



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

INFRAESTRUCTURA DE HARDWARE Y SOFTWARE PARA DESARROLLO DE  
SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN MICRO-REDES DE BAJA TENSIÓN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

MAURICIO JORGE NEUT SANTOS

PROFESOR GUÍA:

PATRICIO MENDOZA ARAYA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN

PABLO MEDINA COFRÉ

ALFREDO SCHNELL DRESEL

SANTIAGO DE CHILE

2016

RESUMEN DE MEMORIA PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: MAURICIO JORGE NEUT SANTOS  
FECHA: 21/12/2016  
PROF. GUÍA: PATRICIO MENDOZA ARAYA

## **INFRAESTRUCTURA DE HARDWARE Y SOFTWARE PARA DESARROLLO DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN MICRO-REDES DE BAJA TENSIÓN**

Las micro-redes son sistemas eléctricos que cada día adquieren mayor relevancia como solución al problema producción-distribución de energía eléctrica, entre otras cosas, por el fácil acceso a tecnologías de generación (paneles fotovoltaicos, mini-hidráulicas de pasada, turbinas de combustión, turbinas eólicas) y el avance e innovación que éstas presentan actualmente. Esto difiere del método habitual con que se resuelve la cuestión antes planteada, donde los centros de generación se encuentran emplazados en zonas lejanas a las cargas, para ubicarse ahora en cercanías de ella, usualmente en redes de media o baja tensión.

Desde el punto de vista operacional, la presencia de generación en redes de distribución provoca un cambio en el sentido usual de los flujos de potencia, derivando en un funcionamiento incorrecto de los sistemas de protección convencionales, dado que sus esquemas quedan desajustados ante el nuevo escenario de operación. Este dilema representa un tema de investigación importante en ingeniería: desarrollar un sistema de protección dinámico capaz de adaptarse rápidamente a los cambios topológicos u operacionales que la red eléctrica presente.

El trabajo de memoria realizado implementa un espacio para la Universidad de Chile destinado a la investigación y docencia de protecciones eléctricas adaptivas en media y baja tensión, dotando a la micro-red del laboratorio de Energías y Accionamiento del Departamento de Ingeniería Eléctrica con dispositivos electrónicos inteligentes para el monitoreo y control de la operación del modelo de red. Estos equipos son instalados y configurados de tal forma de comprobar su correcto funcionamiento. Esta tarea no aspira ser una referencia al momento de evaluar los dispositivos ni los fabricantes de los mismos.

Al concluir este trabajo se consigue realizar medidas de variables eléctricas en cada una de las barras monitoreadas de la micro-red, siendo posible observarlas tanto en las pantallas de los equipos como en los software utilizados para su configuración y monitoreo. Empleando en los dispositivos funciones de sobre-corriente que actúen ante un escenario simulado de falla, se logra accionar de manera remota y automática los interruptores dispuestos a la llegada de las líneas de transmisión a cada barra permitiendo una reconfiguración de la micro-red, creando adicionalmente reportes que registran la operación anómala del sistema eléctrico.

## DEDICATORIA

Al pensar en cómo comenzar esta dedicatoria, a mi mente no confluye otra imagen que la de mi madre. Por lo que, cediendo a su fuerza, empezaré dejando constancia que si existe algún motivo por el que hoy me encuentre escribiendo estas palabras en este documento (y lo que él representa) eres tú Gina Santos Moreno. Tienes un vigor y convicción que no sólo han movido tu vida, sino también han encaminado las de tus dos hijos por senderos de variedad y virtud. Este párrafo no podría hacer justicia al amor y respeto que siento por ti.

Agradezco a mi padre Mauricio Neut Contreras, por enseñarme el significado de la paciencia y fortaleza. Eres referencia en mi vida y en cómo planteo vivirla. Gracias a ti puedo decir con propiedad que tuve una infancia plena, llena de diversión, reflexión y naturaleza. Cuidaste de mí como se cuida encarecidamente el almácigo de la planta más preciada para que, llegado el momento, ésta pueda florecer con fuerza y esplendor. Gracias papá.

Cómo decirte lo que representas para mí, Martín, que antes que hermanos hemos sido muy buenos amigos. Lo que podría haber significado una frontera para nosotros, como lo es nuestra diferencia de edad, no ha sido más que otra fuerza invisible que nos mantiene unidos: yo, mayor por ventura, comparto contigo lo que me ha dejado este corto camino recorrido, mientras tú, con tu energía y juventud, equilibras la relación con las ganas de hacer, de errar sin temer. Esa soberbia indiferencia que caracteriza tu edad. Amo hablar contigo, escuchar tu opinión, verme en ti a tu edad y saber que estás creciendo hermoso y despierto. No, tus botones no, tus botones de...gomitas. Te quiero enano.

A mi amigo Bruno: un par de ojos cafés serenos y una cola gruesa y locamente activa acoplados a cuarenta kilogramos de grasa y músculos, siempre dispuesto a ir a mi encuentro con un cojín en su hocico cuando llego de visita a casa. De ti he aprendido más de lo que mucha gente podría pretender enseñarme.

A Enrique Marín, persona que tocó hondamente mi corazón: siempre estarán en mí nuestros recreos tomando mate, café, vino o lo que se nos cruzara por delante. Eres un gran camarada para distraer la mente de la rutina y entablar buenas conversaciones. Por extensión agradecer a todo el Energy Lab: todos y cada uno de ustedes hicieron que cada minuto en la facultad fuese un gran momento.

A Jaime Aranda, compañero de prácticamente la totalidad del camino recorrido en la universidad. Nos conocimos sabiendo nada. Y no es que ahora sepamos mucho más, pero hemos forjado muy buenos recuerdos en aquel intento. Madurar juntos y con una amistad como la que ofreces ha hecho las cosas más fáciles. Maururu taina.

A la comisión 21 y a toda la pandilla del viaje a Rapa Nui. Aquel retiro fue una experiencia seminal que sé no sólo a mí me ha abierto la mente ¡Un abrazo a cada uno de ustedes y gracias por tanto!

Para cerrar, quiero decirles a cada uno de los citados anteriormente, y a los que no por favor excusen la omisión, que han sido y serán una pieza muy importante de mi vida. Mucho de lo que soy y he conseguido se debe a ustedes, sus consejos y oportunidades. Eternamente agradecido.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco los aportes de General Electric mediante las gestiones de Claudio Ogaz y de E-Energy, los aportes de ABB mediante las gestiones de Luis Figueroa y Luis Cid, así como los aportes de Schneider Electric mediante las gestiones de Alex Bustos.

Finalmente, agradezco a los proyectos U-Inicia UI0010/15 y CONICYT/FONDAP/15110019 por el apoyo que han entregado a esta memoria de título.

---

## Tabla de contenido

---

1. Introducción.....	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivos .....	2
1.2.1. Objetivo general .....	2
1.2.2. Objetivos específicos.....	2
1.2.3. Alcances .....	3
1.2.4. Estructura del trabajo .....	3
2. Marco teórico.....	4
2.1. Micro-redes .....	4
2.1.1. Conceptos básicos .....	4
2.1.2. Modos de operación .....	6
2.1.3. Protecciones en micro-redes.....	8
2.2. Micro-red del laboratorio de energías y accionamiento.....	10
2.2.1. Topología de la red.....	10
2.2.2. Descripción de componentes.....	12
2.3. IED del sistema de protección.....	14
2.3.1. F35 Multiple Feeder Protection System.....	14
2.3.2. ABB relays - 650 series.....	19
2.4. Equipos de medida y protección .....	22
2.4.1. Interruptores FD160 <i>Record Plus</i> .....	22
2.4.2. Transformador de corriente .....	23
2.5. Protocolo de comunicación MODBUS .....	24

3. Metodología.....	26
3.1. Revisión bibliográfica .....	27
3.2. Reuniones con equipo docente.....	27
3.3. Revisión de la micro-red .....	27
3.4. Trabajo en la micro-red .....	28
3.5. Trabajo en IED's .....	28
3.6. Evaluación y ensayos .....	29
3.7. Resultados y conclusiones.....	29
4. Implementación .....	30
4.1. Hardware .....	30
4.1.1. Instalación de los IED's .....	30
4.1.2. Instalación de interruptores .....	32
4.1.3. Instalación de TTCC .....	32
4.1.4. Instalación del sistema de disparo .....	34
4.1.5. Conexiones eléctricas .....	35
4.1.6. Hardware del sistema de comunicación .....	42
4.1.7. Recapitulación.....	43
4.2. Software.....	45
4.2.1. Dispositivos ABB.....	45
4.2.2. Dispositivos GE.....	51
5. Resultados.....	55
5.1. Mediciones .....	55
5.2. <i>Tripping</i> de interruptores y <i>disturbance reports</i> .....	59
6. Conclusiones.....	63
7. Bibliografía.....	65

---

## Índice de figuras

---

Figura 2.1. Diagrama de conexión a la red de distintas DGs .....	6
Figura 2.2. Transferencia de potencia entre la red de distribución y la micro-red. ....	7
Figura 2.3. Zonas de protección en un SEP.....	8
Figura 2.4. Topología de la micro-red del laboratorio. ....	10
Figura 2.5. Diagrama unilineal de un módulo de barra de la micro-red.....	11
Figura 2.6. Diagrama de bloques de un UR y su conexión con otros dispositivos. ....	15
Figura 2.7. Operación cíclica de un equipo de la serie UR. ....	16
Figura 2.8. Terminales en el tablero posterior del F35.....	17
Figura 2.9. Relés form-A y sus posibles conexiones con monitoreo. ....	19
Figura 2.10. Terminales en el tablero posterior de relés ABB serie 650.....	20
Figura 2.11. Trama para un mensaje MODBUS RTU. ....	25
Figura 3.1. Línea de tiempo de tareas del proyecto.....	26
Figura 4.1. Disposición de los equipos en rack bastidor. ....	31
Figura 4.2. Transformadores de corriente instalados en la micro-red. ....	33
Figura 4.3. Esquema de conexión para el disparo de un interruptor. ....	34
Figura 4.4. Conexión de las medidas de tensión por el REC650. ....	36
Figura 4.5. Conexión de las medidas de corriente por el REC650.....	37
Figura 4.6. Esquema de conexión de medidas de corriente y voltaje por el REL650.....	39
Figura 4.7. Esquema de conexión de las mediciones del F35. ....	40
Figura 4.8. Conexión del sistema de disparo.....	42

Figura 4.9. Esquema de conexión para la comunicación del sistema de protecciones.....	43
Figura 4.10. Relés de monitoreo y control y su disposición en la micro-red del laboratorio.....	44
Figura 4.11. Estructura del proyecto en Lab Energia en PCM600.....	46
Figura 4.12. Diagrama de bloques para la aplicación del REC650.....	48
Figura 4.13. Medición de señales y herramienta gráfica para sus fasores.....	53
Figura 4.14. Asignación de una variable virtual a un contacto de salida en el F35. ....	54
Figura 5.1. Valores de variables eléctricas a la entrada del F35, a través de su LHMI.....	57
Figura 5.2. Mediciones de corriente por el F35.....	58
Figura 5.3. Fasores de las señales medidas de corriente y voltaje.....	58
Figura 5.4. <i>Disturbance Handling Tool</i> . Listado de anomalías percibidas por el REC650. ....	59
Figura 5.5. Curva de señales eléctricas ante operación anómala detectada por el REC650. ....	60
Figura 5.6. Valores de verdad de función del F35 antes, durante y después de una anomalía. ....	61
Figura 5.7. Curva de las señales eléctricas ante una operación anómala detectada por el F35.....	62

---

## Índice de tablas

---

Tabla 2.1. Parámetros de líneas de la micro-red.....	11
Tabla 2.2. Valores base para la micro-red. ....	11
Tabla 2.3. Condiciones de operación puertos de entrada analógicos de corriente F35.....	17
Tabla 2.4. Condiciones de operación puertos de entrada analógicos de voltaje F35. ....	17
Tabla 2.5. Características de los módulos 67, 6D y 6P. ....	18
Tabla 2.6. Designación de los terminales de relés.....	20
Tabla 2.7. Módulos de entrada analógica relés ABB serie 650.....	21
Tabla 2.8. Condiciones de operación puertos de entrada analógicos de corriente ABB.....	22
Tabla 2.9. Condiciones de operación puertos de entrada analógicos de voltaje ABB. ....	22
Tabla 2.10. Valores nominales interruptor FD160. ....	23
Tabla 2.11. Valores nominales de transformadores de corriente .....	24
Tabla 4.1. Designación de colores para el sistema trifásico.....	35
Tabla 4.2. Reasignación de colores para medidas de tensión.....	38
Tabla 4.3. Configuración de los módulos de entrada de las señales de medida. ....	50
Tabla 4.4. Configuración de la función de sobrecorriente. ....	51
Tabla 4.5. Configuración de la función de <i>trip</i> .....	51
Tabla 4.6. Configuración de la función controladora de un <i>breaker</i> .....	51
Tabla 5.1. Valores de variables eléctricas a la entrada del REC650, a través del LHMI.....	56
Tabla 5.2. Valores de variables eléctricas mediante funciones de medición del REC650.....	57

### 1.1 Motivación

Una micro-red se conceptualiza como una red eléctrica integrada por fuentes de energía distribuida (en su mayoría renovables), generalmente con dispositivos de almacenamiento de energía, para suministrar electricidad a una demanda local. Las micro-redes se dividen además entre aquellas que se encuentran conectadas al sistema eléctrico (y se utilizan para aumentar la confiabilidad de suministro de la carga local) y aquellas que operan de forma aislada (y cuentan con la capacidad de autoabastecerse).

Las micro-redes proporcionan a los usuarios los beneficios de mayor confiabilidad y calidad de servicio en caso de ser una micro-red conectada, o proporcionan autoabastecimiento y alta penetración renovable en caso de una micro-red aislada. Para poder lograr desarrollar estas micro-redes con capacidad de operación en isla (en operación normal o en caso de fallo de la red principal) es necesario resolver problemas técnicos, como balance de potencia y energía, de calidad de servicio y de protección en su operación.

