contactores S1 y S2	
Protecciones	<i>Tipo de Protección</i>	<i>Acción</i>
	Sobre-Corriente (51)	Desconexión contactor y detención turbina
	Sobre-frecuencia y bajo-frecuencia (81)	Desconexión interruptor y detención turbina
	Pérdida de campo (40)	Desconexión contactor y detención turbina
	Potencia Inversa (32)	Desconexión contactor y detención turbina
	Sobre-tensión (59) Sincronismo (25)	Desconexión contactor y detención turbina Cambio de estado
	Baja-tensión (27)	Desconexión contactor y detención turbina
	Sobre-Excitación (24)	Desconexión contactor y detención turbina

Tabla B.7: Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Protecciones

Baterías	<i>Cantidad</i>	<i>Tensión</i>
	2	± 12 [V]
	1	12 [V]
	2	24 [V]
Tecnología de Baterías	Plomo ácido de 12 [V]	
Puente Rectificador	1,5 [A], 600 [V]	
Regulador Lineal	LM317, LM337	
Tipo de Carga	Calibrado hasta tensión de flotación con límite de corriente por el LM317	

Tabla B.8: Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Cargador de Baterías

Contadores	Tipo	Trifásico 3 polos
	Corriente	25 [A]
	Alimentación	Inversor Alimentado de 12 [V]
Inversor	Potencia	200 [W]

Tabla B.9: Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Contactor y Inversor

Frecuencia límite máxima	85 [Hz]
Frecuencia límite mínima	15 [Hz]
Tensión límite máxima	270 [V]
Tensión límite mínima	160 [V]
Corriente límite máxima	11 [A]
Corriente límite mínima	0[A]
Potencia límite máxima	7,5 [kVA]
Potencia límite mínima	0 [kVA]

Tabla B.10: Datos Técnicos Central Micro-Hidráulica - Límites de Operación

Diagrama Casos de Uso

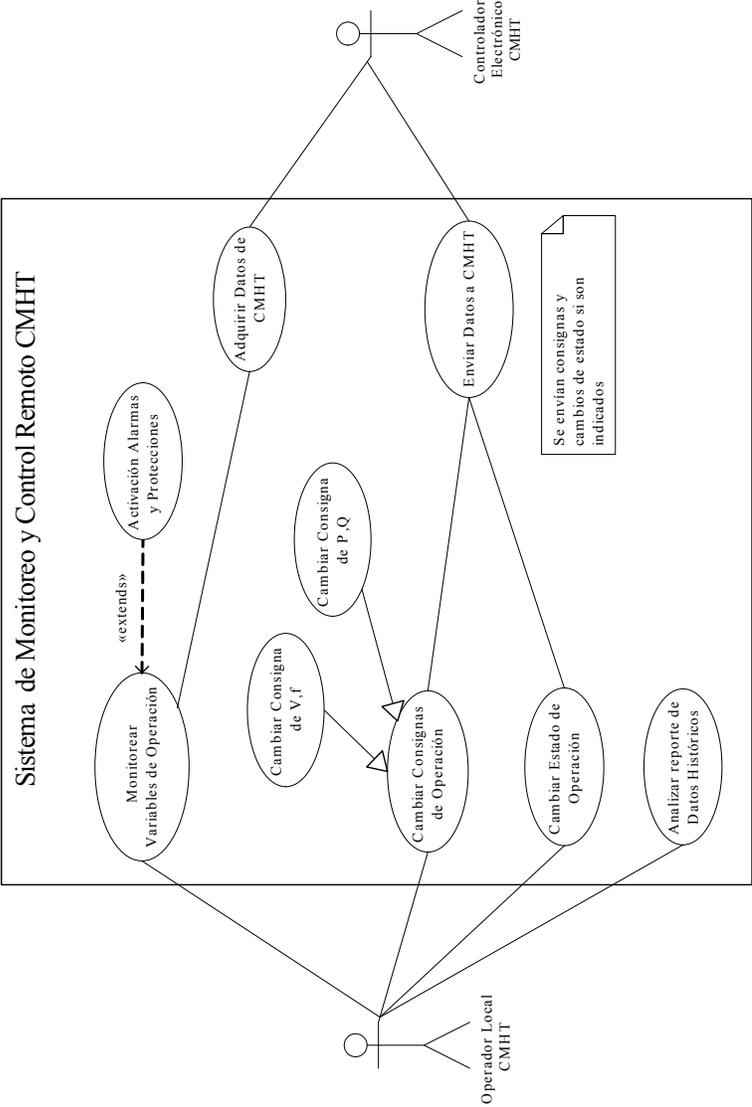


Figura B.3: Caso de Uso CMHT

Clasificación de Variables de la CMHT

Dispositivo	Código	Tipo de Medición	Rango	Descripción
TNK-2	LE-2	Nivel de Agua	0-x [m]	Nivel de Agua en Estanque
TUB-2A	FE-2	Caudal de Agua	0-40[lit/s]	Caudal de agua desde el Estanque
GSINC-1	EE-1A	Tensión _A	0-270[V]	Tensión fase A-neutro en bornes de GSINC-1
GSINC-1	EE-1B	Tensión _B	0-270[V]	Tensión fase B-neutro en bornes de GSINC-1
GSINC-1	EE-1C	Tensión _C	0-270[V]	Tensión fase C-neutro en bornes de GSINC-1
GSINC-1	IE-1A	Corriente _A	0-11[A]	Corriente de línea A en bornes del Generador
GSINC-1	IE-1B	Corriente _B	0-11[A]	Corriente de línea B en bornes del Generador
GSINC-1	IE-1C	Corriente _C	0-11[A]	Corriente de línea C en bornes del Generador
GSINC-1	SE-1A	Cruces por Cero	0..*	Cruces por cero de la tensión en la fase A
GSINC-1	SE-1B	Cruces por Cero	0..*	Cruces por cero de la corriente en la fase A
Red	EE-10-VA	Tensión _A	0-270[V]	Tensión fase A-neutro en la Red
Red	EE-10-VB	Tensión _B	0-270[V]	Tensión fase B-neutro en la Red
Red	EE-10-VC	Tensión _C	0-270[V]	Tensión fase C-neutro en la Red
Red	SE-10-S	Cruces por Cero	0..*	Cruces por cero de la tensión en la fase A
GSINC-1	IE-1	Corriente Campo	0-5 [A]	Corriente de Campo en Generador

Tabla B.11: Variables Medidas

Dispositivo	Código	Tipo de medición	Rango	Descripción
GSINC-1	P-1A	Potencia Activa	0-2000 [W]	Potencia Activa generada en fase A
GSINC-1	P-1B	Potencia Activa	0-2000 [W]	Potencia Activa generada en fase B
GSINC-1	P-1C	Potencia Activa	0-2000 [W]	Potencia Activa generada en fase C
GSINC-1	P-1	Potencia Activa Trifásica	0-6000 [W]	$P - 1 = (P - 1_A) + (P - 1_B) + (P - 1_C)$
GSINC-1	Q-1A	Potencia Reactiva	0-500 [Var]	Potencia Reactiva generada en fase A
GSINC-1	Q-1B	Potencia Reactiva	0-500 [Var]	Potencia Reactiva generada en fase B
GSINC-1	Q-1C	Potencia Reactiva	0-500 [Var]	Potencia Reactiva generada en fase C
GSINC-1	Q-1	Potencia Reactiva Trifásica	0-1500 [Var]	$Q - 1 = (Q - 1_A) + (Q - 1_B) + (Q - 1_C)$
GSINC-1	VRMS-1A	Tensión RMS _A	0-270 [V]	Tensión RMS fase A en bornes generador
GSINC-1	VRMS-1B	Tensión RMS _B	0-270 [V]	Tensión RMS fase B en bornes generador
GSINC-1	VRMS-1C	Tensión RMS _C	0-270 [V]	Tensión RMS fase C en bornes generador
GSINC-1	IRMS-1A	Corriente RMS _A	0-11 [A]	Corriente RMS de línea en fase A de generador

GSINC-1	IRMS-1B	Corriente RMS _B	0-11 [A]	Corriente RMS de línea en fase B de generador
GSINC-1	IRMS-1C	Corriente RMS _C	0-11 [A]	Corriente RMS de línea en fase C de generador
GSINC-1	Phi-1A	Angulo de Fase	0-180 [°]	desfase angulo entre tensión y corriente fase A
GSINC-1	FP-1	Factor de Potencia	0-1	Factor de Potencia en generador
GSINC-1	FV-1A	Frecuencia	0-85 [Hz]	Frecuencia en onda de tensión fase A
GSINC-1	FI-1A	Frecuencia	0-85 [Hz]	Frecuencia en onda de corriente fase A
Red	VRMS-10-VA	Tensión RMS _A	0-270 [V]	Tensión RMS fase A en Red
Red	VRMS-10-VB	Tensión RMS _B	0-270 [V]	Tensión RMS fase A en Red
Red	VRMS-10-VC	Tensión RMS _C	0-270 [V]	Tensión RMS fase A en Red
Red	FV-10	Frecuencia	0-85 [Hz]	Frecuencia de la onda de tensión en la red
GSINC-1	STDO-1	Estados	0-4	Estado de operación del sistema
GSINC-1	PROT-1	Protecciones	24, 25, 27, 32, 40, 51, 80	Protecciones en el generador
GSINC-1	S-1	Potencia Aparente	0-7500 [VA]	$(S - 1) = \sqrt{(P - 1)^2 + (Q - 1)^2}$

Tabla B.12: Variables Observadas

Dispositivo	Código	Tipo de Medición	Rango	Descripción
GSINC-1	PWM-CMPO-1	Señal PWM (Ancho de Pulso)	0-1	Tensión de referencia para la corriente de campo
FCV-1	SPD-SM	Señal PWM (Ancho de Pulso)	0-1	Tensión de referencia para velocidad de movimiento válvula de aguja
FCV-1	DIR-SM	Sentido de Giro	0,1	Dirección de movimiento válvula de aguja

Tabla B.13: Variables Manipuladas

Dispositivo	Código	Tipo de Medición	Rango	Descripción
GSINC-1	P-1	Potencia Activa Trifásica	6000 [W]	Potencia Activa Trifásica generada
GSINC-1	Q-1	Potencia Reactiva Trifásica	0-1500 [Var]	Potencia Reactiva Trifásica generada
GSINC-1	VRMS-1A, VRMS-1B, VRMS-1C	Tensión RMS en las tres fases	0-270 [V]	Tensión en fases
GSINC-1	FV-1A	Frecuencia en la fase A	0-85 [Hz]	Frecuencia de onda de tensión

Tabla B.14: Variables Controladas

Código Variable	Valor Máximo	Valor Mínimo	Comentarios
LE-2	x [m]	0 [m]	Nivel de Estanque
FE-2	30 [lt/s]	0 [lt/s]	Caudal por la tubería
VRMS-1A	242 [V]	198 [V]	Rangos según [12]
VRMS-1B	242 [V]	198 [V]	Rangos según [12]
VRMS-1C	242 [V]	198 [V]	Rangos según [12]
IRMS-1A	11 [A]	0 [A]	Máxima corriente en devanados
IRMS-1B	11 [A]	0 [A]	Máxima corriente en devanados
IRMS-1C	11 [A]	0 [A]	Máxima corriente en devanados
FV-1A	50,5 [Hz]	49,5 [Hz]	Rangos según [12]
STDO-1	*	*	Cambio de Estado
PROT-1	*	*	Activación de Protecciones
S-1	7500 [VA]	0 [VA]	Potencia Generada

Tabla B.15: Variables de Alarma y Niveles Críticos

Instrumento	Código Variable	Entrada/Salida	Tipo de Variable
GIC-20A	LE-2, FE-2	Entrada	Análoga 4-20 [mA]
GIC-20A	Datos SMYCR	Salida	RS-232
GIC-20A	Datos SMYCR	Entrada	RS-232
GT-20A	Datos SMYCR	Entrada	RS-232
GT-20A	Datos SMYCR RF	Salida	RF 433 [MHz]
GT-20B	Datos SMYCR RF	Entrada	RF 433 [MHz]
GT-20B	Datos SMYCR	Salida	RS-232
GRK-20B	DatosSMYCR	Entrada/Salida	RS-232
EC-1	EE-1A, EE-1B, EE-1C	Entrada	Análoga 0-5 [V]
IC-1	IE-1A, IE-1B, IE-1C, PWM-CMPO-1	Entrada	Análoga 0-5 [V]
SC-1	SE-1A, SE-1B	Entrada	Discreta 0-1
AY	Datos SMYCR	Salida	RS-232
EC-1	SPD-SM	Salida	PWM
AY	DIR-SM	Salida	Binaria 0-1
FCV-1	SPD-SM	Entrada	PWM
FCV-1	DIR-SM	Entrada	Binaria 0-1
YC-1	Estado YC	Entrada	Binaria 0-4
YS-10	EE-10-VA, EE-10-VB, EE-10-VC	Entrada	Análoga 0-5 [V]
YS-10	SE-10-S	Entrada	Discreta 0-5 [V]
YS-10	Control CBRK10A, CBRK10C	Salida	Discreta 24 [V]
YS-10	Estado YC	Salida	Binaria 0-4