Uno de los más cruciales desafíos actuales en las micro-redes se encuentra en sus protecciones eléctricas, que impacta fuertemente en el control y operación segura de dicha red. Las protecciones convencionales, diseñadas para fallas de alta corriente, no aplican directamente para las micro-redes, por lo que se deben estudiar nuevos métodos de protección.

Las protecciones en micro-redes deben ser capaces de responder a fallas ocurridas en la red eléctrica, así como aquellas que se producen dentro de la micro-red misma. Cuando la falla ocurre en la red eléctrica, la acción deseable puede ser aislar la micro-red de la red principal, tan rápido como sea posible para proteger los distintos componentes. Sin embargo, estas protecciones deben funcionar tanto en modo conectado a la red como en modo isla, lo cual presenta un desafío en su coordinación. El problema surge ante los cambios en la topología y variaciones en las corrientes de cortocircuitos, que imposibilitan utilizar un esquema de protección tradicional. Además, surgen nuevos problemas, como la detección eficaz de la condición de isla y la

ocurrencia de inversión de potencia en diversos puntos de la micro-red. Estos desafíos son actual tema de investigación a nivel mundial.

Los sistemas de medición son también primordiales para el buen funcionamiento de una micro-red. Una micro-red, si no es bien controlada, podría desmejorar la calidad de suministro, particularmente cuando opera aislada del sistema eléctrico. Los sistemas de monitoreo y control, basados en mediciones de alta calidad, pueden ayudar a mejorar índices de calidad de la energía como el contenido armónico, distorsión armónica, flicker, huecos de tensión e interrupciones, entre otros.

Con estas nociones presentes se propone la creación de una infraestructura que proporcione las condiciones necesarias para la realización de pruebas y estudios de operación deseados de una micro-red tipo con un sistema de protecciones asociado a ella. Para desarrollar este sistema se hará uso de diversos elementos que dispone el Centro de Energía (CE) como equipos de generación distribuida (generador diesel, planta fotovoltaica y generador eólico), consumos eléctricos (cargas activas y reactivas variables y cargas no lineales) y un modelo de red eléctrica que permite simular tanto sistemas de transmisión como de distribución.

Las protecciones a utilizar en el modelo de red eléctrica se coordinarán con un relé inteligente F35 de General Electric (GE) y dos relés donados por ABB para fines académicos e investigativos. Se montará en el rack de dispositivos electrónicos inteligentes un medidor digital ION8600 de fabricación Schneider Electric, quedado disponible para su eventual configuración y modificación en futuros proyectos.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo general**

1. Implementar un laboratorio que permita realizar pruebas de protecciones en baja tensión en un esquema de micro-redes, que sienta las bases para futuros desarrollos en investigación en protecciones.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

1. Instalar en el laboratorio de “Energía y Accionamiento” un relé F35 Multiple Feeder Protection System (GE).
2. Instalar en el laboratorio de “Energía y Accionamiento” un relé REC650 – Bay Control y un REL650 – Line Distance Protection (ABB).
3. Instalar en la micro-red del laboratorio de “Energía y Accionamiento” *circuit breakers* capaces de ser accionados de manera remota por los dispositivos antes mencionados.
4. Establecer un enlace físico entre los dispositivos electrónicos inteligentes y las unidades de accionamientos a implementar en la micro-red.
5. Implementar una red de comunicaciones entre los equipos empleados en el sistema de protección y un servidor destinado para el monitoreo y control de la red.
6. Realizar medidas de variables eléctricas durante la operación de la micro-red y comprobar el funcionamiento del sistema de protección implementado.

### **1.2.3 Alcances**

Este trabajo tiene como finalidad implementar nuevos equipos a la red eléctrica del laboratorio del cuarto piso del Departamento de Ingeniería Eléctrica, de forma de dotar a la Universidad de Chile con un modelo de micro-red para fines docentes y de investigación académica.

Aparte de equipar con nuevos elementos la micro-red del Laboratorio de Energías y Accionamiento, se realizará una inspección sobre los elementos ya existentes y se recompondrán si el caso así lo amerita.

En el presente trabajo no se evalúa el desempeño de cada dispositivo electrónico inteligente implementado ni otro equipo empleado en el red en cuanto a su diseño y fabricación, sino en el trabajo que realizan de manera conjunta. La documentación generada no pretende ser un determinante a la hora de adquirir o renovar equipos de similares aptitudes.

### **1.2.4 Estructura del trabajo**

Este trabajo de memoria se presenta dividido en siete capítulos. Cada uno de los capítulos y los temas que éstos abarcan se describen a continuación:

El primero de los capítulos corresponde a la introducción del tema de trabajo, el objetivo general y los objetivos específicos planteados, los alcances de la memoria y la estructura que seguirá el informe de la labor realizada.

El capítulo segundo presenta los elementos utilizados durante el desarrollo de la memoria, así también el lugar donde se desenvuelve todo lo tratado: la micro-red. Se describen las micro-redes desde una perspectiva eléctrica y sistemática, para luego presentar el modelo de red existente en dependencias de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.

El capítulo tres establece la metodología seguida para el desarrollo del trabajo de memoria, con el fin de cumplir los objetivos planteados en un comienzo.

En el cuarto de los capítulos se trata la implementación de los distintos nuevos elementos instalados y configurados en la micro-red, Este capítulo se sub-divide en dos secciones, de acuerdo a la distinta orientación de los trabajos realizados: en el primero se presentan las tareas a nivel de hardware, para posteriormente dar paso a lo cometido a nivel de software en los dispositivos electrónicos inteligentes.

El capítulo quinto expone los resultados de distintos ensayos a los que fue sometida la micro-red con el nuevo sistema ya implementado, con el fin de validar el mismo. Se realizan medidas de las variables eléctricas a través de los IED's y pruebas de accionamiento remoto de los interruptores instalados.

Las conclusiones finales del trabajo de memoria están contenidas en el sexto capítulo del presente informe.

En el capítulo siete se listan las referencias bibliográficas utilizadas en la memoria.

## 2.1 Micro-redes

### 2.1.1 Conceptos básicos

Una micro-red es un sistema eléctrico individual, independiente y controlable compuesto por una o más fuentes de energía (generación distribuida y/o almacenamientos de energía), cargas y dispositivos de control, donde la generación se encuentra emplazada en proximidad de la demanda. Gracias a su capacidad de control, protección y gestión autónoma, una micro-red puede ser operada tanto en paralelo con la red principal como aislada de ésta.

Las micro-redes pueden ser consideradas como un pequeño sistema eléctrico que incorpora generación, transmisión y distribución capaz de alcanzar un balance en potencia y una ubicación óptima de fuentes de energía en un área determinada. Se caracterizan por operar en bajos niveles de tensión (comúnmente a niveles de distribución de 10 [kV] o menos) y de poseer capacidades menores a 10 [MVA] (pequeñas comparadas con el resto del sistema eléctrico al que esté conectado).

Desde el punto de vista operacional, una micro-red está equipada con variada electrónica de potencia que la provee de interfaces y control, otorgando la flexibilidad requerida que asegure una correcta operación de la micro-red cumpliendo con estándares de seguridad y calidad de la energía.

Las principales diferencias entre un sistema convencional de energía y una micro-red pueden ser sintetizadas como sigue:

- La generación y almacenamiento de energía es de mucha menor capacidad respecto a las de grandes sistemas eléctricos de potencia.
- La potencia generada a niveles de distribución puede ser directamente conectada a la red convencional de distribución.

- La generación está normalmente instalada en cercanías del consumidor.

Los elementos que en integridad conforman una micro-red son la generación distribuida (DG por las siglas en inglés de *Distributed Generation*), cargas, almacenamientos de energía (ES por las siglas en inglés de *Energy Storage*) y dispositivos de control. Una micro-red actúa como una entidad individual respecto de la red a la que esté conectada. Esta conexión se realiza a través de un único punto llamado punto de acoplamiento común (PCC por las siglas en inglés de *Point of Common Coupling*). A continuación los conceptos antes mencionados son descritos en el contexto de una micro-red:

- DG: La generación puede ser de múltiples tipos, tanto de la fuente primaria de energía de la que se deriva como de tecnología empleada. Las de mayor uso son los sistemas fotovoltaicos (PV por las siglas en inglés de *Photovoltaic*), eólicos y celdas de combustibles; o sistemas *Combined Heat and Power (CHP)* o *Combined Cooling, Heat and Power (CCHP)*, los que proveen de calor a los consumidores locales, aumentando consecuentemente la eficiencia y flexibilidad de la DG.
- Cargas: Con este concepto se hace referencia a los retiros de potencia y energía en el sistema, tanto a demandas comunes como demandas críticas.
- ES: Los almacenamientos de energía otorgan la posibilidad de desacoplar temporalmente la energía desde que es generada hasta que es consumida. Estos sistemas significan un respaldo mayor para la micro-red, pudiendo destinar esta energía a cargas cuyo nivel de importancia hacen que sean consideradas como prioritarias. Las formas en las que se produce el almacenamiento comprende aspectos físicos, químicos y electromecánicos.
- Dispositivos de control: Estos elementos constituyen el sistema de control para las DGs, ESs, transferencia a través del PCC y transición entre los modos de ‘conectada a la red convencional’ a ‘asilada de la red convencional’. Con ellos se facilita el monitoreo a tiempo real y la gestión energética de la micro-red.

El concepto de fuente de energía (DER por las siglas en inglés de *Distributed Energy Resource*) se define como los elementos que pueden inyectar energía a la red, ya sea mediante la propia generación o debido al almacenamiento previo de ésta. Múltiples tipos de DERs son integradas en una micro-red a través de diferentes modos:

- Fuentes AC-DC-AC: Fuentes de energía que producen en corriente alterna, pero no a la frecuencia de la micro-red, son aquellas que entran en esta categoría. Ejemplos de este tipo de fuentes son turbinas eólicas AC y micro-turbinas de eje único. La corriente alterna debe ser rectificadas a través de un convertidor para ser devuelta a una expresión alterna, mediante un inversor, con los parámetros requeridos por la red. La conexión de este tipo de elementos se muestra en la Figura 2.1(a).
- Fuentes DC: Corresponden a las fuentes de energía que entregan corriente continua. Tipos de fuentes DC son las celdas de combustible, celdas fotovoltaicas, turbinas eólicas DC y baterías o acumuladores. Estos elementos son conectados a la micro-red mediante un inversor, como se muestra en la Figura 2.1(b).
- Fuentes AC: Los medios de generación que producen corriente alterna a la frecuencia de la red. Es posible catalogar a pequeños generadores sincrónicos y turbinas eólicas asincrónicas como fuentes AC. Estos tipos de sistemas pueden ser conectados directamente a la micro-red sin la necesidad de utilizar un inversor, como se aprecia en la Figura 2.1(c).

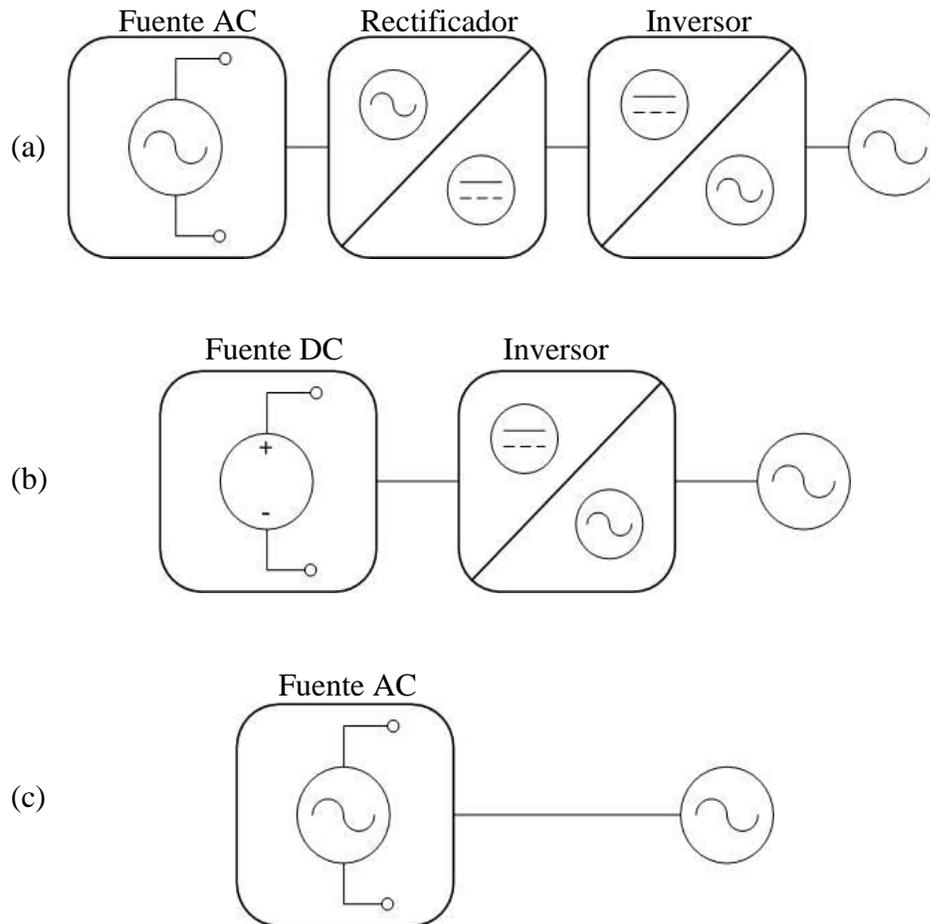


Figura 2.1. Diagrama de conexión a la red de distintas DGs

### 2.1.2 Modos de operación

Una micro-red puede operar tanto ‘conectada a la red’ como ‘aislada de la red’, pudiendo el primer modo admitir una subdivisión en dos estados: operación bajo balance de potencia (*power-matched operation*) y bajo desbalance de potencia (*power-mismatched operation*) de acuerdo a las transferencias que existan para con la red convencional.

La micro-red se conecta con el sistema de distribución mediante el PCC, tal como se observa en la Figura 2.2, a través del cual fluye la potencia activa y reactiva que resulta del intercambio entre ambos sistemas eléctricos,  $\Delta P$  y  $\Delta Q$ , respectivamente.