Tabla B.16: Listado de Entrada/Salida

Listado de Instrumentos

Tag de Instrumento	Descripción	P&ID	Formulario de Especificación	Planos de Localización	Detalles de Instalación
LE-2, LT-2	Medidor de Nivel y Transmisor	INS-TUBERÍA	LE-2/LT-2	PL-1	DI-1
FT-2, FE-2	Medidor de Caudal y Transmisor	INS-TUBERÍA	FT-2/FE-2	PL-1	DI-2
GIC-20A	Indicador Control SMYCR	INS-TUBERÍA	GIC-20A	PL-1	DI-3
GT-20A	Transmisor datos SMYCR	INS-TUBERÍA	GT-20A	PL-1	DI-4
GT-20B	Transmisor datos SMYCR	INS-TUBERÍA	GT-20B	PL-1	DI-5
GRK-20B	Estación de Control SMYCR	INS-TUBERÍA	GIC-20B	PL-1	DI-6
AY-1, JY-1, YC-1, IC-1, EC-1, SC-1	Control Electrónico	INS-TUBERÍA	-	PL-1	
FCV-2	Válvula Manual	INS-TUBERÍA	-	PL-1	
FCV-1	Control Servomotor Junus	INS-TUBERÍA	-	PL-1	
FV-1	Válvula de Aguja	INS-TUBERÍA	-	PL-1	
IE-1	Sensor de efecto Hall LEM	INS-TUBERÍA	-	PL-1	
SE-1B	Detector de Cruces por Cero	INS-TUBERÍA	-	PL-1	
SE-1A	Detector de Cruces por Cero	INS-TUBERÍA	-	PL-1	
EE-1A	Transformador de Potencial	INS-TUBERÍA	-	PL-1	
EE-1B	Transformador de Potencial	INS-TUBERÍA	-	PL-1	
EE-1C	Transformador de Potencial	INS-TUBERÍA	-	PL-1	
IE-1A	Transformador de Corriente	INS-TUBERÍA	-	PL-1	
IE-1B	Transformador de Corriente	INS-TUBERÍA	-	PL-1	

IE-1C	Transformador de Corriente	INS-TUBERÍA	-	PL-1
YS-10	Sincronizador (P.Mendoza)	INS-ELÉCTRICA	-	PL-1
EE-10-VC	Transformador de Potencial	INS-ELÉCTRICA	-	PL-1
EE-10-VB	Transformador de Potencial	INS-ELÉCTRICA	-	PL-1
EE-10-VA	Transformador de Potencial	INS-ELÉCTRICA	-	PL-1
SE-10-S	Detector de Cruces por Cero	INS-ELÉCTRICA	-	PL-1
CBRK-10B	Contactador Trifásico	INS-ELÉCTRICA	-	PL-1
CBRK-10C	Contactador Trifásico	INS-ELÉCTRICA	-	PL-1
INTP-10A	Automático	INS-ELÉCTRICA	-	PL-1
XFMR-10	Transformador de la Compañía	INS-ELÉCTRICA	-	PL-1
TNK-2	Estanque	INS-TUBERÍA	-	PL-1
DESARENADOR-2	Desarenador	INS-TUBERÍA	-	PL-1
TURB-1	Turbina Pelton	INS-TUBERÍA	-	PL-1
GSINC-1	Generador Síncronico	INS-TUBERÍA	-	PL-1
TUB-2A	Tubería	INS-TUBERÍA	-	PL-1
TUB-2B	Tubería	INS-TUBERÍA	-	PL-1
TUB-2C	Tubería	INS-TUBERÍA	-	PL-1
TUB-2D	Tubería	INS-TUBERÍA	-	PL-1
TUB-2E	Tubería	INS-TUBERÍA	-	PL-1

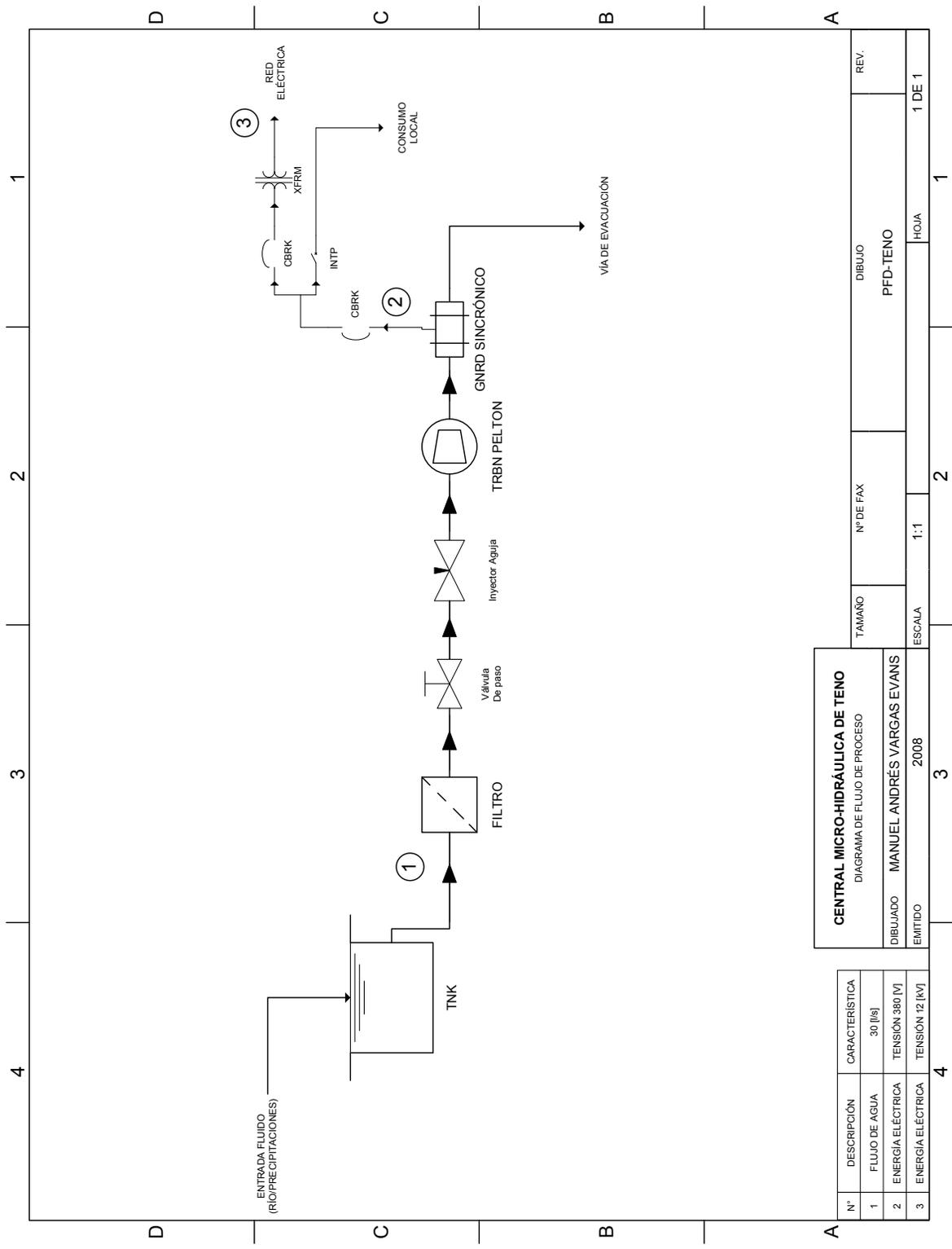
Tabla B.17: Listado de Instrumentos

Planos, Formularios y Diagramas de la CMHT

En las siguientes páginas se presentan los siguientes documentos:

- Diagrama de Flujo de Proceso
- Diagrama de Tuberías e Instrumentación
- Formularios de Especificación
- Detalles de Instalación
- Indicaciones de Cableado
- Planos de Localización
- Reglas de coreografía: Diagrama de Actividad
- Diagramas de Lazo

Se hace hincapié en que los siguientes planos, aunque son basados en la norma ISA, no son en su totalidad fieles a ésta en términos de presentación de planos se refiere. En particular, los planos deben presentarse según lo indicado en [11].



CENTRAL MICRO-HIDRÁULICA DE TENO		DIBUJO		REV.	
DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO		Nº DE FAX		PFD-TENO	
DIBUJADO		TAMAÑO		HOJA	
EMITIDO		ESCALA		1 DE 1	
2008		1:1		1	

Nº	DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICA
1	FLUJO DE AGUA	30 [l/s]
2	ENERGÍA ELÉCTRICA	TENSIÓN 380 [V]
3	ENERGÍA ELÉCTRICA	TENSIÓN 12 [kV]