Cuando  $\Delta P = 0$  y  $\Delta Q = 0$ , la corriente que circula por el PCC es cero, indicando que en la micro-red se ha alcanzado un balance de potencia entre la generación (DG) y las cargas, siendo innecesario una transferencia entre la red de distribución y la micro-red.

Cuando  $\Delta P \neq 0$  y  $\Delta Q \neq 0$ , la corriente que circula por el PCC es distinta de cero, existiendo una transferencia de potencia entre la red de distribución y la micro-red. De este modo,  $\Delta P < 0$  indica una excedencia de generación en la micro-red que es inyectada a la red de distribución, luego que la potencia producida por las GDs confluyeran hacia las cargas. Si  $\Delta P > 0$ , la electricidad producida por las GDs resulta insuficiente para abastecer los consumos de la micro-red, requiriendo importar dicho déficit desde la red convencional. Análogamente se tiene una

excedencia de potencia reactiva cuando  $\Delta Q < 0$  y un déficit cuando  $\Delta Q > 0$ . Todos estos casos de operación corresponden al modo de desbalance de potencia.

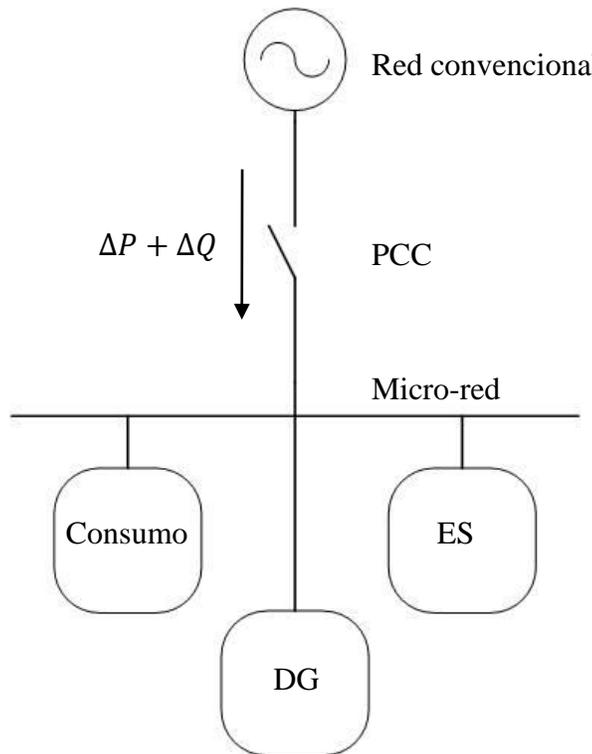


Figura 2.2. Transferencia de potencia entre la red de distribución y la micro-red.

### 2.1.2.1 Operación ‘conectada a la red’

En el estado ‘conectada a la red’, la micro-red se encuentra unida eléctricamente a la red convencional mediante el PCC, pudiéndose producir intercambio de potencia entre ambos sistemas eléctricos.

1. Cuando los DER de la micro-red son deficitarios respecto a los consumos de la misma, ésta puede pasar directamente al modo ‘conectada a la red’ mediante el control de conexión a la red. Análogamente, estando conectada a la red puede desconectarse directamente de ésta mediante el control de desconexión.
2. En el caso que la red principal presente problemas y los DER de la micro-red permitan suplir la totalidad (o parcialidad) de sus consumos, puede pasar al estado ‘asilada de la red’ directamente mediante el control de desconexión y, estando ‘asilada de la red’, volver a conectarse al sistema de distribución mediante el control de conexión red-a-red.
3. Cuando la micro-red opere ya sea en paralelo con la red de distribución o aislada de ésta, la micro-red puede ser apagada mediante el control de apagado.

### 2.1.2.2 Operación ‘aislada de la red’

Si la micro-red opera ‘aislada de la red’ se indica que dicho sistema se encuentra desconectado del sistema de distribución al que suele estar conectado a través del PCC, debido a una falla o por necesidad, pasando a operar de manera independiente sus DGs, ESs y cargas.

En este estado, debido al aislamiento eléctrico respecto al sistema convencional, toda la energía que confluye hacia las cargas es producida en la propia micro-red. Lo anterior fuerza hacer una lista prioritaria de cargas basado en sus importancias y en lo crítico que represente para ellas mantener un abastecimiento constante de energía.

### 2.1.3 Protecciones en micro-redes

Generalmente un sistema de distribución (incluyendo las micro-redes) es dividida en zonas locales de protección. Los criterios con los cuales los sistemas de protección son diseñados son los siguientes:

- Sensibilidad: Los sistemas de protección deben ser capaces de identificar condiciones anormales de funcionamiento que excedan cierto umbral límite de operación.
- Selectividad: Los sistemas de protección deben desconectar sólo el área fallada (o la menor porción que la contenga) en orden de minimizar consecuencias.
- Velocidad: Los relés de protección deben responder a condiciones anormales de funcionamiento en el menor tiempo posible con la intención de evitar daños a equipos y dispositivos.

Estos criterios básicos pueden ser extendidos teniendo en consideración:

- Confianza: El sistema de protección debe responder correctamente cuando sea requerido (detección y desconexión de fallas) y deben ser diseñados de manera de llevar a cabo su tarea incluso si ellos mismos se encuentran en algún evento anormal de operación.
- Seguridad: Los sistemas de protección no deben operar cuando no sean requeridos (desestimando transientes del sistema que puedan ser interpretados como fallas).
- Redundancia: Los sistemas de protección deben cumplir con funciones redundantes en su operación en orden de mejorar su desempeño.
- Costo: Debe buscarse un óptimo en el mejor sistema de protección al menor costo posible.

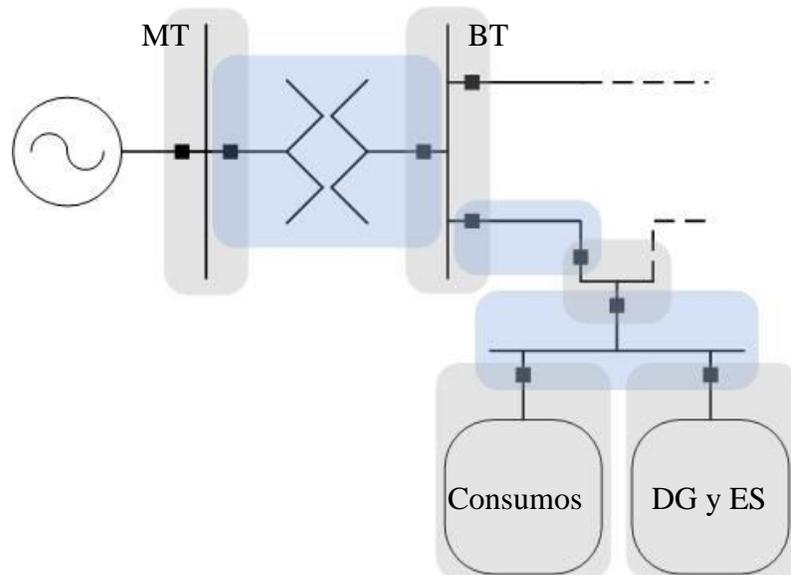


Figura 2.3. Zonas de protección en un SEP.

### 2.1.3.1 Protección de sobre-corriente y de sobre-corriente direccional

La protección de una red de distribución, donde los alimentadores son radiales con cargas en *tap-off* conectadas a ellos, son usualmente diseñados asumiendo un flujo unidireccional de potencia. Este medio de protección está basado en una detección de corrientes altas de fallas utilizando fusibles, switches termo-magnéticos y estaciones de *circuit breakers* (CB) con relés (ANSI<sup>1</sup> 51) de sobre-corriente (OC por las siglas en inglés de *Over-Current*) con la capacidad de actuar en función de la relación corriente-tiempo de duración.

### 2.1.3.2 Protección de distancia

La protección de líneas utilizando relés de distancia (ANSI 21) es una práctica común en ciertas empresas eléctricas. El relé de distancia compara la corriente de falla respecto al voltaje en el lugar de ubicación del relé para calcular la impedancia que aparece desde su ubicación hasta el punto de falla.

Generalmente un relé de distancia posee tres zonas de protección, que usualmente suelen definirse como:

- Zona 1: El relé ‘observa’ entre el 80 – 85% del largo de la línea a proteger.
- Zona 2: El relé ‘observa’ el 100% del largo de la línea a proteger, más el 50% del largo de la línea siguiente.
- Zona 3: El relé ‘observa’ el 100% del largo de la línea a proteger, más el 100% del largo de la línea siguiente, más el 25% de una tercera línea.

Si una falla ocurre en la zona de protección del relé y la impedancia medida es menor a la predeterminada en su configuración, el relé actúa disparando el CB.

Este medio de protección se ve fuertemente afectado por la inserción de ESs y cargas, debido a que la impedancia medida de un relé de distancia está en función de las corrientes de alimentación y pueden causar que el relé opere incorrectamente (pérdida de sensibilidad).

### 2.1.3.3 Protección diferencial

Los relés de sobre-corriente diferencial (ANSI 87) son mayormente utilizados para proteger elementos individuales importantes como generadores o transformadores.

Este sistema de protección, debido a que es ampliamente utilizado en alta tensión, puede considerarse una tecnología madura en relación a las primeras. Esta razón explica que los esquemas utilizados en alta tensión basados en este tipo de relés sean adaptados para ser utilizados en redes de distribución como protección principal de alguna zona u equipos y, como apoyo, se le configura una protección de sobre-corriente.

Teóricamente, la protección basada en la ley de Kirchhoff es el mejor esquema para barras, líneas y transformadores en sub-estaciones. Para esta protección, sólo las corrientes de ambos lados del

---

<sup>1</sup> ANSI: *American National Standards Institute*

elemento a proteger son medidas y comparada respecto a las propias del caso normal de operación, dependiendo de cuánta sensibilidad se requiera para el caso.

## 2.2 Micro-red del laboratorio de energías y accionamiento

En dependencias del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile se cuenta con una red eléctrica que modela los fenómenos de transmisión de energía eléctrica. La descripción tanto de la red como de sus componentes es detallada en [1]. Los aspectos más importantes se mencionan a continuación.

### 2.2.1 Topología de la red

La topología de la micro-red trifásica del laboratorio cuenta con seis barras, conectadas como se muestra en la Figura 2.4.

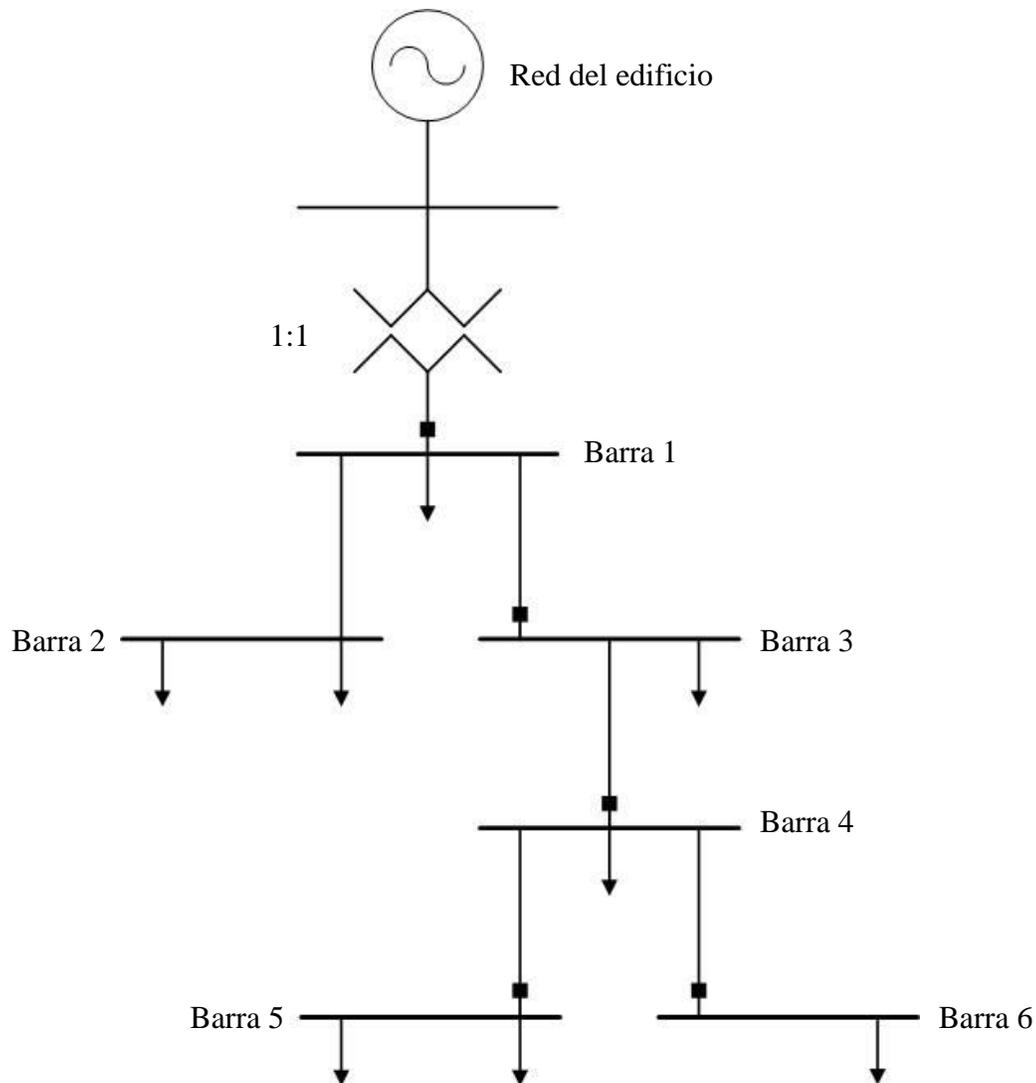


Figura 2.4. Topología de la micro-red del laboratorio.