Figura B.4: Diagrama de Flujo de Proceso

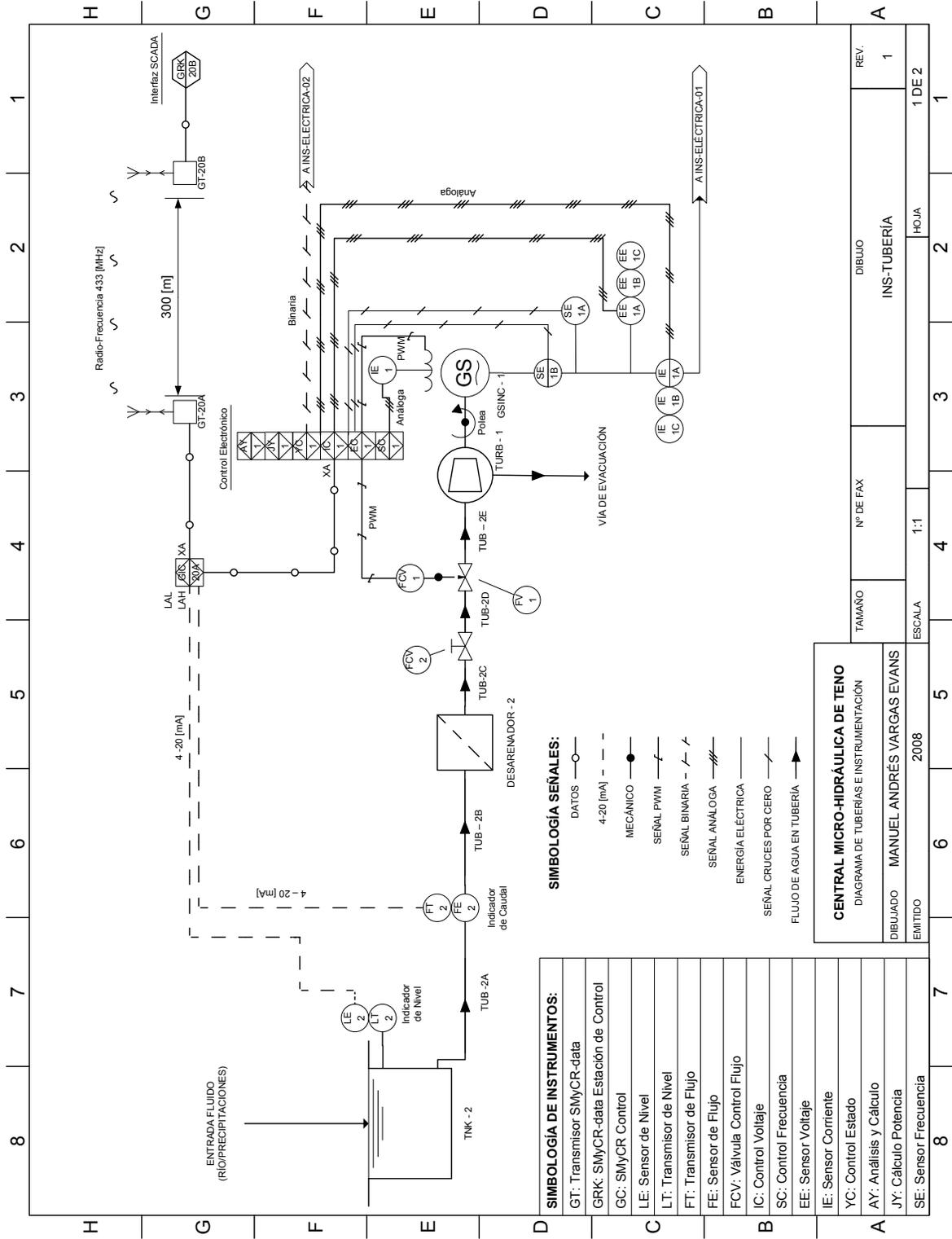


Figura B.5: Diagrama de Tuberías e Instrumentación

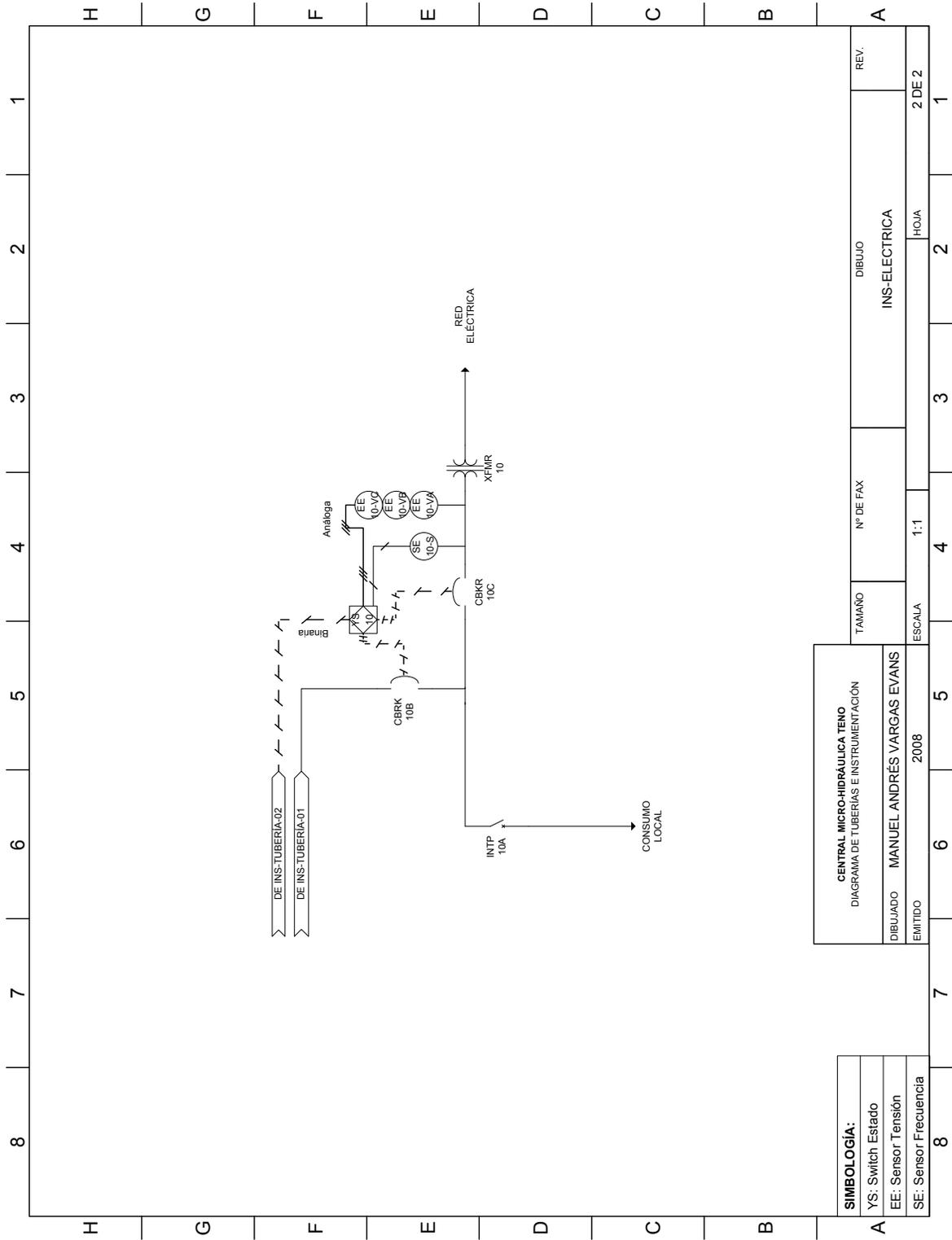


Figura B.6: Diagrama de Tuberías e Instrumentación

ORGANIZACIÓN RESPONSABLE		DISPOSITIVO DE NIVEL		N° Documento		LE-2/LT-2	
UNIVERSIDAD DE CHILE				Fecha		2008	
IDENTIFICACIÓN ADMINISTRATIVA				CONDICIONES AMBIENTALES			
N° Proyecto	1			Temperatura Amb.			
Proyecto	CENTRAL MICRO-HIDRÁULICA DE TENO			Presión			
Lugar	TENO, CHILE			Humedad Rel.			
IDENTIFICACIÓN DE SERVICIO				TIPO DE SENSOR			
TAG	LE-2/LT-2			Tipo			
Equipo Relacionado	Embalse TNK-2			Estilo			
Servicio	Medición nivel de estanque Transmisión de información			Señal de Salida			
Ref. P&ID	INS-TUBERIA			Curva Caract.			
Plano Localización	PL-1			Protección			
Detalle Instalación	DI-1			Rango			
Tubería Asociada	N/A			Precisión			
Material Tubería	N/A			Alimentación			
V. de PROCESO	CONDICIÓN DEL MATERIAL EN NIVEL			Modo Señal en falla			
	Mínimo	Normal	Máximo	Señal Alimentación Falla			
Presión	-	-	-	Material			
Temperatura	-	-	-	Conexión a Proceso			
Densidad Material	-	10	-	TIPO DE TRANSMISOR			
Viscosidad Material	-	1	-	Tipo			
Concentración de Sólidos	-	-	-	Señal de Salida			
V. CALCULADAS				Alimentación			
	Nivel	0	x	Material			
PROPIEDADES DEL MATERIAL				Conexión a Proceso			
Nombre				INFORMACIÓN ADICIONAL			
Composición							
Otros							
REVISIÓN		FECHA		DESCRIPCIÓN REVISIÓN		COMENTARIOS	
1.0		2008		FABRICACIÓN DOC.		MANUEL VARGAS	

Tabla B.18: Formulario de Especificación para LE-2/LT-2

ORGANIZACIÓN RESPONSABLE UNIVERSIDAD DE CHILE		DISPOSITIVO DE FLUJO		N° Documento Fecha		FT-2/FE-2 2008	
IDENTIFICACIÓN ADMINISTRATIVA				CONDICIONES AMBIENTALES			
N° Proyecto		1		Temperatura Amb.		0 [°C] - 30 [°C]	
Proyecto		CENTRAL MICRO-HIDRÁULICA DE TENO		Presión		0,8 [atm]	
Lugar		TENO, CHILE		Humedad Rel.		N/A	
IDENTIFICACIÓN DE SERVICIO				TIPO DE SENSOR			
TAG		FT-2/FE-2		Tipo		Diferencial de Presión	
Equipo Relacionado		TUB-2A/TUB-2B		Estilo		N/A	
Servicio		Medición Caudal desde TNK-2 a TURB-1 Transmisión de información		Señal de Salida Curva Caract.		N/A N/A	
Ref. P&ID		INS-TUBERÍA		Protección		N/A	
Plano Localización		PL-1		Rango		0-40 [lt/s]	
Detalle Instalación		DI-2		Precisión		±5%	
Tubería Asociada		N/A		Alimentación		24 [V] N° Cables 2	
Material Tubería		N/A		Modo Señal en falla		Señal Salida mínima	
V. de PROCESO				Señal Alimentación Falla			
Mínimo		Normal		Máximo		UNIDADES	
Presión Interna		-		-		[hPa]	
Presión Externa		-		-		[hPa]	
Flujo total de masa		0		30		N/A	
Flujo total de Líquido		0		30		N/A	
Flujo de Vapor		-		-		[lt/s]	
Temperatura		-		-		[°C]	
Densidad Líquido		-		10		[kg/m]	
Densidad Vapor		-		-		[kg/m]	
Viscosidad Líquido		-		1		[g/cm*s]	
Viscosidad Vapor		-		-		[g/cm*s]	
Concentración de Sólidos		-		-		[%]	
V. CALCULADAS				TIPO DE TRANSMISOR			
Caudal		0		30		40	
Tipo		-		-		Integrado	
PROPIEDADES DEL MATERIAL				INFORMACIÓN ADICIONAL			
Nombre		Agua		Conexión a Proceso		Montado en Soporte	
Composición		H ₂ O		Material		NEMA 4X	
Otros		Agua de precipitaciones					
REVISIÓN				COMENTARIOS			
FECHA		DESCRIPCIÓN REVISIÓN		POR		COMENTARIOS	
1.0		2008		FABRICACIÓN DOC.		MANUEL VARGAS	

Tabla B.19: Formulario de Especificación FT-2/FE-2

ORGANIZACIÓN RESPONSABLE UNIVERSIDAD DE CHILE		DISPOSITIVO DE SMYCR		N° Documento Fecha		GIC-20A 2008	
IDENTIFICACIÓN ADMINISTRATIVA				CONDICIONES AMBIENTALES			
N° Proyecto Proyecto Lugar		1 CENTRAL MICRO-HIDRÁULICA DE TENO TENÓ, CHILE		Temperatura Amb. Presión Humedad Rel.		0 [°C] - 30 [°C] 0,8 [atm] N/A	
IDENTIFICACIÓN DE SERVICIO				TIPO DE PROCESADOR			
TAG Equipo Relacionado Servicio		GIC-20A AY-1, JY-1, YC-1, IC-1, EC-1, SC-1 Lectura de información LT-2, FT-2 Transmisión de información SMYCR		Tipo Familia		2 - Micro-controlador PIC18F252 / PIC18F242	
Ref. P&ID Plano Localización Detalle Instalación Tubería Asociada Material Tubería		INS-TUBERÍA PL-1 DL-3 N/A N/A		Velocidad Señal de Salida Señal Entrada Memoria Precisión Alimentación Material		40 [MHz] 1 - RS-232 3 - RS-232 / 2 - 4-20 [mA] Flash - 16kbytes ±5 % 5 [V] N° Cables Metálico	
V. de PROCESO				CONEXIÓN A PROCESO			
I/O MODULO		CARACT.		DESCRIPCIÓN			
Entradas Análogas Entradas Discretas Salidas Análogas Salidas Discretas Protocolos Interfaz HMI Baterías Gabinete Montaje		2 0 0 0 4 No No Metálico Soporte		4-20 [mA] - - - RS-232 - - Metálico Soporte			
V. CALCULADAS		Valores Digitales		Tipo Integrado			
SMYCR		Valores Digitales		Señal de Salida Gabinete Alimentación Material Conexión a Proceso			
PROPIEDADES DEL MATERIAL		-		RS-232 Conector Metálico 12 [V] N° Cables NEMA 4X Montado en Soporte			
Nombre		-		INFORMACIÓN ADICIONAL			
Composición		-					
Otros		-					
REVISIÓN		FECHA		DESCRIPCIÓN REVISIÓN		COMENTARIOS	
1.0		2008		FABRICACIÓN DOC.		MANUEL VARGAS	