Las líneas están diseñadas de tal forma de simular sistemas de transmisión o de distribución según se desee. Los parámetros del circuito se exponen en la Tabla 2.1. La Tabla 2.2 muestra los valores nominales de la red que son usados como valores base para cálculos del sistema.

Línea	$R$ [ $\Omega$ ]	$X$ [ $\Omega$ ]
L12	0,78590384	0,37474596
L13	0,88565017	0,72806038
L34	1,00113985	0,48939002
L45	1,27147659	0,55283342
L46	0,83676405	0,35729613

Tabla 2.1. Parámetros de líneas de la micro-red.

$S_{base}$	10000	[VA]
$V_{base}$	380	[V]
$Z_{base}$	14,44	[ $\Omega$ ]
$I_{base}$	26,32	[A]

Tabla 2.2. Valores base para la micro-red.

La Figura 2.5 muestra el diagrama unilineal de una barra de la micro-red. Cuando el interruptor principal se encuentra cerrado (tablero principal del laboratorio) se energizarán las fases de la micro-red. El resto de los componentes del sistema quedará energizado dependiendo del estado de los botones de emergencia de la micro-red. Estos botones, conectados a sus respectivos contactores, se encuentran instalados en serie respecto a los botones de las otras barras, de modo de sólo bastar presionar uno de ellos para desenergizar el sistema entero actuando sobre K1. Los contactores se encuentran normalmente cerrados, por lo que si no se ejecuta la acción de control (presionar el botón de emergencia) estos contactos permanecen cerrados, lo que permite el traspaso de energía hacia el resto del circuito.

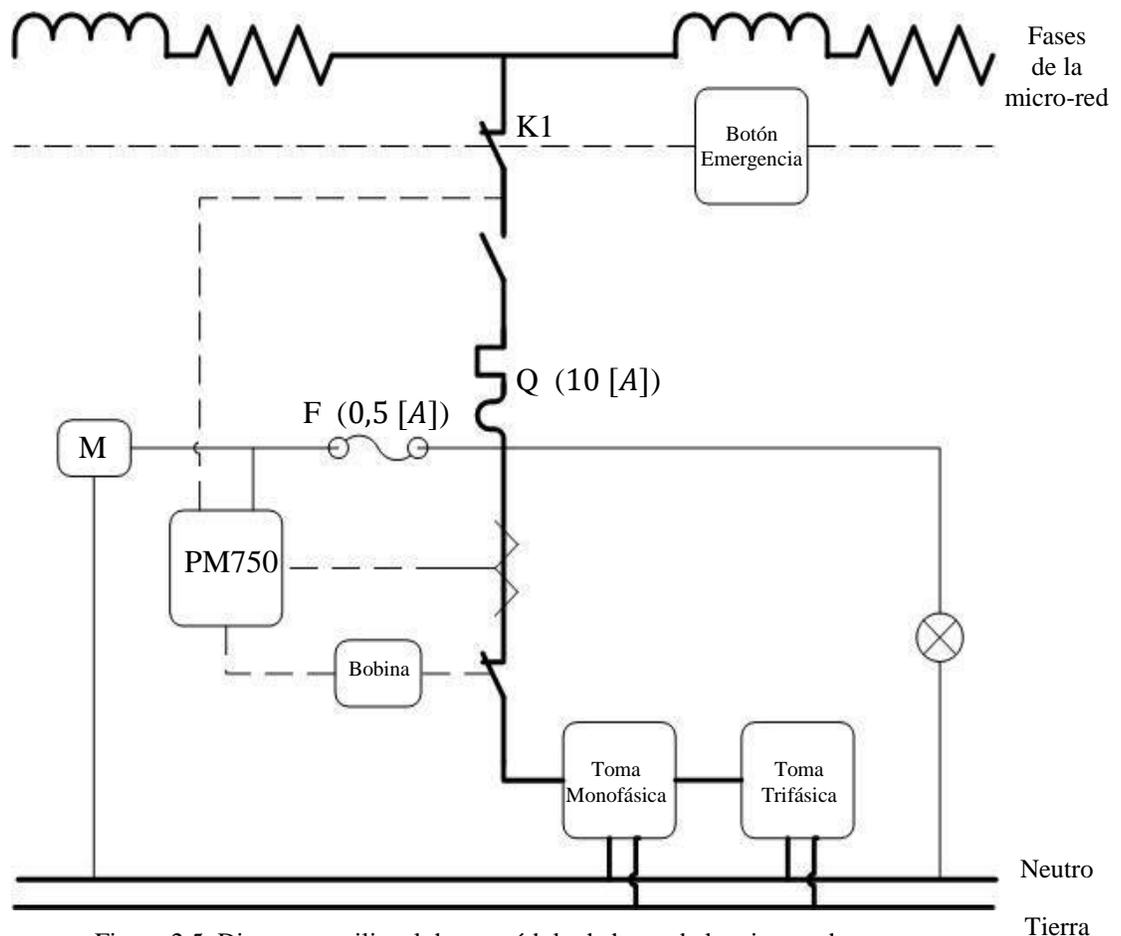


Figura 2.5. Diagrama unilineal de un módulo de barra de la micro-red.

Posterior al contactor K1 se encuentra un elemento de protección termo-magnético Q, cuya función es proteger al sistema frente a sobrecargas (actúa por corriente hacia la carga superior a la nominal, de acción lenta) y a cortocircuitos (actúa por corrientes varias veces superior a la corriente nominal, de acción rápida).

Luego del elemento termo-magnético Q, se encuentran en paralelo (de izquierda a derecha en el diagrama de la Figura 2.5):

- Una sección de medidas del circuito, dónde se encuentra el PM750 (ver sección 2.2.2.1) y los terminales de medida M, protegida ante sobre-corriente por protectores fusibles F. En el módulo PM se pueden obtener valores de tensión, corriente y potencia entre otros, pero se prefiere que para la experiencia de laboratorio se utilicen los datos registrados por el software OPC, debido a que tienen una mayor precisión. Cabe destacar que las medidas de tensión se toman directamente del circuito entre el contactor K1 y el termo-magnético Q, en cambio la señal de corriente se toma a través de un transformador de corriente aguas debajo de Q. Los terminales de medida se utilizan en la experiencia para medir la diferencia angular con respecto a una barra de referencia, dato que no se puede extraer desde el software. Este valor se obtiene a través de un analizador de calidad de potencia modelo HIOKI 3196 disponible en el laboratorio.
- El circuito de fuerza, a través del cual se conectarán cargas monofásicas o trifásicas, y donde, como se señaló anteriormente se toma la muestra de corriente que recoge el PM.
- Un set de luces piloto, cuya función es señalar visualmente la presencia de tensión en cada una de las fases.

Para poder alimentar las cargas en el circuito de fuerza, ya sean monofásicas o trifásicas es necesario cerrar el contactor K2 (normalmente abierto), el cual se acciona a través del software OPC, que envía una señal al PM y éste a su vez envía una señal a un relé que opera sobre K2, cerrándolo y permitiendo la circulación de corriente hacia las cargas.

## **2.2.2 Descripción de componentes**

En la sección 2.2.1 se muestra con cierto nivel de detalle el funcionamiento de un módulo de la micro-red, sin ahondar en los componentes que la constituyen. A continuación, se dará una breve descripción de los dispositivos eléctricos que componen estos módulos.

### **2.2.2.1 Central de medida PM750**

La central de medida PM750 permite la medición de variables eléctricas como tensión, intensidad de corriente, energía y potencia. Además permite la comunicación para la monitorización y control a través del protocolo MODBUS.

### **2.2.2.2 Transformadores de medida**

Los transformadores de medida TT/MM, si bien son transformadores que funcionan a partir de los mismos principios básicos de cualquier transformador, se pueden distinguir en función de sus fines y de los atributos buscados en ellos.

Se pretende que:

- Permitan obtener una muestra reducida y proporcional de las tensiones o corrientes primarias.
- Aíslen los circuitos secundarios respecto del sistema primario.
- No perturben con su presencia el sistema primario. En otras palabras, que las tensiones o corrientes en el primario de estos transformadores sean establecidos o impuestos sólo por los demás elementos del sistema primario.

Constructivamente, los transformadores de potencial TT/PP deben buscar la minimización de las impedancias de fuga (conductores sobredimensionados y disposición de enrollados que minimicen los flujos de fuga). Por su parte, los TT/CC deben maximizar la impedancia de magnetización, por lo que el énfasis se pone en el diseño de su núcleo.

### **2.2.2.3 Interruptores termo-magnéticos o automáticos**

Estos dispositivos están destinados a la protección de los circuitos ubicados aguas debajo de él. Actúan con un porcentaje por encima de la corriente nominal por acción térmica o por acción de una sobrecarga de varias veces la corriente nominal por acción magnética.

Su principio de funcionamiento es tal que, al circular una corriente por un electroimán, crea una fuerza tal que mediante un dispositivo mecánico adecuado tiende a abrir un contacto, el cual sólo se abre si la intensidad  $I$  que circula por la carga sobrepasa el límite de intervención fijado. Este nivel de intervención suele estar comprendido entre 3 y 20 veces la intensidad nominal (la intensidad de diseño del interruptor termo-magnético) y su actuación es de aproximadamente unas 25 milésimas de segundo, lo cual lo hace muy seguro por su velocidad de reacción. Esta parte está destinada a la protección frente a los cortocircuitos, donde se produce un aumento muy rápido y elevado de corriente.

La otra parte está constituida por una lámina bimetálica que, al calentarse por encima de un determinado límite, sufre una deformación y pasa a una posición que provoca la apertura del contacto, mediante el correspondiente dispositivo mecánico. Este proceso es el encargado de proteger de corrientes que, aunque son superiores a las permitidas por la instalación, no llegan al nivel de intervención del dispositivo magnético. Esta situación es típica de una sobrecarga.

### **2.2.2.4 Contactores**

Un contactor es un componente electromecánico que tiene por objetivo establecer o interrumpir el paso de corriente, ya sea en el circuito de potencia o en el circuito de mando, tan pronto se de tensión a la bobina (en el caso de ser contactores instantáneos). Este elemento cuenta con la posibilidad de ser accionado a distancia y tiene dos posiciones de funcionamiento: una estable o de reposo, cuando no recibe acción alguna por parte del circuito de mando, y otra inestable, cuando actúa dicha acción. En los esquemas eléctricos, su simbología se establece con las letras KM seguidas de un número de orden.

### **2.2.2.5 Fusibles**

Dispositivo constituido por un soporte, un filamento o lámina de un metal o aleación de bajo punto de fusión que se intercala en un punto determinado de una instalación eléctrica para que se funda, por efecto Joule, cuando la intensidad de corriente supere (por un cortocircuito o un exceso de carga) un determinado valor que pudiera hacer peligrar la integridad de los conductores de la instalación con el consiguiente riesgo de incendio o destrucción de otros elementos.

### **2.2.2.6 Relé**

El relé es un dispositivo electromecánico que funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico en el que, por medio de una bobina y un electroimán, se acciona un juego de uno o varios contactos que permiten abrir o cerrar otros circuitos eléctricos independientes.

Dado que el relé es capaz de controlar un circuito de salida de mayor potencia que el de entrada, puede considerarse, en un amplio sentido, como un amplificador eléctrico.

### **2.2.2.7 Luces piloto**

Son luces que indican la presencia de tensión en un circuito o la condición normales de un sistema o dispositivo existente. Una luz piloto es también conocida como una luz monitor o de monitor.

## **2.3 IED del sistema de protección**

La actuación de los componentes del sistema de protección a implementar en la red del cuarto piso quedará supeditada a las acciones de control que ejerzan los dispositivos electrónicos inteligentes que estarán a cargo de medir distintos puntos de la red de forma de acceder a diversas variables de la misma y así determinar el estado de operación en la que se encuentra.

Los equipos disponibles para el proyecto corresponden a comodatos entregados a la Universidad de Chile por parte de las empresas fabricantes. General Electric ha proporcionado el F35, relé multi-modular con gran cantidad de puertos de entrada y salida de información digital y/o analógica; ABB ha proporcionado los relés REL650 y REC650, que si bien no tienen el carácter de multi-protección que brinda el F35, sí poseen funciones particulares que el primero no, como la sincronización de elementos donde la frecuencia es variable fundamental.

### **2.3.1 F35 Multiple Feeder Protection System**

El relé multi-modular F35 de la serie UR (Universal Relay) es un equipo multifuncional basado en microprocesadores diseñado para la protección de hasta cinco alimentadores con mediciones de tensión en las barras o de hasta seis alimentadores en ausencia de medidas.

El relé F35 proporciona la protección para casos de sobrecorrientes por línea y caídas de tensión. Además, cuenta con funciones de control para operaciones en bajas frecuencias, reconexión de interruptores, diagnósticos de falla y acciones sobre RTU<sup>2</sup>.

Los elementos pertenecientes a la serie UR contienen una unidad central de procesamiento (CPU) que manipula variados tipos de señales de entrada y salida. La comunicación de un UR puede establecerse mediante una red de área local (LAN) ya sea con otro elemento UR, la interfaz del operador, o un equipo de programación, tal como muestra la Figura 2.6.

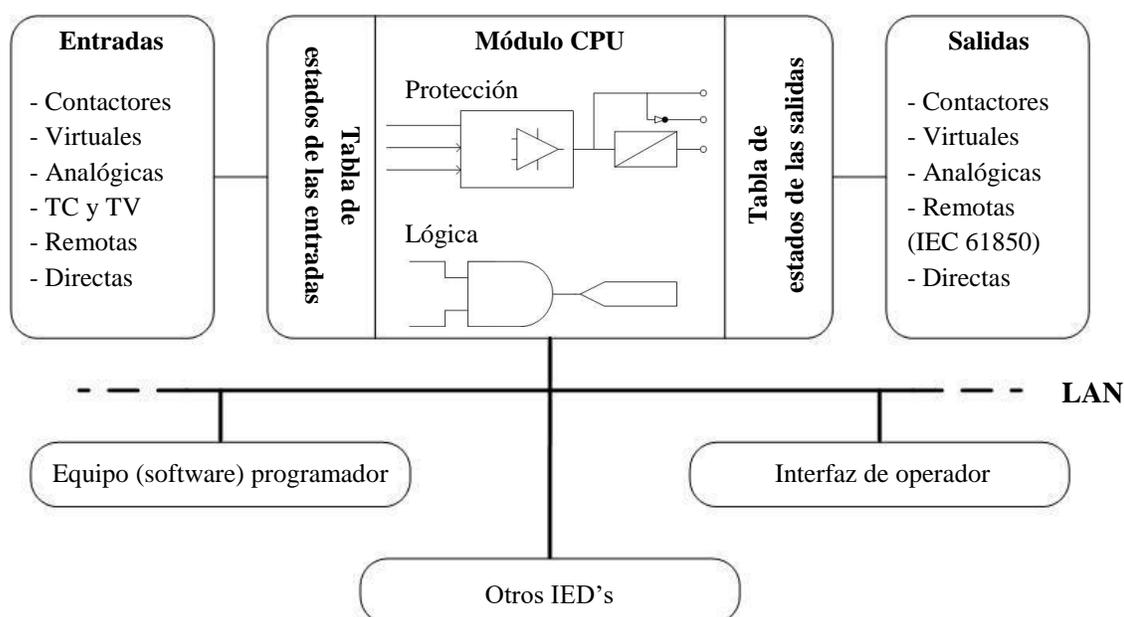


Figura 2.6. Diagrama de bloques de un UR y su conexión con otros dispositivos.

A nivel interno la arquitectura de un UR puede agruparse en tres grupos, de acuerdo a las actividades y elementos con los que trabajan:

- **Entrada:** En esta capa es donde se reciben las señales provenientes del exterior hacia el procesador del equipo. Los elementos de entrada pueden ser tanto analógicos como digitales. Éstos son posteriormente aislados y convertidos en señales lógicas para el posterior uso del relé.
- **CPU:** En este módulo se encuentra el firmware que provee la protección para los dispositivos externos. En su interior la manipulación de las señales antes convertidas se realiza mediante algoritmos lógicos o puertos de lógica programable.
- **Salida:** En esta capa se aísla y convierte ya sea en una señal digital o analógica la señal lógica final del proceso cometido en la capa anterior, para su posterior uso en algún otro elemento del sistema en donde el UR se encuentra integrado.

<sup>2</sup> RTU: Remote Terminal Unit.

Un equipo de la serie UR opera realizando un escaneo cíclico, tal como ilustra la Figura 2.7. El equipo lee las entradas, resuelve el algoritmo lógico programado en él y luego establece las salidas.

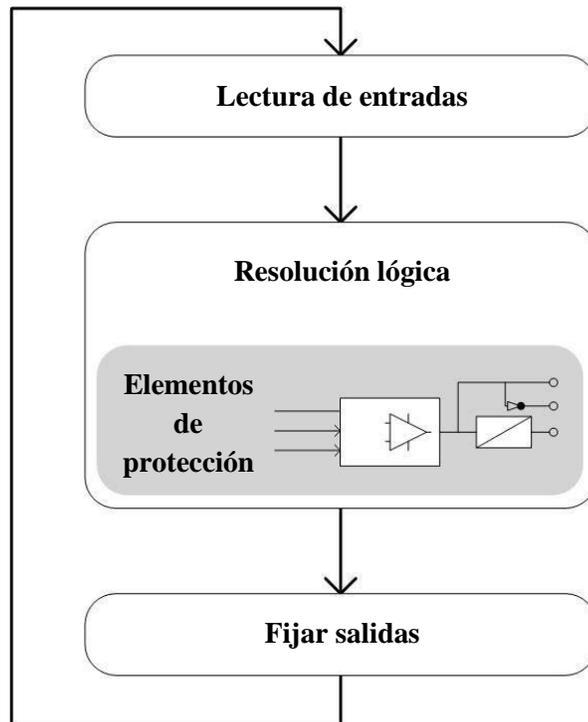


Figura 2.7. Operación cíclica de un equipo de la serie UR.

### 2.3.1.1 Disposición de los terminales

El F35 es un equipo modular diseñado de tal forma que, dependiendo de los módulos que lo compongan, pueda ser utilizado para realizar distintas tareas. Debido a esta multiplicidad de funciones y la variedad de topologías que puede adquirir el hardware, se ha implementado en el equipo un estándar para designar los distintos terminales que pueda haber en su tablero posterior.

En la Figura 2.8 se ilustra el tablero posterior de un F35 con distintos módulos puestos en él, cuyos terminales quedan ordenadamente dispuestos. Haciendo uso de este orden, el sistema de referencia para designar cada terminal queda como:

- A nivel del chasis: una primera fila ordenada a partir de literales, desde la 'F' hasta la 'X' de derecha a izquierda (el sentido queda referido por la parte frontal del F35). Cada literal refiere a un módulo en particular, quedando éste definido por el primer literal que comienza en él. El literal D corresponde al *slot* destinado a la CPU del relé, mientras que el literal B es destinado para la energización.
- A nivel del módulo: una segunda fila ordenada a partir de literales, desde la 'a' hasta la 'c' de derecha a izquierda (el sentido queda referido por la parte frontal del F35). Cada uno de estos literales refiere a una columna específica de cada módulo.
- A nivel de terminales: Cada terminal de una columna en particular se enumera del '1' al '8' de manera descendente.



Figura 2.8. Terminales en el tablero posterior del F35.

### 2.3.1.2 Módulos TC/TV

Las entradas con las que se trabajará en el laboratorio son del tipo analógico, pues éstas corresponden a señales de corriente y voltaje tomadas en los extremos finales (vistos desde el PCC) de las líneas de transmisión. Debido a que estos equipos son diseñados para su posible implementación en sistemas de grandes potencias, sus puertos de entrada han sido estandarizados para operar en determinadas condiciones nominales, por lo que el uso de transformadores de medida se hace necesario.

Corrientes AC	
Valor nominal de primario del TC	1 a 50.000 [A]
Valor nominal de secundario del TC	1 a 5 [A] por conexión.
Carga al relé	< 0,2 [VA] a secundario nominal
Corriente soportables	250 veces la nominal por 20 [ms] 100 veces la nominal por 1 [s] 4 veces la nominal para corriente continua
Cortocircuito	150.000 amperes simétricos RMS, 250 [V] máximo (corriente del primario al TC externo).

Tabla 2.3. Condiciones de operación puertos de entrada analógicos de corriente F35.

Voltajes AC	
Valor nominal de secundario TV	50 a 240 [V]
Razón del TV	1 a 24.000
Carga al relé	< 0,25 [VA] a 120 [V]
Rango de conversión	1 a 275 [V]
Voltajes soportables	260 [V] continuos respecto al neutro 420 [V] respecto al neutro por 60 [s]

Tabla 2.4. Condiciones de operación puertos de entrada analógicos de voltaje F35.

Las medidas de corriente, previo paso por un TC, están destinadas a los terminales ‘1’ al ‘4’. La fase A será conectada al terminal ‘1’, de forma que las fases B y C quedan así asignadas a los terminales ‘2’ y ‘3’.

Las medidas de voltaje, previo paso por un TV, están destinadas a los terminales ‘5’ al ‘8’. La fase A será conectada al terminal ‘5’, así nuevamente las fases B y C quedan asignadas a los terminales ‘6’ y ‘7’.

Los terminales ‘4’ y ‘8’ quedan disponibles para hacer mediciones a fases libres. El terminal ‘4’ de corriente puede ser utilizado para medir las corrientes circulantes entre el neutro y la tierra. En particular, el F35 a instalar cuenta con tres módulos TC/TV, con los cuales es posible medir hasta cuatro puntos distintos de la micro-red.

### 2.3.1.3 Módulos 67, 6D y 6P

Los módulos 67, 6D y 6P serán las entradas digitales y los puertos de salida del relé hacia los RTU u otros elementos integrados en el sistema. Cada módulo posee 24 terminales, distribuidos en 3 columnas, cada una con 8 terminales. Cada fila de tres terminales puede ser utilizada como un puerto de salida del relé.

Los relés que vienen integrados en cada uno de estos módulos son del tipo *form-A*, es decir, sus terminales se encuentran en estado normalmente abierto (NO: *normally open*). Dado que este tipo de relé sólo ocupa dos de los tres terminales de los que dispone, algunos módulos utilizan el tercer terminal para realizar monitoreo del voltaje DC existente a través de los terminales usados como salida cuando éstos se encuentran en estado abierto, o de la corriente DC cuando éstos se encuentran en estado cerrado.

Los módulos con estas características integrados en el F35 pueden ser detallados como:

1. Módulo 67: Posee ocho relés tipo *form-A* sin opción de monitoreo.
2. Módulo 6D: Posee dieciséis entradas digitales.
3. Módulo 6P: Posee seis relés tipo *form-A* con monitoreo de corriente y monitoreo opcional de voltaje; y cuatro entradas digitales.

Módulo 67		Módulo 6D		Módulo 6P	
Asignación de terminal	Salida	Asignación de terminal	Salida	Asignación de terminal	Salida o entrada
1	Form-A	1a, 1c	2 entradas	1	Form-A
2	Form-A	2a; 2c	2 entradas	2	Form-A
3	Form-A	3a; 3c	2 entradas	3	Form-A
4	Form-A	4a; 4c	2 entradas	4	Form-A
5	Form-A	5a; 5c	2 entradas	5	Form-A
6	Form-A	6a; 6c	2 entradas	6	Form-A
7	Form-A	7a; 7c	2 entradas	7a; 7c	2 entradas
8	Form-A	8a; 8c	2 entradas	8a; 8c	2 entradas

Tabla 2.5. Características de los módulos 67, 6D y 6P.

La Figura 2.9 ilustra las variadas conexiones que brindan distintas posibilidades de monitoreo para un relé *form-A*, así como también la ausencia de monitoreo. Los símbolos ‘~’ y ‘#’ deben ser reemplazados por los literales respectivos a la ubicación del terminal en el tablero.

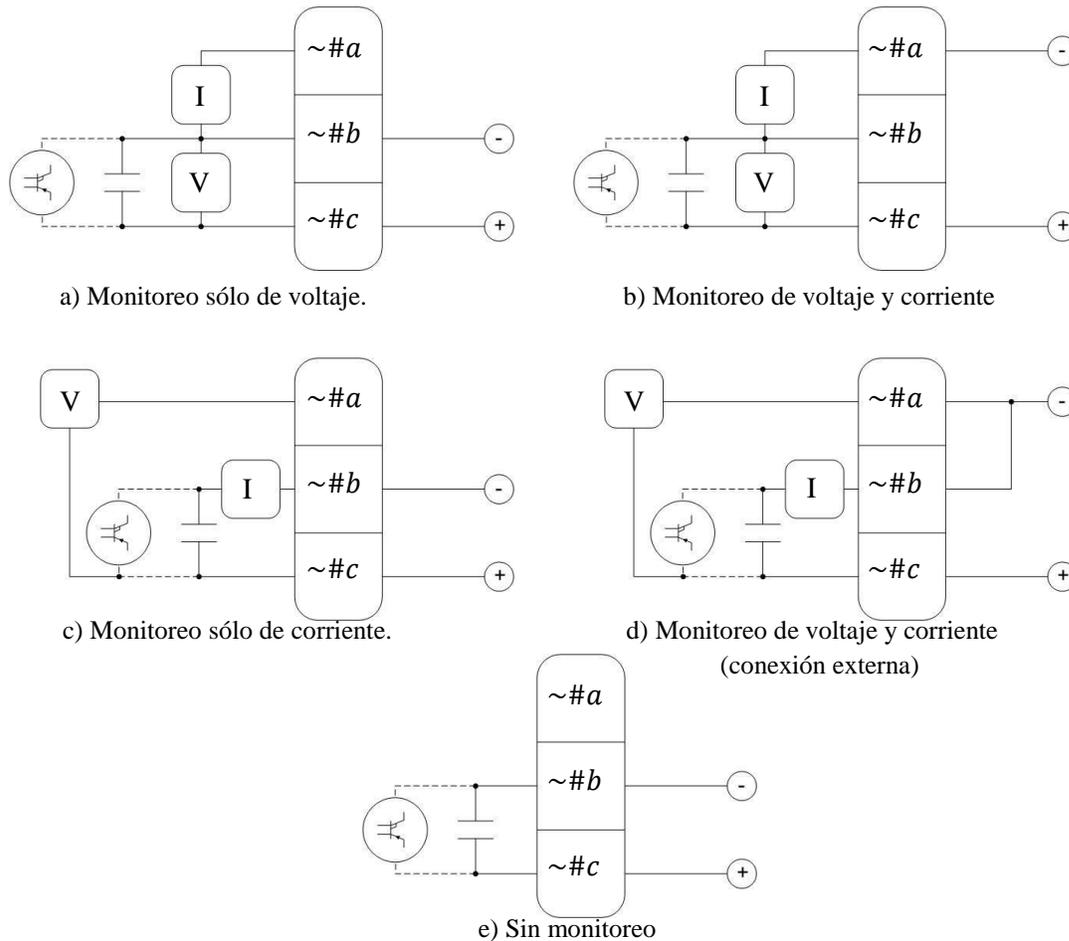


Figura 2.9. Relés form-A y sus posibles conexiones con monitoreo.

## 2.3.2 ABB relays - 650 series

### 2.3.2.1 Bay control REC650

El REC650 de ABB es un equipo utilizado para el control, protección y monitoreo de diferentes tipos de sistemas en redes de potencia. Es comúnmente implementado en estaciones de subtransmisión y en aplicaciones de sistemas de control con varios IED distribuidos debido a su alta confiabilidad. Su uso se enfoca en el control de todos los aparatos concernientes a un CB emplazado en alguna barra o línea de un SEP.

Este equipo está dotado de un gran número de funciones disponibles para una protección más flexible de un SEP, para distintos tipos de estaciones y configuraciones de barras. Las funciones principales con que está dotado el REC650 son las altas sobrecorrientes tanto en fases como a tierra, cuatro zonas para corrientes direccionales y/o no direccionales por fases, aumento de temperatura en conductores y funciones de control para bajo o sobrevoltaje. Además, incluye funciones para reconexiones automáticas de CB y sincronización para reconexiones de alta

respuesta o retardadas. Éstas últimas serán las características primordiales que serán utilizadas en la micro-red del laboratorio.