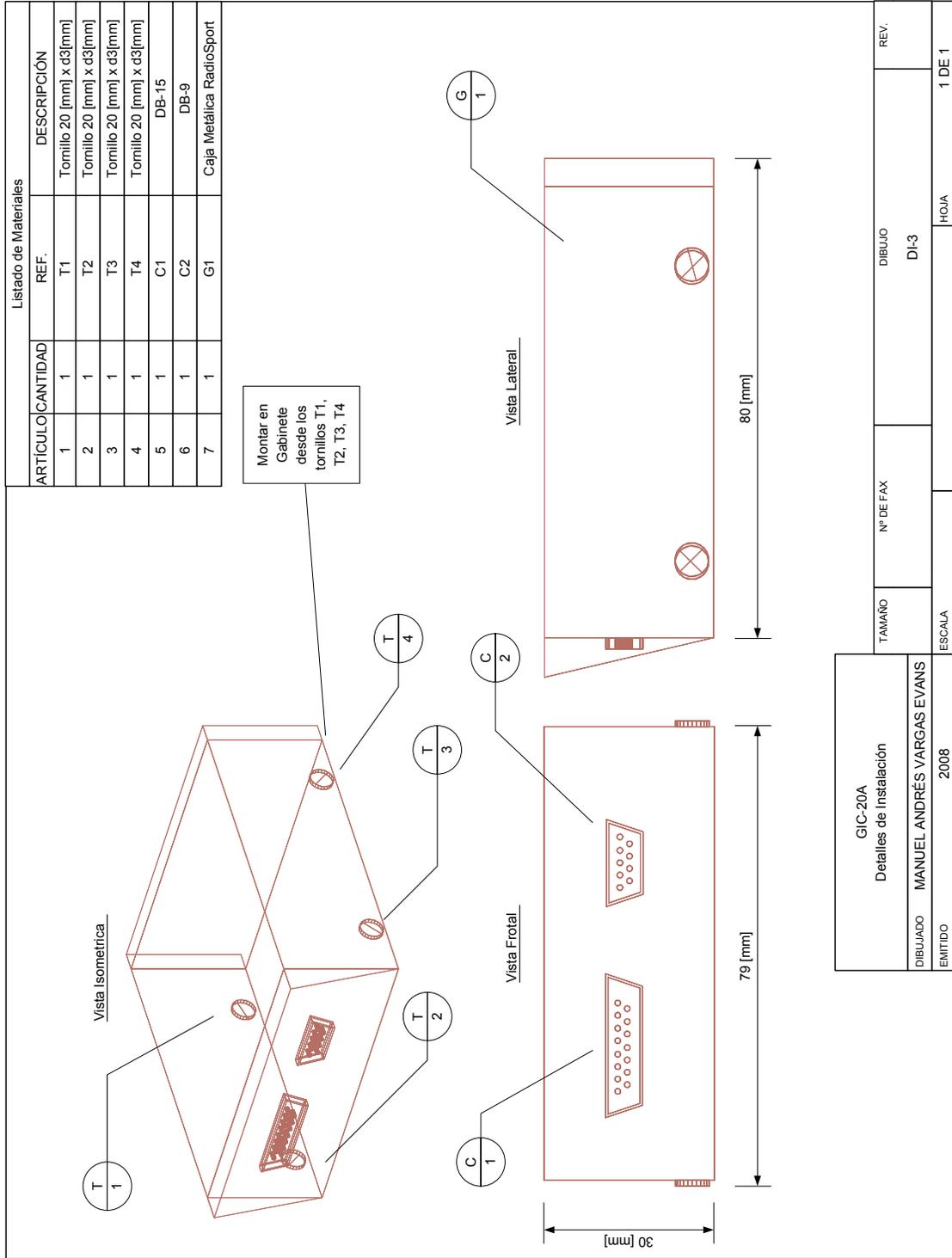
Tabla B.20: Formulario de Especificación GIC-20A

ORGANIZACIÓN RESPONSABLE		DISPOSITIVO DE COMUNICACIÓN		N° Documento	
UNIVERSIDAD DE CHILE				GT-20A 2008	
IDENTIFICACIÓN ADMINISTRATIVA					
N° Proyecto	1	Temperatura Amb.		0 [°C] - 30 [°C]	
Proyecto	CENTRAL MICRO-HIDRÁULICA DE TENO	Presión		0,8 [atm]	
Lugar	TENO, CHILE	Humedad Rel.		N/A	
IDENTIFICACIÓN DE SERVICIO					
TAG	GT-20A	Tipo		-	
Equipo Relacionado	GIC-20A/GT-20B	Familia		-	
Servicio	Transmisión de información SMYCR	Velocidad		-	
Ref. P&ID	INS-TUBERÍA	Señal de Salida		RF 433 [MHz]	
Plano Localización	PL-1	Señal Entrada		1 - RS-232	
Detalle Instalación	DI-4	Memoria		-	
Tubería Asociada	N/A	Precisión		-	
Material Tubería	N/A	Alimentación		5 [V] N° Cables 2	
V. de PROCESO					
		CONDICIÓN DEL EQUIPO		Conexión a Proceso	
I/O MODULO	CARACT.	DESCRIPCIÓN		Instalado en Soporte	
Entradas Análogas	0	-		ADC	
Entradas Discretas	0	-			
Salidas Análogas	0	-			
Salidas Discretas	0	-			
Protocolos	1	RS-232			
Interfaz HMI	No	-			
Baterías	No	-			
Gabinete	Plástico	Plástico		Tipo Integrado	
Montaje	Soporte	Soporte		Antena Integrada 2 dbi - 10 [cm]	
		Señal de Salida		RF 433 [MHz] Conector SMA	
		Gabinete		Plástico	
		Alimentación		5 [V] N° Cables 2	
		Material		Plástico	
		Conexión a Proceso		Montado en Soporte	
V. CALCULADAS					
-					
PROPIEDADES DEL MATERIAL					
Nombre		Potencia TX		500 [mDB]	
Composición		Distancia		500 [m] línea de vista	
Otros		Tasa TX		9600 [bps]	
		Modulación		GFSK	
REVISIÓN					
1.0	FECHA	DESCRIPCIÓN REVISIÓN	POR	COMENTARIOS	
	2008	FABRICACIÓN DOC.	MANUEL VARGAS	-	

Tabla B.21: Formulario de Especificación GT-20A

ORGANIZACIÓN RESPONSABLE UNIVERSIDAD DE CHILE		DISPOSITIVO DE COMUNICACIÓN		N° Documento Fecha		GT-20B 2008	
IDENTIFICACIÓN ADMINISTRATIVA				CONDICIONES AMBIENTALES			
N° Proyecto		1		Temperatura Amb.		0 [°C] - 30 [°C]	
Proyecto		CENTRAL MICRO-HIDRÁULICA DE TENO		Presión		0,8 [atm]	
Lugar		TENO, CHILE		Humedad Rel.		N/A	
IDENTIFICACIÓN DE SERVICIO				TIPO DE PROCESADOR			
TAG		GT-20B		Tipo		-	
Equipo Relacionado		GT-20A/GRK-20B		Familia		-	
Servicio		Transmisión de información SMYCR		Velocidad		-	
Ref. P&ID		INS-TUBERÍA		Señal de Salida		RF 433 [MHz]	
Plano Localización		PL-1		Señal Entrada		1 - RS-232	
Detalle Instalación		DI-5		Memoria		-	
Tubería Asociada		N/A		Precisión		-	
Material Tubería		N/A		Alimentación		5 [V] N° Cables 2	
V. de PROCESO		CONDICIÓN DEL EQUIPO		Material		Plástico	
		I/O MODULO		Conexión a Proceso		Instalado en Soporte	
		CARACT.		ADC		-	
		DESCRIPCIÓN					
Entradas Análogas		0					
Entradas Discretas		0					
Salidas Análogas		0					
Salidas Discretas		0					
Protocolos		1					
Interfaz HMI		No					
Baterías		No					
Gabinete		Plástico					
Montaje		Soporte					
V. CALCULADAS							
-		-		Conexión a Proceso		Montado en Soporte	
PROPIEDADES DEL MATERIAL				INFORMACIÓN ADICIONAL			
Nombre		-		Potencia TX		500 [mDB]	
Composición		-		Distancia		500 [m] línea de vista	
Otros		-		Tasa TX		9600 [bps]	
				Modulación		GFSK	
REVISIÓN		FECHA		DESCRIPCIÓN REVISIÓN		POR	
1.0		2008		FABRICACIÓN DOC.		MANUEL VARGAS	
						COMENTARIOS	
						-	

Tabla B.22: Formulario de Especificación GT-20B



GIC-20A Detalles de Instalación		TAMAÑO	DIBUJO	REV.
EMITIDO		Nº DE FAX	DI-3	
2008		ESCALA	HOJA	1 DE 1
MANUEL ANDRÉS VARGAS EVANS				