### 2.3.2.2 Line distance protection REL650

El REL650 de ABB es un equipo diseñado para la protección, monitoreo y control para líneas aéreas de sistemas eléctricos. Puede ser utilizado para altos niveles de voltaje y especialmente en líneas con altos niveles de carga y con múltiples líneas terminales donde una apertura rápida es necesaria.

El esquema de protección a distancia provee una protección de alta sensibilidad y bajos requerimientos de comunicación lejana. Las cinco zonas de protección con las que trabaja el REL650 cuentan con mediciones completas e independientes entre ellas, lo que proporciona una alta flexibilidad al momento de configurar el monitoreo y control de distintos tipos de línea. Esta característica, sumada a la función de sincronización que posee el equipo, lo vuelve en un candidato ideal para hacerse responsable de la protección de la micro-red y del monitoreo y control del PCC de la misma.

### 2.3.2.3 Disposición de los terminales

Los terminales para la conexión de las entradas de medición, puertos de comunicación y alimentación de los relés ABB se encuentran en la parte posterior del equipo. En la Tabla 2.6 se señala la designación de los terminales, mostrando su disposición física en el equipo en la Figura 2.10.

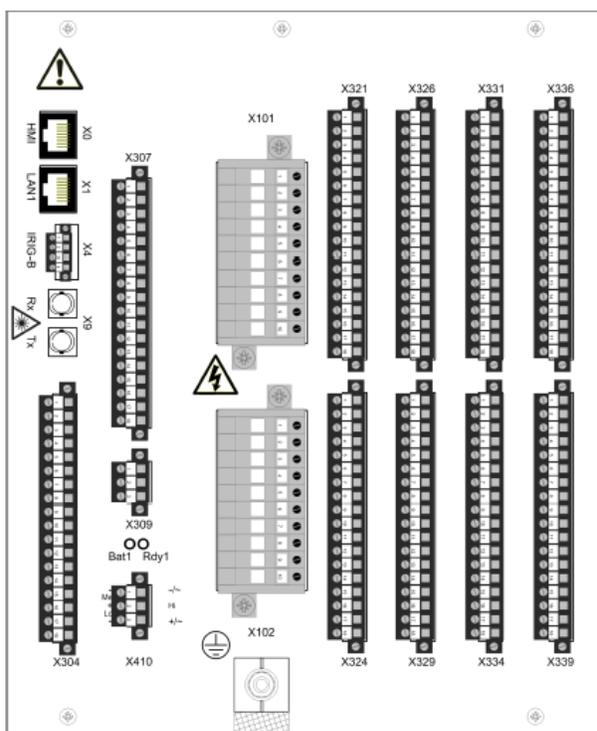


Figura 2.10. Terminales en el tablero posterior de relés ABB serie 650.

Módulo	Terminal
COM	X0, X1, X4, X9, X304
PSM	X307, X309, X410
TRM	X101, X102
BIO	X321, X324
BIO	X326, X329
BIO	X331, X334
BIO	X336, X339

Tabla 2.6. Designación de los terminales de relés ABB serie 650.

- COM (*Command*): Refiere a los terminales de comunicación y control del dispositivo. En la Figura 2.10 corresponde a los terminales situados de manera ordenada en el extremo izquierdo. Éstos son (en orden descendente):
  - a. HMI (*Human-Machine Interface*).
  - b. LAN1 (*Local Area Network 1*).
  - c. IRIG-B
  - d. OEM (*Optical Ethernet Module*).
  - e. LDCM (*Line Data Communication Modules*).
- PSM (*Power Supply Module*): Módulo de alimentación del dispositivo. Incluye un convertor DC/DC que suministra un voltaje auxiliar a los circuitos internos del equipo. Cuenta con una salida de alarma para fallos internos.
- TRM (*Transformer Input Module*): Módulo de transformador que posee aislación galvánica entre los circuitos internos de los circuitos de TC y TV. Cada uno posee 10 entradas.
- BIO (*Binary Input/Output*): Módulos de entradas y/o salidas binarias destinados para señales de control.

#### 2.3.2.4 Módulos TC/TV

Los módulos de entrada a las señales de corriente y voltaje hacia el IED ABB están señalados por la codificación X101 y X102. Las distintas combinaciones de mediciones que pueden realizarse en el dispositivo se indican en la

Terminal	TRM 6I + 4U	TRM 8I + 2U	TRM 4I+1I + 5U	AIM 6I + 4U	AIM 4I+1I + 5U
X101 – 1, 2	1/5 A	1/5 A	1/5 A	1/5 A	1/5 A
X101 – 3, 4	1/5 A	1/5 A	1/5 A	1/5 A	1/5 A
X101 – 5, 6	1/5 A	1/5 A	1/5 A	1/5 A	1/5 A
X101 – 7, 8	1/5 A	1/5 A	1/5 A	1/5 A	1/5 A
X101 – 9, 10	1/5 A	1/5 A	0,1/0,5 A	1/5 A	0,1/0,5 A
X102 – 1, 2	1/5 A	1/5 A	100/220 V	1/5 A	100/220 V
X102 – 3, 4	100/220 V	1/5 A	100/220 V	100/220 V	100/220 V
X102 – 5, 6	100/220 V	1/5 A	100/220 V	100/220 V	100/220 V
X102 – 7, 8	100/220 V	100/220 V	100/220 V	100/220 V	100/220 V
X102 – 9, 10	100/220 V	100/220 V	100/220 V	100/220 V	100/220 V

Tabla 2.7. Módulos de entrada analógica relés ABB serie 650.

Los pares de conectores de los terminales X101 y X102 están marcados para facilitar la identificación de la señales correspondiente a cada entrada con marcas circulares, de tal manera que, para una entrada de corriente, el par conector forma una circunferencia. Si la entrada corresponde a una señal de voltaje, el par conector formará dos semicircunferencias.

Corrientes AC	
Valor nominal de secundario del TC	1 ó 5 [A] por conexión
Carga al relé	< 0,15 [VA] a 5 [A] < 0,02 [VA] a 1 [A]
Corrientes soportables	100 veces la nominal por 1 [s]. 4 veces la nominal para corriente continua.
Rango de operación	0 a 100 veces la nominal.

Tabla 2.8. Condiciones de operación puertos de entrada analógicos de corriente ABB.

Voltajes AC	
Valor nominal de secundario del TV	110 [V] (default)
Carga al relé	< 0,02 [VA] a 110 [V]
Voltajes soportables	420 [V] continuos. 450 [V] por 10 [s].
Rango de operación	1 a 340 [V]

Tabla 2.9. Condiciones de operación puertos de entrada analógicos de voltaje ABB.

## 2.4 Equipos de medida y protección

### 2.4.1 Interruptores FD160 *Record Plus*

Los sistemas eléctricos, en general, están propensos a sufrir perturbaciones en su operación, resultando en un funcionamiento equivoco de éste.

Dada la finalidad de los sistemas eléctricos de potencia (generar, transmitir y distribuir energía eléctrica a consumos específicos), resulta necesario utilizar elementos enfocados en proteger dispositivos y/u otros subsistemas eléctricos conectados a una red de mayor capacidad que puede presentar operaciones en condiciones anómalas.

En particular, para sistemas de distribución en baja tensión y de carácter industrial, se usan interruptores de caja moldeada o *Moulded Case Circuit Breaker* (MCCB). Cuando la potencia absorbida es superior a la prevista se produce sobrecarga. En este momento la corriente supera la soportada por los conductores y es por ello que es necesario actuar. La protección en este tipo de fallo puede ser no instantánea ya que es un fenómeno lento. En cambio, ante un cortocircuito (sobrecorriente elevada), se ha de actuar de un modo instantáneo.

Los interruptores de caja moldeada tienen corrientes nominales y poderes de corte muy superiores a los interruptores termomagnéticos. Sus características de funcionamiento vienen definidas por la norma IEC 60947-2. Entre los parámetros más importantes que en ésta se definen:

- Corriente nominal ( $I_n$ ): Corresponde a la máxima corriente (amperes) que puede conducir a temperatura ambiente, sin calentamiento anormal.
- Corriente de regulación ( $I_r$ ): Este parámetro es función de  $I_n$ , caracterizando la protección contra las sobrecargas.
- Corriente de operación magnética ( $I_m$ ): O de corto retardo ( $I_{sd}$ ), es un parámetro que caracteriza la protección contra cortocircuitos. Se encuentra en función de  $I_n$  (o de  $I_r$ )
- Corriente de disparo inmediato ( $I_i$ ): Parámetro en función de  $I_n$ . Caracteriza la protección contra los cortocircuitos para todas las categorías e interruptores. Para las sobrecorrientes

importantes superiores al valor de  $I_i$  el interruptor debe cortar instantáneamente la intensidad de corriente.

Además, la norma IEC 60947-2 establece una serie de pruebas que los interruptores deben pasar para garantizar su correcto funcionamiento:

- Poder de corte último: El poder de corte último define la corriente de cortocircuito máxima que el interruptor es capaz de interrumpir a una tensión determinada. El CB debe ser capaz de soportar y detener un flujo eléctrico igual al estipulado en sus características nominales en dos ensayos seguidos para garantizar su operación.
- Poder de corte de servicio: Esta prueba es más exigente: el interruptor debe ser capaz de actuar ante 3 cortocircuitos consecutivos, debiendo seguir funcionando sin anomalías posterior a aquellos ensayos.

Se definen las categorías de empleo de los interruptores según su capacidad de selectividad durante un cortocircuito: los interruptores de categoría A no están previstos para forzar la selectividad durante tal evento; los interruptores de categoría B están específicamente previstos para forzar selectividad en cortocircuito ya que permite un retardo intencional del disparo a determinado valor de corriente.

Tipo de interruptor	FD160	
Categoría	A	
Número de polos	3	
Tensión nominal de aislamiento ( $U_i$ )	690 [V]	
Impulso de voltaje resistido ( $U_{imp}$ )	8 [kV]	
Frecuencia	50/60 [Hz]	
Categoría	A	
Poder de corte último ( $I_{cu}$ )	Voltaje operacional [V]	$I_{cu}$ [kA]
	230/240	40
	400/415	25
	440	14
	500	12
	690	4,5
Poder de corte de servicio ( $I_{cs}$ )	75% $I_{cu}$	

Tabla 2.10. Valores nominales interruptor FD160.

## 2.4.2 Transformador de corriente

Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de la línea y reducirla a niveles seguros y medibles, generalmente normalizados para los instrumentos, aparatos de medida u otros dispositivos de medida y control.

Los valores nominales de los transformadores de corriente se definen como relaciones de corriente primaria a corriente secundaria, siendo comúnmente estos últimos del orden de 1[A] o 5[A]. El primario de estos elementos se conecta en serie con la línea, siendo la carga del

transformador solamente la impedancia del circuito conectada a él. Por lo mismo, ha de tenerse sumo cuidado en no sobrepasar la carga nominal estipulada en las características de los TTCC, para no resultar en un daño en el equipo ni en el dispositivo conectado a éste.

En estos transformadores de medidas, la rama shunt suele ser de una impedancia alta, de manera de obtener corrientes de excitación pequeñas y así crear un desempeño más próximo a la linealidad entre la corriente del primario y la inducida en el secundario.

Razón de transformación	100/5 [A]	
Voltaje de operación máximo	720 [V]	
Frecuencia	50/60 [Hz]	
Factor de seguridad	< 5	
Intensidad térmica de cortocircuito	6 [kA]	
Sobrecarga continua	1,2 veces corriente nominal	
Capacidad del enrollado (VA)	Clase 1	Clase 3
	2,5	3,75

Tabla 2.11. Valores nominales de transformadores de corriente

## 2.5 Protocolo de comunicación MODBUS

MODBUS es un protocolo estándar que puede gestionar una comunicación tipo cliente-servidor entre distintos equipos conectados físicamente con un bus serie. Desarrollado en 1979 por Modicon para la automatización de sistemas industriales, desde entonces se ha convertido en un estándar ampliamente utilizado para las comunicaciones en la industria. Las principales razones de aquello son la sencillez del protocolo, su versatilidad y que sus especificaciones son de acceso libre y gratuito.

El protocolo MODBUS es del tipo petición/respuesta, por lo que en una transacción de datos se puede identificar al dispositivo que realiza una petición como cliente o maestro y al que devuelve la respuesta como el servidor o esclavo de la comunicación. En una red MODBUS se dispone de un equipo maestro que puede acceder a varios equipos esclavos. Cada esclavo de la red se identifica con una dirección única de dispositivo.

Para intercambiar las peticiones y respuestas, los dispositivos de una red MODBUS organizan los datos en tramas. En función de la arquitectura de protocolos usada, se distinguen tres tipos de MODBUS: RTU, ASCII y MODBUS TCP<sup>3</sup>.

MODBUS RTU y ASCII están pensados para ser utilizadas directamente sobre un medio físico serie. En contraste MODBUS TCP está desarrollado para funcionar sobre redes que utilizan la arquitectura TCP/IP en algún nivel de la red de comunicación, por lo que permite usar MODBUS sobre redes Ethernet o WiFi. Es esta última opción la que será utilizada en el laboratorio.

<sup>3</sup> Importante: no se debe confundir MODBUS TCP con MODBUS over TCP. Básicamente la diferencia radica en que, en éste último caso, un mensaje en MODBUS RTU es transmitido de manera empaquetada a través de TPC/IP y enviado por una red Ethernet en vez de una conexión serial. El servidor no tiene una ID del esclavo, ya que utiliza una dirección IP para aquello.

### 2.5.1.1 MODBUS RTU

El protocolo MODBUS RTU (por sus siglas en inglés de *Remote Terminal Unit*) se caracteriza por que los bytes se envían en su codificación binaria plana, sin ningún tipo de conversión. Como ventaja principal tiene el buen aprovechamiento del canal de comunicación, mejorando la velocidad de la transmisión de los datos. El inconveniente es que requiere una gestión de tiempos entre bytes recibidos para saber cuando empiezan y terminan las tramas.

Inicio Mínimo 3,5 caracteres de silencio	Dirección esclavo 1 byte	Función 1 byte	Datos N bytes (depende de la función)	Control redundancia cíclica 2 bytes	Final Mínimo 3,5 caracteres de silencio
--	--------------------------------	-------------------	---	---	---

Figura 2.11. Trama para un mensaje MODBUS RTU.

### 2.5.1.2 MODBUS TCP

El protocolo MODBUS TCP es simplemente el protocolo MODBUS RTU con una interfaz de TCP utilizando Ethernet. Básicamente, el mensaje MODBUS TCP es una comunicación MODBUS encapsulada en un paquete de Ethernet TCP/IP.

La Figura 3.1 muestra las distintas tareas en las que se descompuso el trabajo realizado y en cómo se abarcó éste en el tiempo. Cada sub-parte del trabajo total que serán descritas posteriormente fue escogida con el fin de agrupar las tareas de acuerdo a lo común de sus características técnicas y la finalidad que cada una persigue.

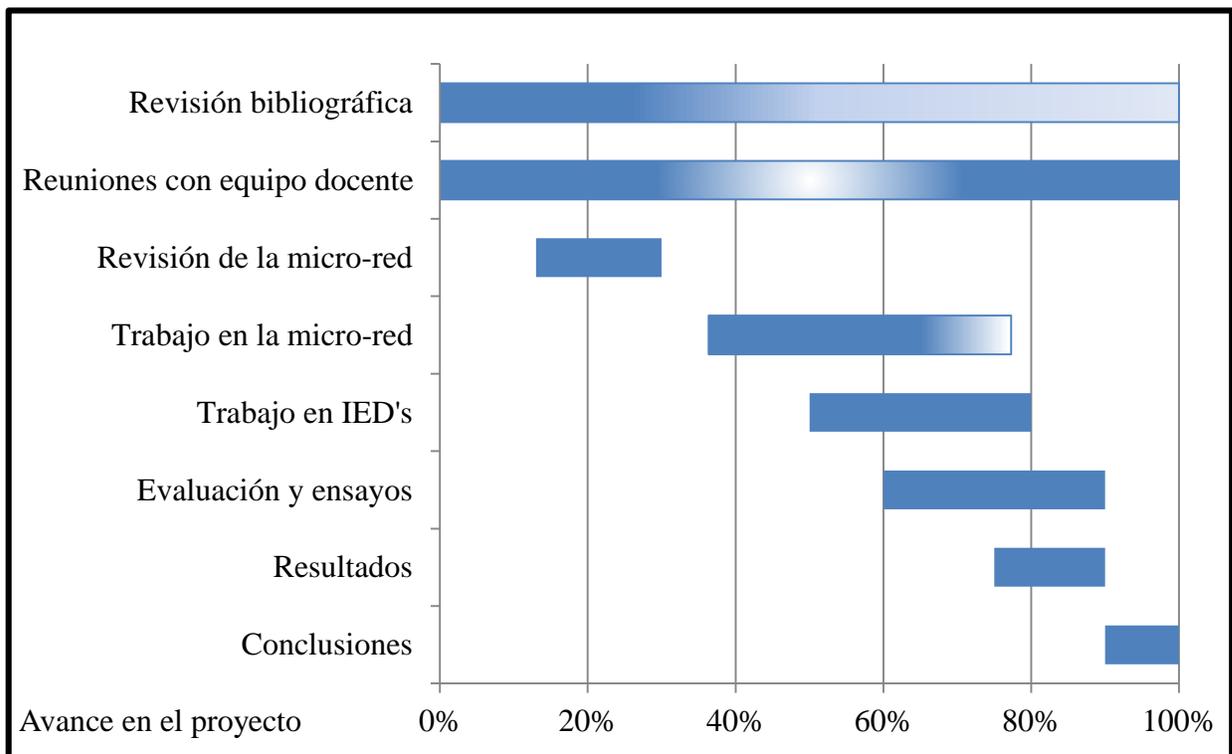


Figura 3.1. Línea de tiempo de tareas del proyecto.

### **3.1 Revisión bibliográfica**

El trabajo realizado en el laboratorio de Energía y Accionamiento es de orden práctico, es decir, consiste en la instalación de equipos y su puesta en marcha. A pesar del poco carácter teórico que pueda representar, el comienzo de esta labor no puede efectuarse sin antes poseer los conocimientos necesarios para poder intervenir los dispositivos con los que se lidiará en el camino a lograr los objetivos propuestos.

La adquisición de estos conocimientos puede dividirse en dos etapas: una primera parte en la que, previo a la intervención física de la red y los equipos a utilizar, se recolectó documentación ad-hoc al (entonces) futuro problema a abordar. Esta lectura estuvo orientada por el profesor guía, quien proveyó gran parte del material utilizado del grupo de investigación para protecciones en micro-redes del Departamento de Ingeniería Eléctrica; la segunda fase de la revisión bibliográfica representa los momentos en que, debido al trabajo (ya comenzado) en la micro-red, surgía la necesidad de recurrir a manuales, informes u otra clase de literatura para solucionar los escollos que aparecen en mitad de camino.

Por lo anterior, la revisión bibliográfica se erige como una herramienta que acompaña al trabajo en toda su extensión temporal: en una primera instancia con carácter teórico y general, y en una segunda técnica y puntual.

### **3.2 Reuniones con equipo docente**

El trabajo presentado en el siguiente documento se enmarca dentro de uno mayor, teniendo como finalidad dotar de una micro-red con protecciones adaptivas al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile y en ella poder realizar experimentos y estudios que permitan conseguir avances investigativos en el campo de protecciones en media y baja tensión.

El grupo de investigación de protecciones en media y baja tensión es liderado por el profesor guía Patricio Mendoza con quien, junto a los otros miembros de dicho grupo, se entablan frecuentes reuniones con múltiples finalidades: efectuar un estado de avance de los trabajos realizados; aclarar dudas o asistencia para problemas de mayor envergadura; obtener retroalimentación y sugerencias.

Al igual que la revisión bibliográfica, estas reuniones toman lugar a lo largo de todo el horizonte de trabajo y fue un apoyo fundamental para conseguir llevarlo a cabo.

### **3.3 Revisión de la micro-red**

Antes de comenzar la intervención de la micro-red, es necesario conocer el estado en que ésta se encuentra. De esta manera, se genera un espacio para identificar posibles fallas (ya sean por errores humanos o fatigas de materiales) y relacionarse de manera más íntima con las conexiones que existen en ella.

En particular, la micro-red es ampliamente utilizada por los estudiantes de ingeniería eléctrica mención en energía del Departamento de Ingeniería Eléctrica, por lo que no representa un elemento extraño que deba conocerse desde cero.

Sin embargo, el sistema de comunicación de la micro-red entre sus distintos dispositivos constituye una nueva estructura a identificar y con la que se debe familiarizar, ya que es un área que sufrirá sendas modificaciones.

### **3.4 Trabajo en la micro-red**

Esta sección de la metodología es donde se genera el trabajo expuesto en el cuerpo de este informe. La implementación de los dispositivos electrónicos –F35 (GE), REC650 y REL650 (ABB)- y de los elementos de accionamiento –relés, interruptores- significa una modificación del estado físico y eléctrico de la micro-red.

Como resumen de las actividades que aquí toman lugar (y para que oriente el rumbo que adquiere esta parte de la metodología), en un primer momento se intervino físicamente la micro-red (acrílico) para acoplar en ella un rack en el que se encontrarán los IEDs. Una vez montados los elementos, se efectúa la instalación de elementos de medición y accionamiento para luego proceder a su conexión para con los dispositivos electrónicos.

El cableado necesario para comunicar los relés para con el servidor del sistema también toma lugar en este espacio.

Como esta parte del trabajo es la que posee mayor carácter técnico que requiere herramientas especializadas (taller mecánico) y se utilizan elementos de tecnologías y costos no despreciables, es necesario contemplar en el tiempo destinado a cada una de estas tareas el posible retraso que pueda acontecer en la adquisición de alguno de estos insumos.

Es importante señalar que la construcción del rack en la que se montaran los IEDs fue realizada con anterioridad a cuando el alumno forma parte del trabajo por el mismo grupo de investigación de protecciones.

### **3.5 Trabajo en IED's**

Cuando las conexiones eléctricas y de comunicación se encuentran listas en los relés que se disponen, se procede a configurar cada uno de estos elementos tanto en los dispositivos en sí como los software de configuración y monitoreo de los mismo en el servidor.

Ésta tarea se realiza de manera paralela a la instalación misma del hardware, ya que si bien es necesario una primera acomodación del equipo en el espacio físico, las tareas posteriores no son excluyentes con el ejercicio de configuración de los elementos.

Como se espera que el avance técnico del trabajo sea mayor al de configuración misma de los equipos, el final de esta sección del trabajo podría representar el fin de las modificaciones a los

equipos de protección-micro-red, para luego pasar a finalizar las experiencias con el término de la sección que ahora se pasa a detallar.

### **3.6 Evaluación y ensayos**

Una vez terminadas de manera definitiva las conexiones y configuraciones que completan la implementación del sistema de protecciones en una micro-red de baja tensión, es necesario comprobar que dicho fin fue alcanzado con éxito y los sistemas de medición, comunicación y accionamiento funcionan correctamente de acuerdo a lo esperado.

La evaluación de los trabajos realizados en las dos secciones antes descritas se efectúa de inmediato, de modo de ir parte a parte probando las distintas modificaciones realizadas y, en un final, probar que el sistema integrado funcione. Se desprende de lo anterior que esta sección también se extiende de manera paralela a los trabajos en la red y en los IED's.

El fin de esta sección señala el fin de la intervención al sistema implementado en la micro-red y queda éste sujeto al análisis de los ensayos y pruebas que en él se realizaron.

### **3.7 Resultados y conclusiones**

Posterior a la realización de las evaluaciones finales a la instalación hecha se obtienen los resultados que demuestran si los objetivos específicos y, en conjunto a ellos, el objetivo global del trabajo encomendado fueron alcanzados. Si éstos fueron (o no) logrados con distintas categorías de calidad es una tarea a posteriori de comparación con lo esperado en un comienzo.

Esta labor analítica será desarrollada y presentada en el cuerpo de este informe, obteniendo y registrando las conclusiones que cada análisis resista. También se dejarán por escrito propuestas para mejoras y futuras modificaciones.

### Implementación

---

En el capítulo 3 se presentó la manera en cómo fue abordado el problema: dividiendo el trabajo en diferentes sub-secciones con objetivos particulares. Estas partes no son independientes entre sí, y la facilidad con que se aborda una sección tiene relación respecto a cómo se logró el cometido de la precedente.

En este apartado se detallarán los trabajos realizados en las sub-secciones llamadas “Trabajo en la micro-red” y “Trabajo en IED’s”. La descripción de cada labor será agrupada en secciones similares a las dos primeras, pero ahora llamadas “Hardware” y “Software” para que la diferenciación entre cada una sea más evidente al entendimiento.

#### **4.1 Hardware**

##### **4.1.1 Instalación de los IED’s**

Los equipos a instalar en la micro-red son cuatro: un relé multi-modular de General Electric (F35 Multiple Feeder Protection System), dos relés de ABB (REL650-Line Distance Protection y REC650-Bay Control) y un medidor electrónico de Schneider Electric (PowerLogic ION 8600). Este último elemento no forma parte del sistema de protecciones, pero fue instalado en conjunto con el resto de los elementos.

Dado que estos dispositivos van a cumplir su misión en los componentes de la micro-red, lo lógico es situarlos próximos a ella. De esta manera, se escoge el comienzo de la micro-red (acrílico correspondiente a la primera barra del sistema) para instalar un rack tipo bastidor de 1,5 metros de alto y 19 pulgadas (48,26 centímetros) de ancho. Es importante mencionar que la instalación de este rack para los dispositivos no fue realizada por el alumno, sino por integrantes del equipo docente con anterioridad a que el alumno tomara a cargo el trabajo.

En la Figura 4.1 se muestran los dispositivos montados en el rack. De los cuatro equipos, el F35 de GE es el más ancho (con 44 centímetros), quedando en medio de la distribución. Los relés

ABB comparten las mismas dimensiones (cada uno con 22 centímetros de ancho), por lo que fueron montados uno al lado del otro. El medidor ION 8600 es el más delgado de los elementos (con 16,3 centímetros), siendo colocado en la esquina superior izquierda del bastidor. El espacio libre fue destinado a la colocación de un interruptor que conecte la micro-red con la red principal del edificio (detalles de esto en la sección 4.1.2).



Figura 4.1. Disposición de los equipos en rack bastidor.

El relé F35 cuenta con su propio sistema de sujeción, consistente en dos pernos, con golillas y tuercas. La instalación de este elemento resulta sencilla pues sus dimensiones son adecuadas para el bastidor utilizado (19 pulgadas de ancho).

La entrega de los relés ABB por parte de la empresa no incluye el kit de instalación de los equipos. Estos dispositivos cuentan con agujeros en su periferia para atornillar las piezas de este kit. Como los equipos fueron colocados a la par en el rack, se ocuparon dos tornillos para sujetar uno de los lados de cada relé (ver dispositivos inferiores de la Figura 4.1). Este método es insuficiente por sí sólo, pues el peso de cada relé genera un torque no despreciable en los tornillos utilizados. Para solucionar lo anterior, se tomó un perfil de fierro de 48 centímetros de longitud, de tal manera que a una de las superficies se le realizan perforaciones en sus extremos para que el

metal pueda fijarse al bastidor, quedando la otra superficie (ortogonal a la primera) dispuesta para que los equipos puedan posarse en ella y así reducir el esfuerzo en los tornillos laterales.