Figura B.7: Detalles de Instalación GIC-20A

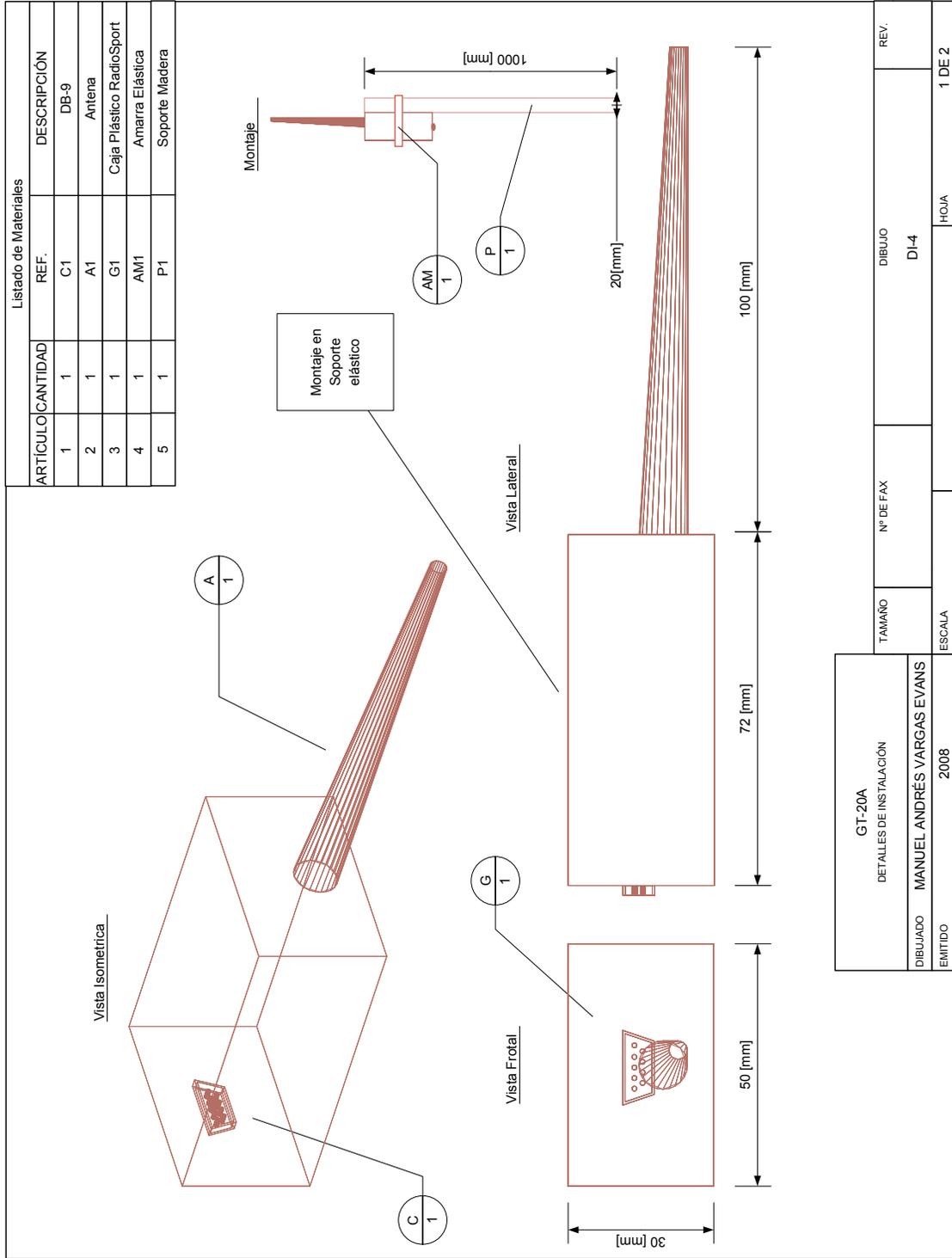


Figura B.8: Detalles de Instalación GT-20A

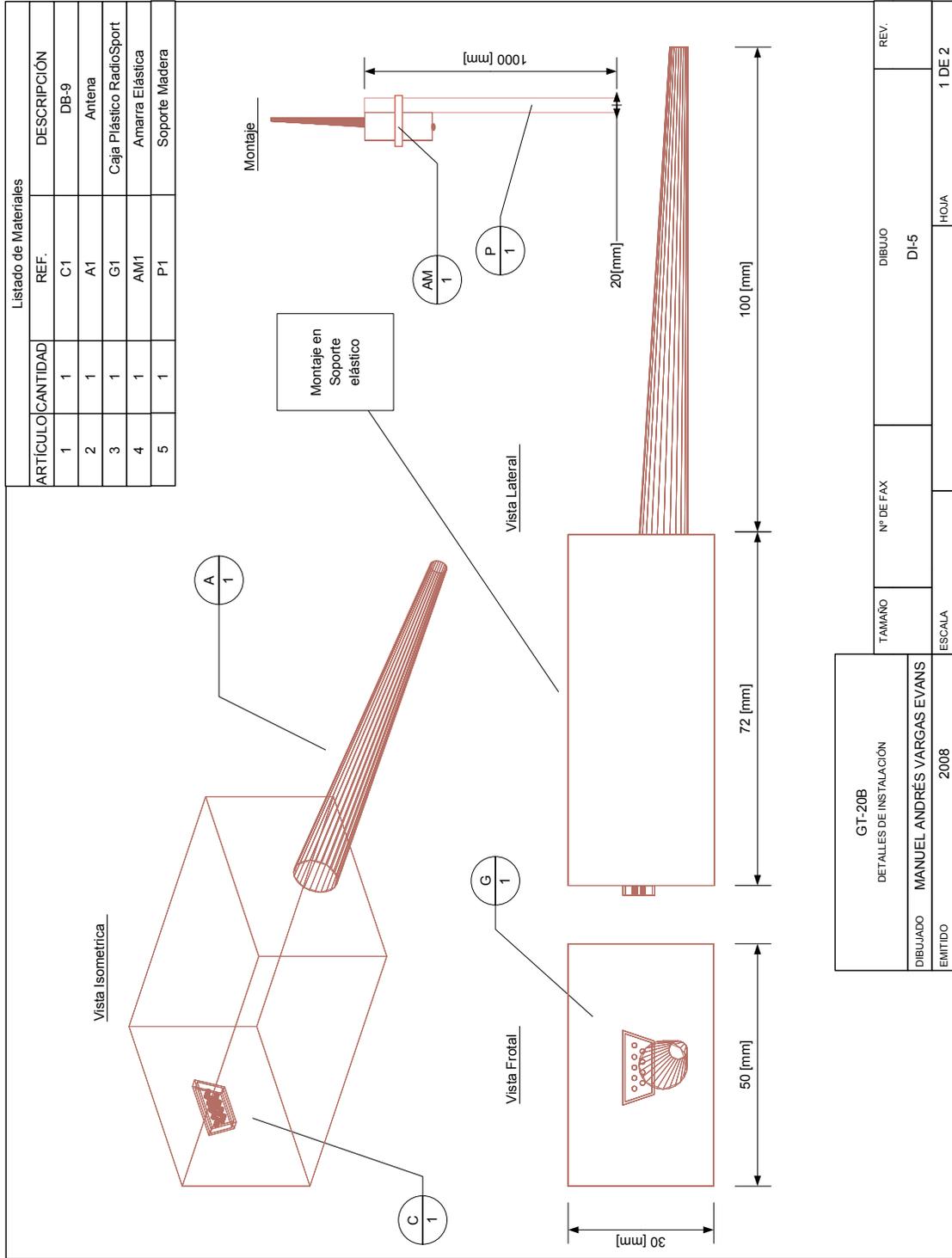


Figura B.9: Detalles de Instalación GT-20B

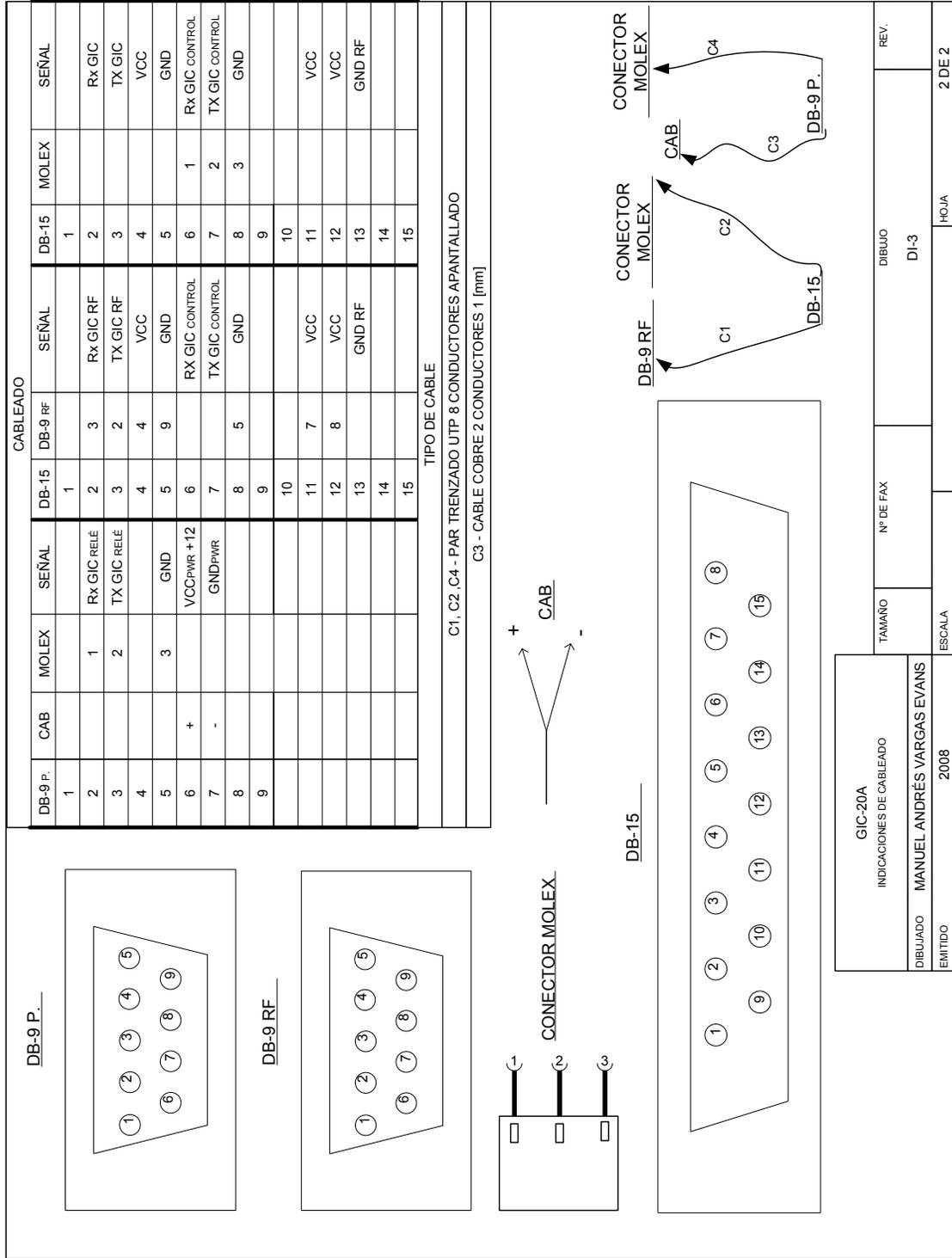


Figura B.10: Indicaciones de Cableado GIC-20A

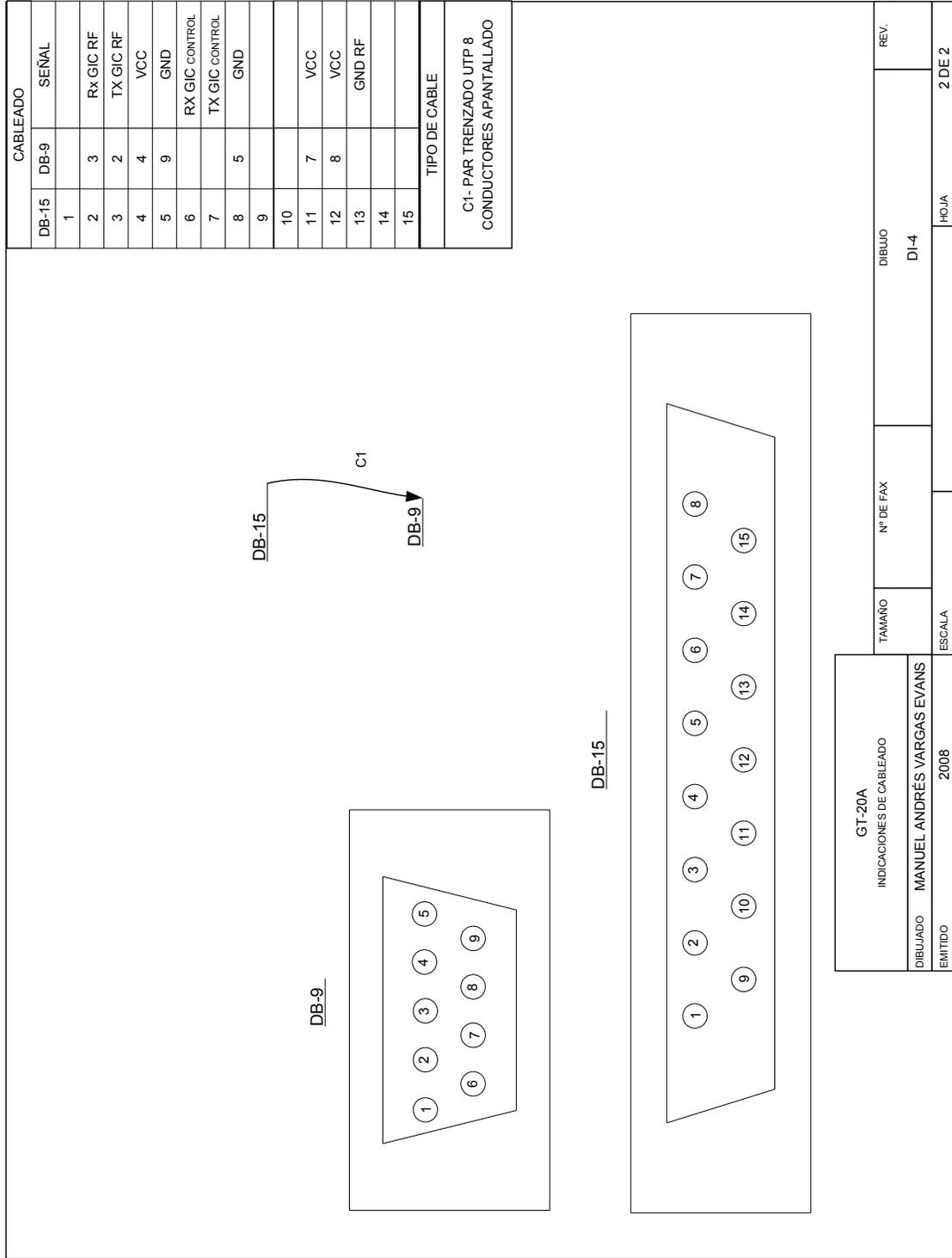


Figura B.11: Indicaciones de Cableado GT-20A

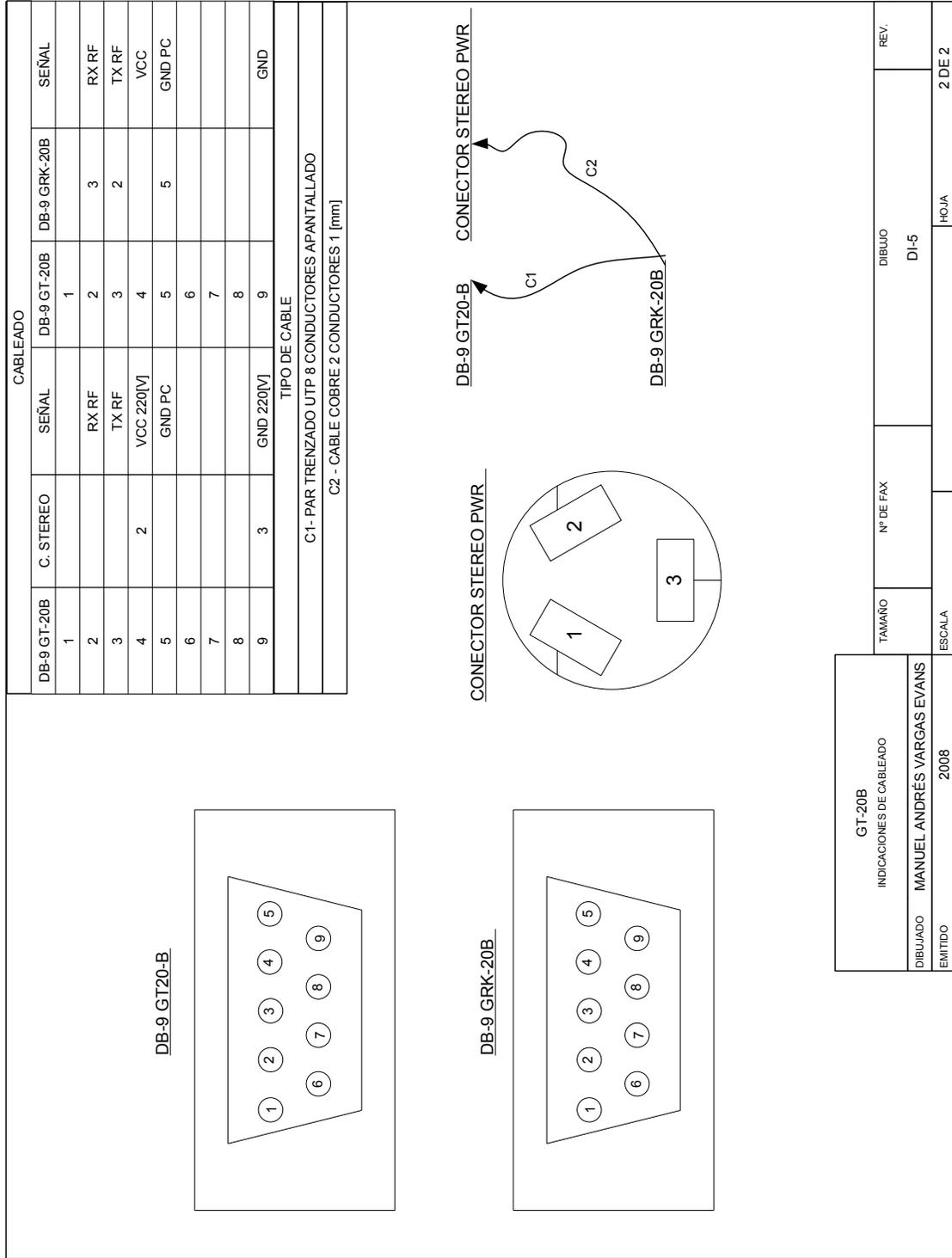


Figura B.12: Indicaciones de Cableado GT-20B

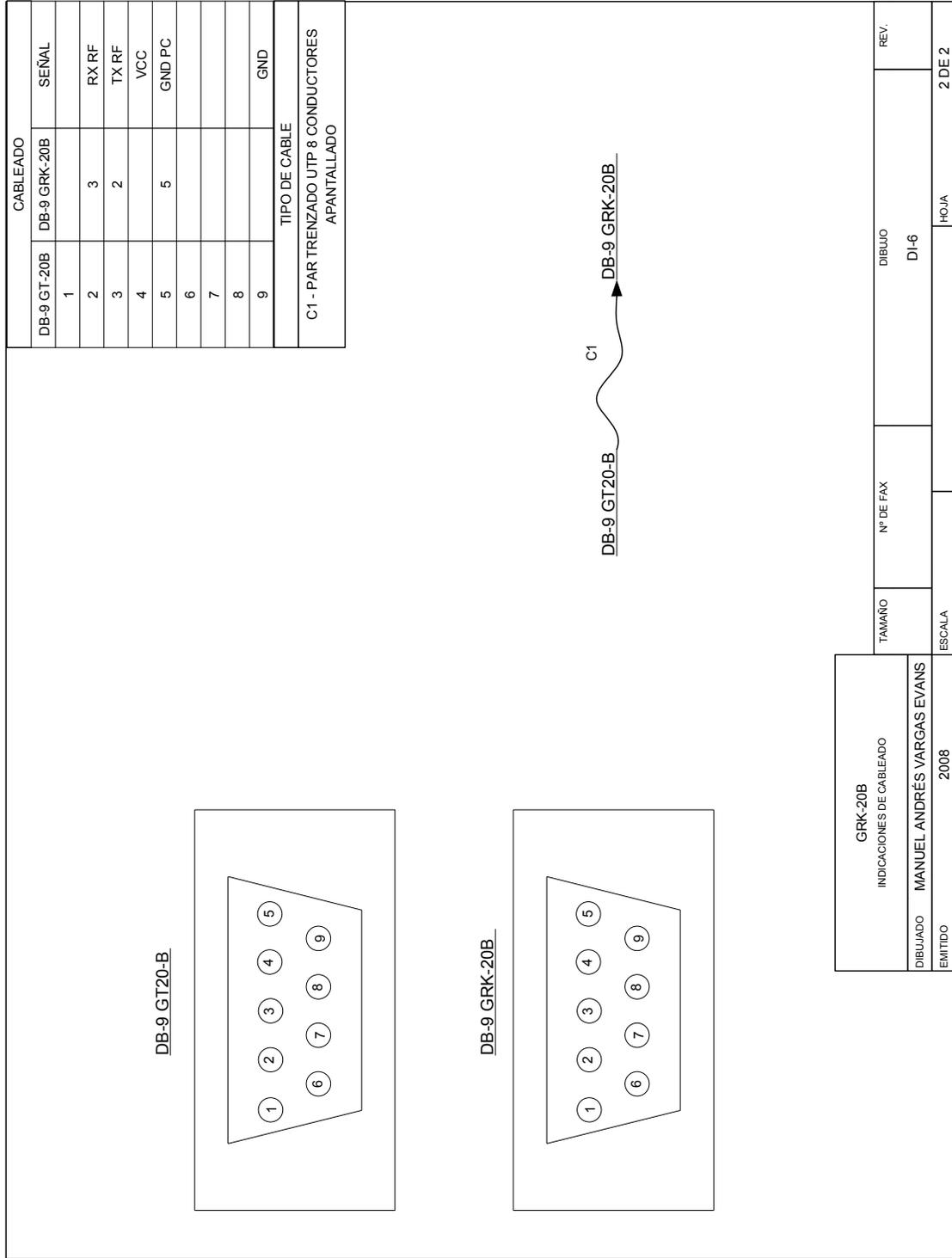


Figura B.13: Indicaciones de Cableado GRK-20B

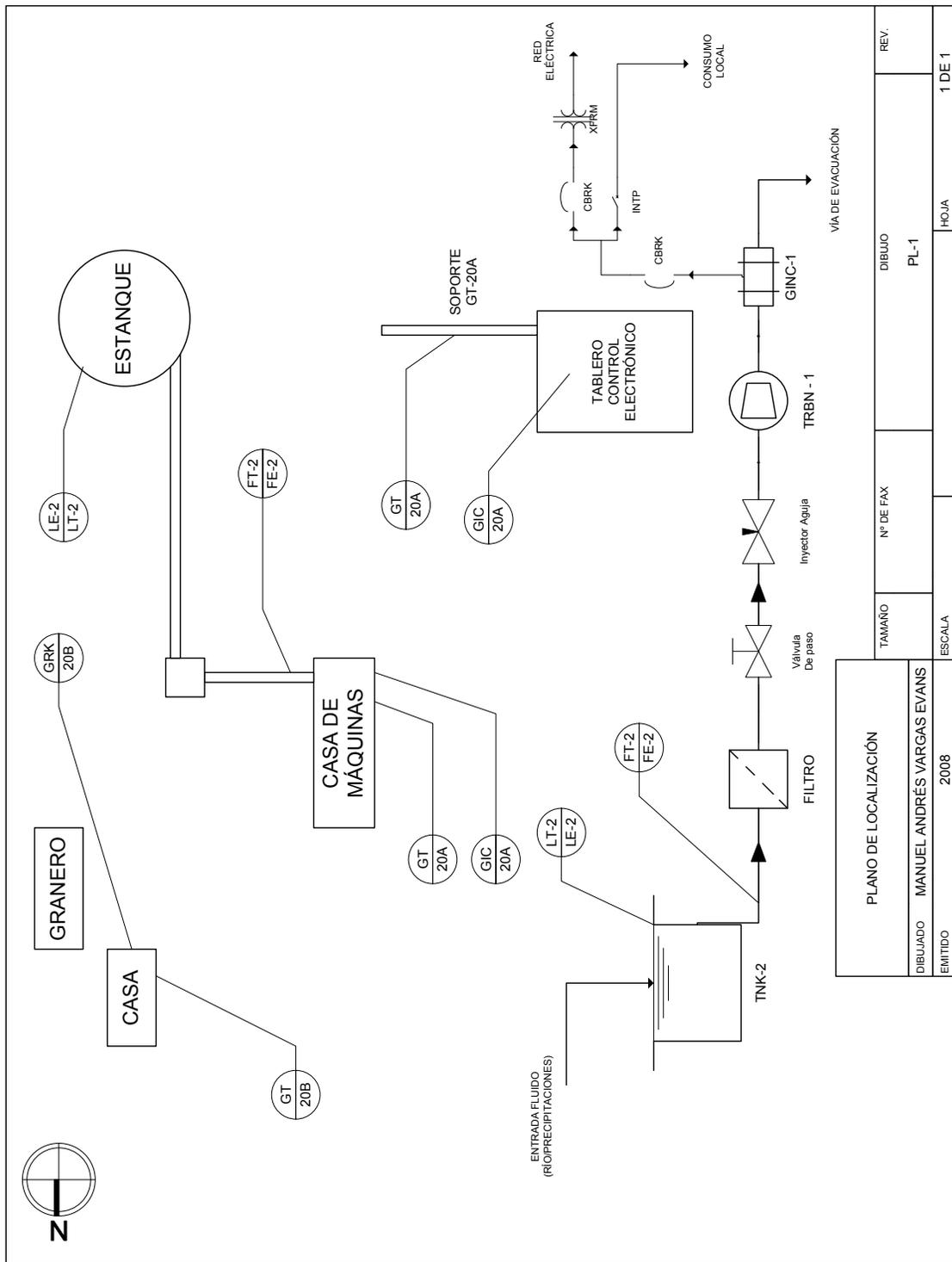


Figura B.14: Plano de Localización PL-1

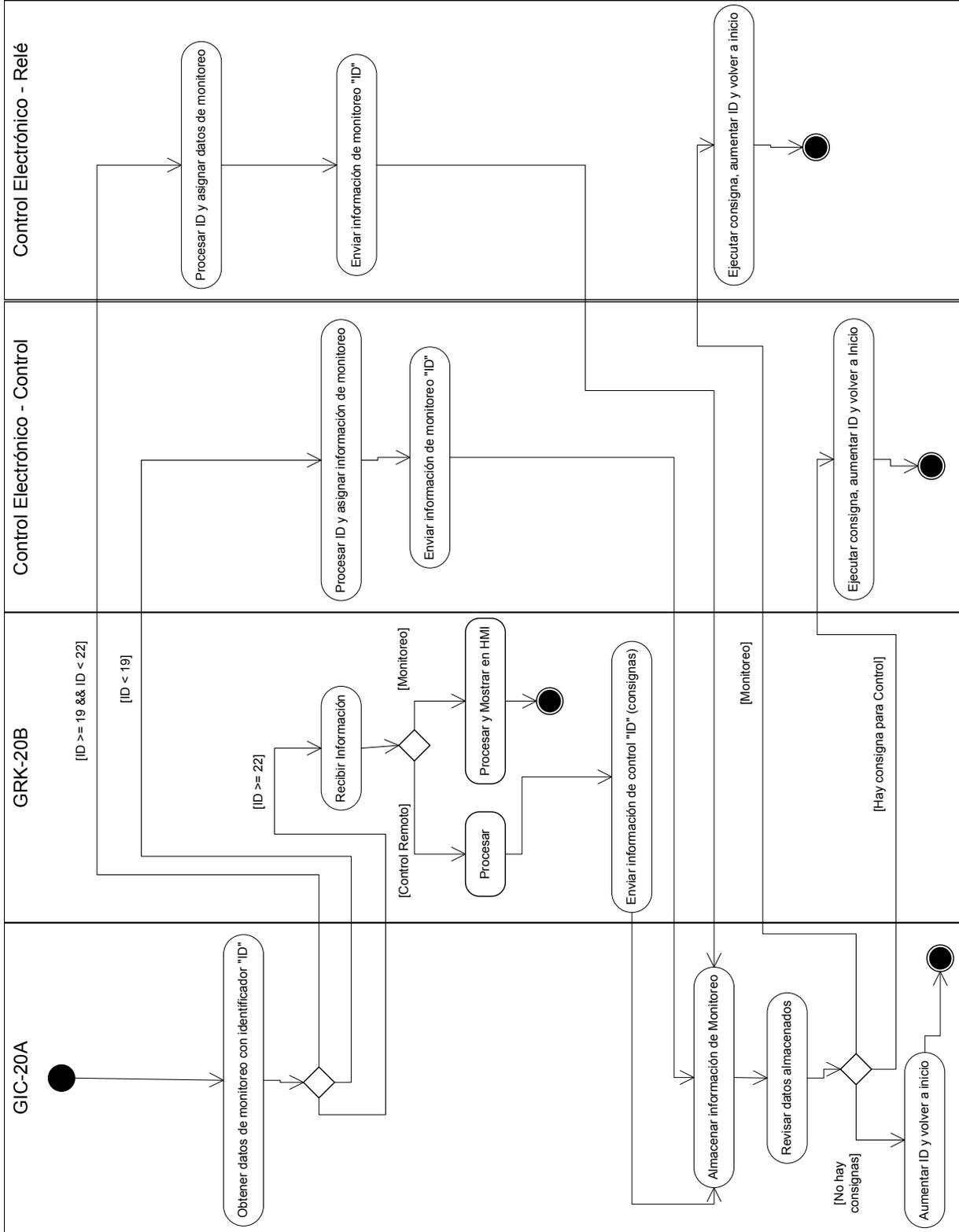
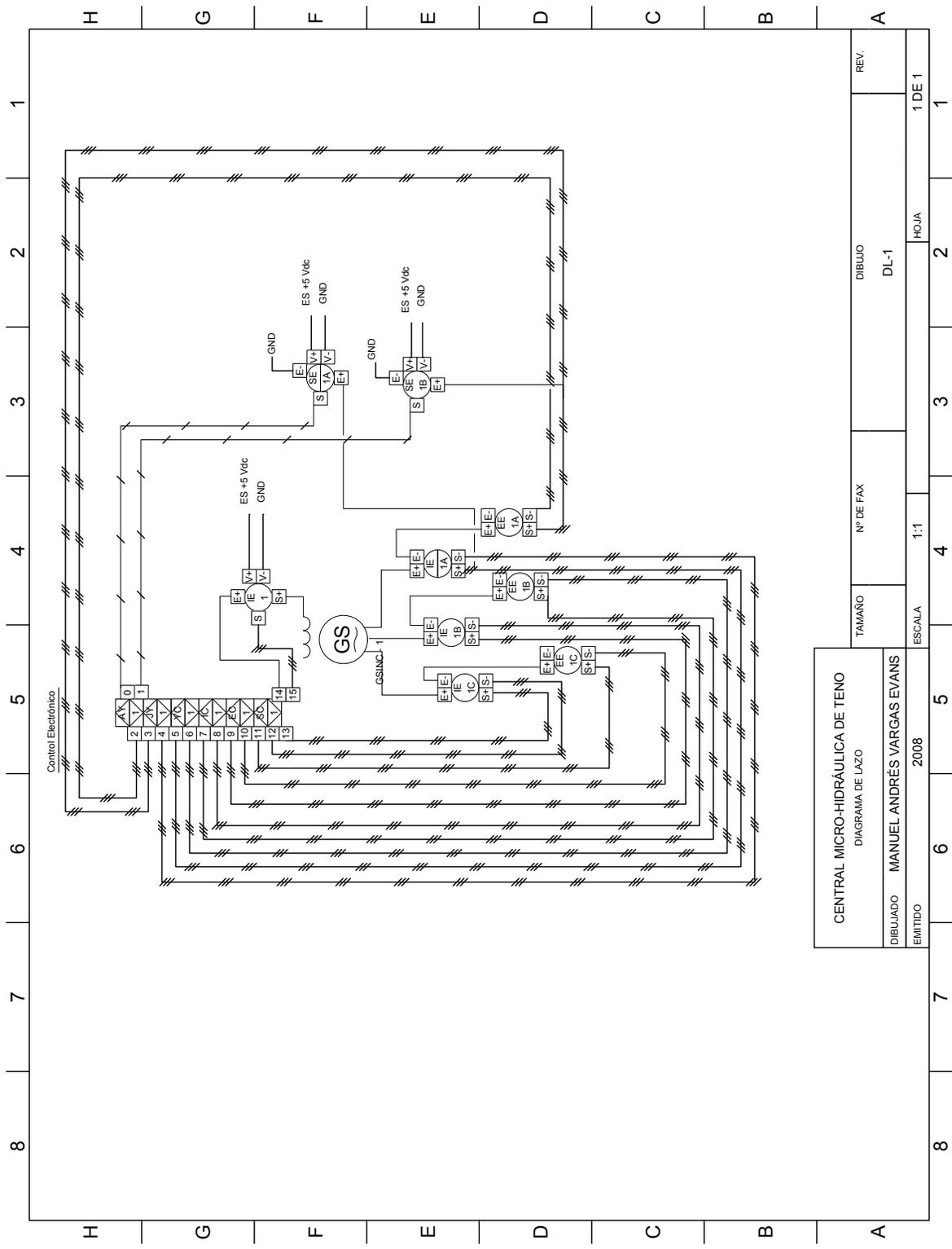


Figura B.15: Reglas de Coreografía - Diagrama de Actividad



CENTRAL MICRO-HIDRÁULICA DE TENO		DIBUJO		REV.	
DIAGRAMA DE LAZO		DL-1			
EMITIDO		TAMAÑO		Nº DE FAX	
2008		MANUEL ANDRÉS VARGAS EVANS			
		ESCALA		HOJA	
		1:1		1 DE 1	

Figura B.16: Diagrama de Lazo DL-1

B.3. Código de Programación

mmaster.h

```

#include <18F252.h>
#define device adc=8

#define FUSES_NOWDT //No Watch Dog Timer
#define FUSES_WDT128 //Watch Dog Timer uses 1:128 Postscale
//FUSES_HS //High speed Osc (> 4mhz)
#define FUSES_H4
#define FUSES_NOPROTECT //Code not protected from reading
#define FUSES_NOOSCSSEN //Oscillator switching is disabled,
//main oscillator is source
#define FUSES_NOBROWNOUT //No brownout reset
#define FUSES_BORV20 //Brownout reset at 2.0V
#define FUSES_NOPUT //No Power Up Timer
#define FUSES_STVREN //Stack full/underflow will cause reset
#define FUSES_NODEBUG //No Debug mode for ICD
#define FUSES_LVP //Low Voltage Programming on B3(PIC16)
//or B5(PIC18)
#define FUSES_NOWRT //Program memory not write protected
#define FUSES_NOWRTD //Data EEPROM not write protected
#define FUSES_NOWRTB //Boot block not write protected
#define FUSES_NOWRTC //configuration not registers
//write protected
#define FUSES_NOCPD //No EE protection
#define FUSES_NOCPB //No Boot Block code protection
#define FUSES_NOEBTR //Memory not protected from table reads
#define FUSES_NOEBTRB //Boot block not protected from
//table reads

#define use_delay(clock=4000000)
#define use_rs232(baud=9600,parity=N,xmit=PIN_C6,rcv=PIN_C7,bits=8,
//STREAM = COM_LV,DISABLE_INTS)
#define use_rs232(baud=9600,parity=N,xmit=PIN_C0,rcv=PIN_C1,bits=8,
//STREAM = COM_CONTROL, FORCE_SW, DISABLE_INTS)
#define use_i2c(Master,Slow,sda=PIN_C4,scl=PIN_C3, FORCE_HW)

#define PB 14
#define PC 15
#define QA 16
#define QB 17
#define QC 18
#define ESTADO_ACTUAL_GENERADOR 19 // RELE
#define ESTADO_DESEADO_GENERADOR 20 // RELE
#define ESTADO_CONTACTORES 21
#define ESTADO_PROTECCIONES 21 // RELE
#define SP_ESTADO_DESEADO 22 // RELE
#define SP_P 23
#define SP_Q 24
#define SP_V 25
#define SP_F 26
#define ADRESS 0Xa0
#define maxQueue 100

/** ESTRUCTURAS **/
STRUCT cola
{
    SIGNED INT items[maxQueue];
    INT in;
    INT out;
    SIGNED int error;
};

STRUCT SP
{
    INT cmd;
    INT MSB;
    INT LSB;
    INT valid;
    INT CS;
};

/** VARIABLES GLOBALES **/
INT K = 1;
INT Kt = 22;
INT i = 0;
int r = 0;
int cmdox= 0;
SIGNED INT OP = 0;
INT BUF[6];
INT u = 0;
INT I2C_STATE = 0;
INT FLAG = 0;
SIGNED INT16 AUX;
STRUCT cola PSERIE;
STRUCT cola DATOS;
STRUCT SP P;
int8 next_in = 0;
int8 next_out = 0;

/** FUNCIONES **/

/* FUNCIONES DE COLA */
SHORT timeout_error;

VOID init( STRUCT cola *C )
{
    INT u = 0;
    C -> in = 0;
    C -> out = 0;
    FOR (u = 0; u < maxQueue; u++)
    {
        C -> items[u] = 0;
    }
}

```

mmaster2.c

```
/* Master */
```

```
/* *****
* Include Section
* ***** */
```

```
#include "mmaster.h"
```

```
/* *****
* Define Section
* ***** */
```

```

#define DVRMSA 1
#define DVRMSB 2
#define DVRMSC 3
#define DIRMSA 4
#define DIRMSB 5
#define DIRMSC 6
#define DFP 7
#define DPHI 8
#define DFRECUENCIA 9
#define DICAMPO 10
#define DPWM 11
#define DSENTIDO 12
#define PA 13

```

```

}
}

VOID init_SP( STRUCT SP *C )
{
    INT u = 0;
    C -> cmd = 0;
    C -> MSB = 0;
    C -> LSB = 0;
    C -> valid = 0;
    C -> CS = 0;
}

VOID insert(STRUCT cola *C, int e)
{
    INT t;
    C -> items[C -> in]=e;

    t = C -> in;

    C -> in = (C ->in + 1) % maxQueue;
    IF (C -> in == C -> out)
    {
        C -> in = t;
        C -> error = -1;
    }
}

SIGNED INT remove(STRUCT cola *C)
{
    INT r;
    r = C -> items[C -> out];
    C -> out = (C ->out + 1) % maxQueue;

    RETURN r;
}

INT empty(STRUCT cola *C)
{
    RETURN (C -> in == C -> out);
}

INT size(STRUCT cola *C)
{
    IF ( C->in >= C->out ){
        return ( C ->in - C->out );
    }
    ELSE
    {
        return ( C->in + (MaxQueue - C->out) );
    }
}
/* FUNCIONES PUERTO SERIE SOFTWARE */

CHAR timed_fgetc_COM_CONTROL()
{
    LONG timeout;
    timeout_error = FALSE;
    timeout = 0;

    WHILE ( ! kbhit (COM_CONTROL)&& (++timeout < 50000) )
        delay_us (10);

    IF (kbhit (COM_CONTROL))
        RETURN (fgetc (COM_CONTROL));

    ELSE
    {
        timeout_error = TRUE;
        RETURN (0);
    }
}

SIGNED INT16 PREGUNTAR_DATO( INT variable )
{
    INT tmp1 = 1;
    INT tmp2 = 2;

    fputc (variable, COM_CONTROL);

    cmdox = (INT) (timed_fgetc_COM_CONTROL ( ) );

    tmp1 = (INT) (timed_fgetc_COM_CONTROL ( ) );

    tmp2 = (INT) (timed_fgetc_COM_CONTROL ( ) );

    RETURN make16 (tmp1, tmp2);
}

VOID ENVIAR_SP( INT VARIABLE, INT MSB, INT LSB){
    fputc ( VARIABLE, COM_CONTROL);
    // DELAY_MS(3);
    fputc ( MSB, COM_CONTROL );
    // DELAY_MS(3);
    fputc ( LSB, COM_CONTROL );
    // DELAY_MS(3);
}

/* FUNCIONES EXTRA */

INT8 CHECKSUM( INT8 ID, INT8 MSB, INT8 LSB)
{
    RETURN ID ^ MSB ^ LSB;
}

// CALCULA CHECKSUM
INT8 CHECKSUM_5( STRUCT SP *C)
{
    RETURN C ->cmd ^ C ->CS ^ C ->valid ^ C ->MSB ^ C -> LSB;
}

/* FUNCIONES PARA LABVIEW */

VOID ENVIAR_DATO( INT variable, INT8 MSB, INT8 LSB )
{
    fputc ( (INT) 0XAA, COM_LV);
    //DELAY_MS(3);
    fputc ( CHECKSUM (variable, MSB, LSB), COM_LV);
    //DELAY_MS(3);
    fputc (variable, COM_LV);
    //DELAY_MS(3);
    fputc (MSB, COM_LV); // MSB
    //DELAY_MS(3);
    fputc (LSB, COM_LV); //LSB
    //DELAY_MS(3);
}

/* FUNCIONES I2C */

VOID I2C_ENVIAR( INT VARIABLE, INT MSB, INT LSB)
{
    i2c_start ();
    i2c_write (ADRESS); // Direccion.
    i2c_write (VARIABLE); // ComanDO
    i2c_write (MSB); // MSB
    i2c_write (LSB); // LSB
    i2c_stop ();
}

SIGNED INT16 I2C_PREGUNTAR( INT VARIABLE )
{
    // Envio de set - poINTs
    // Cambio de estado
}

```



```

#FUSES NOWRTB //Boot block not write protected
#FUSES NOWRTC //configuration not registers write protected
#FUSES NOCPD //No EE protection
#FUSES NOCPB //No Boot Block code protection INT cmd;
#FUSES NOEBTR //Memory not protected from table reads INT MSB;
#FUSES NOEBTRB //Boot block not protected from table reads INT LSB;
INT valid;
INT CS;
#use delay(clock=4000000)
#use rs232(baud=9600,parity=N,xmit=PIN_C6,rcv=PIN_C7,bits=8,
STREAM = COM_PLC)
#use rs232(baud=9600,parity=N,xmit=PIN_C0,rcv=PIN_C1,bits=8,
STREAM = COM_RELE, FORCE_SW, DISABLE_INTS)
#use i2c(Slave,Slow,sda=PIN_C4,scl=PIN_C3, address = 0xA0, INT MSB;
FORCE_HW) INT LSB;
};
/** VARIABLES AUXILIARES **/

```

mslave.c

```

/* SLAVE */

/*****
* Include Section
*****/
#include "mslave.h"

/*****
* Define Section
*****/

#define DVRMSA 1
#define DVRMSB 2
#define DVRMSC 3
#define DIRMSA 4
#define DIRMSB 5
#define DIRMSC 6
#define DFP 7
#define DPHI 8
#define DFRECUENCIA 9
#define DICAMPO 10
#define DPWM 11
#define DSENTIDO 12
#define PA 13
#define PB 14
#define PC 15
#define QA 16
#define QB 17
#define QC 18
#define ESTADO_ACTUAL_GENERADOR 19
#define ESTADO_DESEADO_GENERADOR 20
//#define ESTADO CONTACTORES 21
#define ESTADO_PROTECCIONES 21
#define SP_ESTADO_DESEADO 22
#define SP_P 23
#define SP_Q 24
#define SP_V 25
#define SP_F 26
#define ADDRESS 0xA0
#define maxQueue 100

/** ESTRUCTURAS **/

STRUCT cola
{
    INT items[maxQueue];
    INT in;
    INT out;
    SIGNED int error;
};

INT k = 19;
INT i = 0;
INT16 AUX;
INT FLAG;
INT i2c_state = 100;
INT CMD;
INT SP_CMD = 0;
INT SP_MSB = 0;
INT SP_LSB = 0;
INT BUFFER[3];
STRUCT cola PSERIE;
STRUCT cola I2C_IN;
STRUCT SP P;
STRUCT DATO PROTECCIONES;
STRUCT DATO ESTADO_ACTUAL;
STRUCT DATO ESTADO_DESEADO;

/** FUNCIONES **/

/* FUNCIONES DE COLA */
SHORT timeout_error;

VOID init( STRUCT cola *C )
{
    INT u = 0;
    C -> in = 0;
    C -> out = 0;
    FOR (u = 0; u < maxQueue; u++)
    {
        C -> items[u] = 0;
    }
}

VOID init_SP( STRUCT SP *C )
{
    INT u = 0;
    C -> cmd = 0;
    C -> MSB = 0;
    C -> LSB = 0;
    C -> valid = 0;
    C -> CS = 0;
}

VOID init_Dato( STRUCT DATO *C )
{
    C -> CMD0 = 0;
    C -> MSB = 0;
    C -> LSB = 0;
}

VOID insert(STRUCT cola *C, int e)
{
    INT t;
    C -> items[C -> in]=e;
}

```

```

t = C -> in;
C -> in = (C ->in + 1) % maxQueue;
IF (C -> in == C -> out)
{
    C -> in = t;
    C -> error = -1;
}
}

INT remove(STRUCT cola *C)
{
    INT r;
    r = C -> items[C -> out];
    C -> out = (C ->out + 1) % maxQueue;

    RETURN r;
}

INT empty(STRUCT cola *C)
{
    RETURN (C -> in == C -> out);
}

INT size(STRUCT cola *C)
{
    IF ( C->in >= C->out ){
        return ( C ->in - C->out );
    }
    ELSE
    {
        return ( C->in + (MaxQueue - C->out) );
    }
}

/* FUNCIONES PUERTO SERIE SOFTWARE */

CHAR timed_fgetc_COM_RELE()
{
    LONG timeout;
    timeout_error = FALSE;
    timeout = 0;
    WHILE ( ! kbhit (COM_RELE)&& (++timeout < 50000))
    delay_us (10);
    IF (kbhit (COM_RELE))
    RETURN (fgetc (COM_RELE));
    ELSE
    {
        timeout_error = TRUE;
        RETURN (0);
    }
}

INT16 PREGUNTAR_DATO( INT variable )
{
    INT tmp1 = 1;
    INT tmp2 = 2;
    fputc (variable, COM_RELE);
    tmp1 = (INT) (timed_fgetc_COM_RELE ( ) );
    tmp2 = (INT) (timed_fgetc_COM_RELE ( ) );
    RETURN make16 (tmp1, tmp2);
}

VOID ENVIAR_SP( INT VARIABLE, INT MSB, INT LSB){
    fputc ( VARIABLE, COM_RELE);
    //DELAY_MS(3);
    fputc ( MSB, COM_RELE );
    //DELAY_MS(3);
    fputc ( LSB, COM_RELE );
    //DELAY_MS(3);
}

/* FUNCIONES EXTRA */

INT8 CHECKSUM( INT8 ID, INT8 MSB, INT8 LSB)
{
    RETURN ID ^ MSB ^ LSB;
}

// CALCULA CHECKSUM
INT8 CHECKSUM_5( STRUCT SP *C)
{
    RETURN C ->cmd^C->CS^ C->valid^ C->MSB^C ->LSB;
}

/* FUNCIONES PARA LABVIEW */

VOID ENVIAR_DATO( INT variable, INT8 MSB, INT8 LSB )
{
    fputc ( (INT) 0XAA, COM_PLC);
    //DELAY_MS(3);
    fputc (CHECKSUM (variable, MSB, LSB), COM_PLC);
    //DELAY_MS(3);
    fputc (variable, COM_PLC);
    //DELAY_MS(3);
    fputc (MSB, COM_PLC); // MSB
    //DELAY_MS(3);
    fputc (LSB, COM_PLC); //LSB
    //DELAY_MS(3);
}

/* FUNCIONES I2C */

VOID I2C_ENVIAR( INT VARIABLE, INT MSB, INT LSB)
{
    i2c_start ();
    i2c_write (ADDRESS); // Direccion.
    i2c_write (VARIABLE); // ComanDO
    i2c_write (MSB); // MSB
    i2c_write (LSB); // LSB
    i2c_stop ();
}

INT16 I2C_PREGUNTAR( INT VARIABLE )
{
    // Envio de set - poINTs
    // Cambio de estado
    //
    INT8 TMP1 = 0;
    INT8 TMP2 = 0;
    i2c_start ();
    i2c_write (ADDRESS);
    i2c_write ( VARIABLE );
    i2c_start ();
    i2c_write (ADDRESS + 1);
    TMP1 = i2c_read (1);
    TMP2 = i2c_read (0);
    i2c_stop ();
    RETURN make16 (TMP1, TMP2);
}

#INT_SSP

VOID SSP_isr()
{
    INT incoming;
    i2c_state = i2c_isr_state ();

    IF ( i2c_state < 0X80 ){
        //MASTER envia DATOS
        incoming = i2c_read ();
        IF ( i2c_state == 0X01 ){

```

```

    CMD = incoming;
    SP_CMD = incoming;
    }
    IF ( i2c_state == 0x02 ){
    SP_MSB = incoming;
    }
    IF ( i2c_state == 0x03 ){
    SP_LSB = incoming;
    FLAG = 1;
    }
}
ELSE IF( i2c_state == 0X80){
    SWITCH( CMD ){
        case 19:{
            BUFFER[0] = ESTADO_ACTUAL.CMDO;
            BUFFER[1] = ESTADO_ACTUAL.MSB;
            BUFFER[2] = ESTADO_ACTUAL.LSB;
            BREAK;
        }
        case 20:{
            BUFFER[0] = ESTADO_DESEADO.CMDO;
            BUFFER[1] = ESTADO_DESEADO.MSB;
            BUFFER[2] = ESTADO_DESEADO.LSB;
            BREAK;
        }
        case 21:{
            BUFFER[0] = PROTECCIONES.CMDO;
            BUFFER[1] = PROTECCIONES.MSB;
            BUFFER[2] = PROTECCIONES.LSB;
            BREAK;
        }
        DEFAULT: BREAK;
    }
    i2c_write( BUFFER[0] );
}
ELSE IF ( i2c_state == 0X81 ){
    i2c_write( BUFFER[1] );
}
ELSE IF ( i2c_state == 0x82 ){
    i2c_write( BUFFER[2] );
}
}

VOID main()
{
    setup_adc_ports (ALL_ANALOG);
    setup_adc (ADC_CLOCK_INTERNAL);
    setup_wdt (WDT_OFF);
    setup_timer_0 (RTCC_INTERNAL);
    setup_timer_1 (T1_DISABLED);
    setup_timer_2 (T2_DISABLED, 0, 1);
    setup_timer_3 (T3_DISABLED|T3_DIV_BY_1);
    setup_oscillator (False);
    init (&PSERIE);
    init (&I2C_IN );
    init_Dato(&PROTECCIONES);
    init_Dato(&ESTADO_ACTUAL);
    init_Dato(&ESTADO_DESEADO);
    init_SP (&P);
    BUFFER[0] = 0;
    BUFFER[1] = 0;
    BUFFER[2] = 0;
    enable_INTerrupts (INT_SSP);
    //enable_INTerrupts (INT_RDA);
    enable_INTerrupts (GLOBAL);
    WHILE( TRUE ){
    DELAY_MS(1000);
        AUX = PREGUNTAR_DATO( K );
        SWITCH ( K ){
            CASE 19:{
                ESTADO_ACTUAL.CMDO = K;
                ESTADO_ACTUAL.MSB = MAKE8( AUX, 1);
                ESTADO_ACTUAL.LSB = MAKE8( AUX, 0);
                BREAK;
            }
            CASE 20:{
                ESTADO_DESEADO.CMDO = K;
                ESTADO_DESEADO.MSB = MAKE8( AUX, 1);
                ESTADO_DESEADO.LSB = MAKE8( AUX, 0);
                BREAK;
            }
            CASE 21:{
                PROTECCIONES.CMDO = K;
                PROTECCIONES.MSB = MAKE8( AUX, 1 );
                PROTECCIONES.LSB = MAKE8( AUX, 0 );
                BREAK;
            }
            DEFAULT: BREAK;
        }
        IF ( FLAG == 1 ){
            ENVIAR_SP( SP_CMD, SP_MSB, SP_LSB );
            FLAG = 0;
        }
        K = K + 1;
        IF ( K == 22 ){
            K = 19;
        }
    }
}

```