El medidor ION 8600 cuenta con sus propios tornillos y tuercas para sujetarse, situados en el perfil superior e inferior de su carcasa frontal. Dado que los agujeros del bastidor de pie se encuentran en los lados, debe idearse un sistema para que pueda montarse el medidor en él. La solución implementada es similar a la del montaje de los relés ABB: un perfil de fierro de 48 centímetros de longitud es perforada en sus extremos para fijarla al rack y perforada nuevamente a medida de los tornillos inferiores del medidor, de tal manera que éste queda posado sobre la superficie ortogonal a la atornillada al bastidor y queda agarrada al metal por los tornillos propios del dispositivo. Para el agarre superior, dado que no es necesario una superficie paralela a la del dispositivo (por ir arriba no necesita “posarse”), se utilizó una barra metálica de 48 centímetros perforada en sus extremos para fijarla al rack, y a medida de los tornillos superiores del medidor para sujetar éste. Estas mismas barras metálicas serán utilizadas para fijar la base que servirá de montaje para el interruptor.

#### **4.1.2 Instalación de interruptores**

La micro-red del laboratorio es un sistema eléctrico conformado por seis barras cuya topología se muestra en la Figura 2.4. La finalidad del sistema de protecciones es que actúe sobre interruptores capaces de despejar potenciales fallas en esta red. Como parte del proyecto, seis interruptores serán situados en el extremo final de cada línea de transmisión o, en otras palabras, al comienzo de cada barra (representados por los cuadrados negros en cada tramo de línea en la Figura 2.4).

Los interruptores fueron situados al interior de cajas, sujetas a éstas mediante fondos metálicos. Cada caja fue emplazada en los postes que separan los acrílicos respectivos a cada barra de la red. Debido a la gran fuerza que se debe aplicar al interruptor para cerrarlo desde su posición de *trip*, este elemento debe estar sujeto fuertemente al pilar. Para lograrlo, la caja se atornilla con cuatro pernos de 1,2 [cm] de diámetro y 4,0 [cm] de largo a dichos pilares.

Una vez realizado lo anterior, los cables que conectan las salidas de los modelos de líneas con las barras se retiran, para ser reemplazados por cables trifásicos de 2,5 [mm<sup>2</sup>] forrados puestos en serie con los interruptores. La acometida de los conductores se realizó de tal manera que la energía fluya en el sentido indicado por el interruptor la mayor parte del tiempo (esto es, cuando la micro-red se encuentra conectada a la red convencional).

#### **4.1.3 Instalación de TTCC**

Los IED's a implementar monitorearán y controlarán el funcionamiento de la micro-red ante distintos estados de operación. Para lograr aquello es necesario contar con medidas de tensión y corriente adecuadas para poder determinar el estado de la micro-red.

Ya que la micro-red del laboratorio trabaja a niveles de tensión bajos (400 [V]<sub>ff</sub>), no es necesaria una transformación de voltaje para las muestras de los equipos, pudiendo ser tomadas directamente desde la red. Para las medidas de corriente en cambio, los equipos están diseñados

para medidas del orden de 1 [A] o 5 [A], mientras que la micro-red tiene una capacidad máxima (debido a los conductores en ella) de 16 [A]. Sumado a esto, la alta intensidad de corriente que puede aparecer debido a posibles fallas hace necesario el uso de transformadores de medidas para corriente.

Se instalarán tres transformadores de corriente (uno para cada fase) en cuatro barras (3, 4, 5 y 6 de la Figura 2.4) de razón 100/5. En la primera barra ya se contaba con un trío de transformadores de corriente, de razón 50/5, destinado para el medidor ION 8600 y que se compartirá con el REC650 para el monitoreo de aquella barra. La segunda barra no llevará un set de TTCC, ya que en un futuro se pretende conectar en ella un generador diesel ubicado en dependencias del Departamento de Ingeniería Eléctrica, siendo instalados en bornes de este equipo los respectivos transformadores de medida.

Los transformadores son instalados al principio de cada barra, siendo atravesados por éstas. Se sitúan posteriores a donde acometen los conductores provenientes de las líneas tal como se muestra en la Figura 4.2, de manera de asegurarse que todo el flujo de corriente sea percibido por estos dispositivos. Se sujetan al acrílico utilizando tornillos de 0,3 [cm] de diámetro y 1,2 [cm] de largo, procurando que la barra de cobre no tenga contacto con ellos en su parte interior.

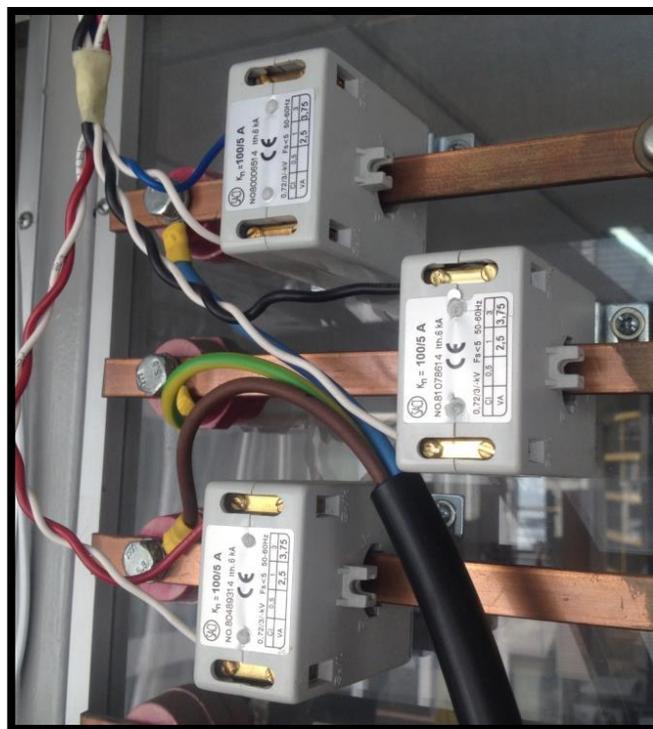


Figura 4.2. Transformadores de corriente instalados en la micro-red.

Para conectar los TTCC con sus respectivos IED's se utilizaron conductores de 1,0 [mm<sup>2</sup>], respetando los colores asignados a cada fase para su identificación. Los cables fueron trenzados en pares (fase con su respectivo neutro) y luego amarrados conjuntamente, para así conocer el set de transformadores a los que corresponde cada set de conductores. Éstos son enviados hacia el rack a través de la bandeja situada en la parte superior de la micro-red.

#### 4.1.4 Instalación del sistema de disparo

Como se ha mencionado anteriormente, los interruptores serán operados tanto de forma manual como remota, siendo en este último modo sólo el disparo controlado.

Las bobinas de disparo propias de los interruptores son del tipo FASHTN (*Shunt Trip*), soportando una tensión en estado abierto de  $220 [V]_{AC}$  y retirando  $20 [mA]$  en estado cerrado. Estas características impiden que sean controlados directamente por los IED's, ya que la tensión máxima que soportan los terminales de salida del F35, por ejemplo, es de  $250 [V]_{DC}$ .

Para solucionar lo anterior, se disponen de bobinas de disparo entre los terminales de salida de los IED's y las bobinas internas de los interruptores, siendo las primeras operadas por los dispositivos electrónicos y quienes disparan finalmente las de los interruptores. El voltaje con que operan estas bobinas es de  $24 [V]_{DC}$  y aguantan una tensión entre sus terminales en estado abierto de  $220 [V]_{AC}$ , retirando  $5 [mA]$  cuando éstos se cierran. Se hace uso de la fuente DC de  $24 [V]$  que existe en la micro-red, la misma que alimenta los PM's, para dispararlas, previo paso por los terminales respectivos de los IED's. La Figura 4.3 ilustra la conexión realizada para operar uno de los interruptores de la red.

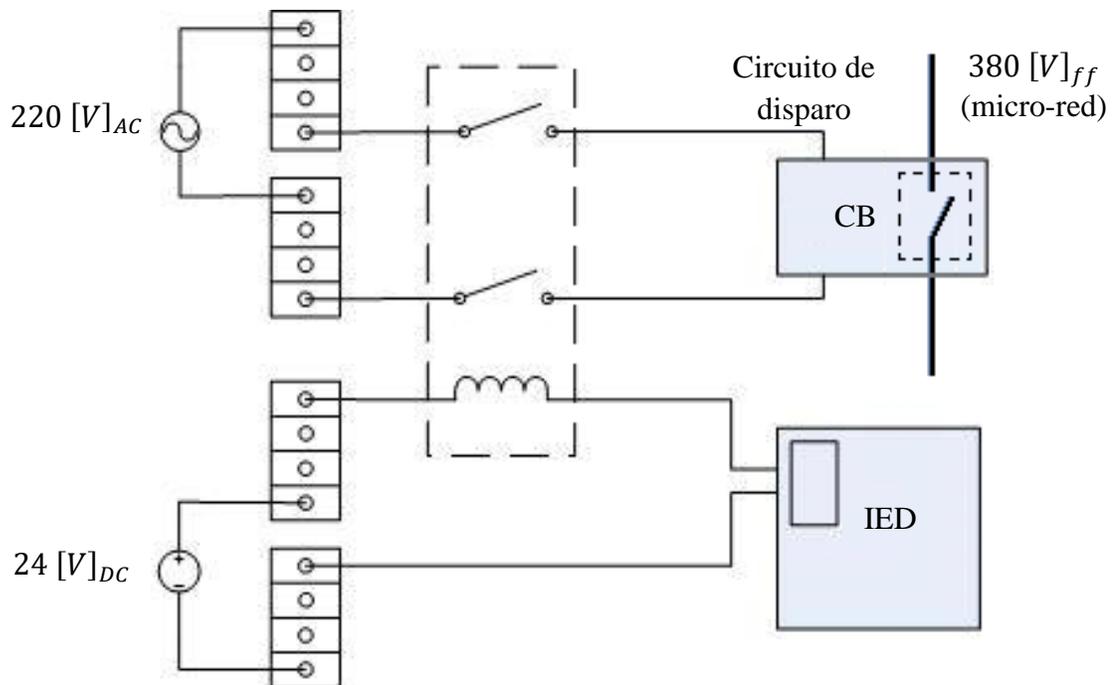


Figura 4.3. Esquema de conexión para el disparo de un interruptor.

Para conocer el estado en que se encuentra el interruptor (abierto o cerrado) se equipa en éste un contacto auxiliar normalmente cerrado, en serie con una fuente  $48 [V]_{DC}$ , de tal forma que los IED's a los que corresponde el control de cada interruptor puedan identificar la condición en la que se encuentra el elemento, según el resultado de la comparación entre el voltaje percibido en las entradas binarias y un voltaje umbral determinado.

### 4.1.5 Conexiones eléctricas

En este apartado se señalarán las conexiones eléctricas realizadas en los equipos, tanto para alimentar los mismos como para controlar los dispositivos implementados en la micro-red. Como primera información, debe saberse que se trabajó con la siguiente designación de colores para elementos trifásicos:

Elemento	Color
Fase R	Azul
Fase S	Negro
Fase T	Rojo
Neutro	Blanco
Tierra	Amarillo/Verde

Tabla 4.1. Designación de colores para el sistema trifásico.

#### 4.1.5.1 Energización de equipos

Todos los IED's se energizan con un voltaje de  $220 [V]_{AC}$ , menos el ION 8600 que lo hace a una tensión de  $110 [V]_{AC}$ . Para facilitar la alimentación de estos equipos y reducir la cantidad de cables que circulen por la micro-red, se dispuso en la parte superior del rack un riel din, que será utilizado, entre otras cosas, para montar un interruptor de sobrecorriente de  $6 [A]$  desde el cual se derivará la alimentación de estos equipos y la fuente DC de  $24 [V]$ .

Ambos relés ABB y el GE fueron alimentados usando un cable paralelo de  $0,75 [mm^2]$ , cuyos extremos fueron adaptados adecuadamente según cada entrada del equipo lo requería. De este modo, las entradas de los relés ABB disponían de entradas tipo prensa, por lo que en los extremos de los cables fueron colocados terminales tipo 'pino' para que el agarre a estas entradas sea mejor. La entrada para el relé GE F35 corresponde a terminales atornillados, como se puede ver en la columna B de la Figura 2.8, de forma que en el extremo del cable se utilizó terminales tipo horquilla para que puedan ser fácilmente sujetados en los bornes respectivos.

La fuente de  $24 [V]_{DC}$  que se ubica en la micro-red es energizada ahora desde la salida del interruptor de sobrecorriente antes mencionado, cambiando la conexión de  $220 [V]$  que antes existía directamente entre ella y la fase R y el neutro del modelo de micro-red. De esta forma, Tanto los PM's como los IED's quedan supeditados al estado del interruptor instalado en el rack de los equipos.

Para alimentar el medidor ION 8600 se utilizó un transformador de razón 220/110 y capacidad  $500 [W]$ , siendo atornillado en la parte inferior del rack, ya que su volumen no permitía que fuera ubicado en partes elevadas. Tanto para llegar como para salir del transformador se utilizó un cable paralelo de  $0,75 [mm^2]$ .

### 4.1.5.2 Conexión de medidas

Se señalarán a continuación el modo en que las medidas de voltaje y corriente de la micro-red se encuentran con los IED's. Para imponer un orden, las conexiones serán descritas por equipo, con el fin de abarcar la totalidad de ellas expuestas en el contexto que cada dispositivo les impone.

- **REC650**

Este equipo es el encargado de monitorear el estado de la primera barra del sistema y de controlar el disparo del interruptor existente antes de ésta. Para lograr aquello, no sólo basta la medida de voltaje de la barra en sí aguas abajo del interruptor, sino también la medida de voltaje de al menos una fase aguas arriba del mismo para la comparación. El REC650 posee cinco entradas analógicas para señales de voltaje, ocupándose sólo cuatro de éstas: tres entradas para las fases de la primera barra y una para la fase R aguas arriba del interruptor.

Ya que las entradas de tensión soportan hasta 220 [V], las medidas serán tomadas desde una fase respecto al neutro del sistema. La Figura 4.4 (a) ilustra un diagrama de las conexiones antes descritas, mientras que en la Figura 4.4 (b) se muestra una imagen real de las mismas tanto en el lugar de medida (interruptor) como su llegada al relé.

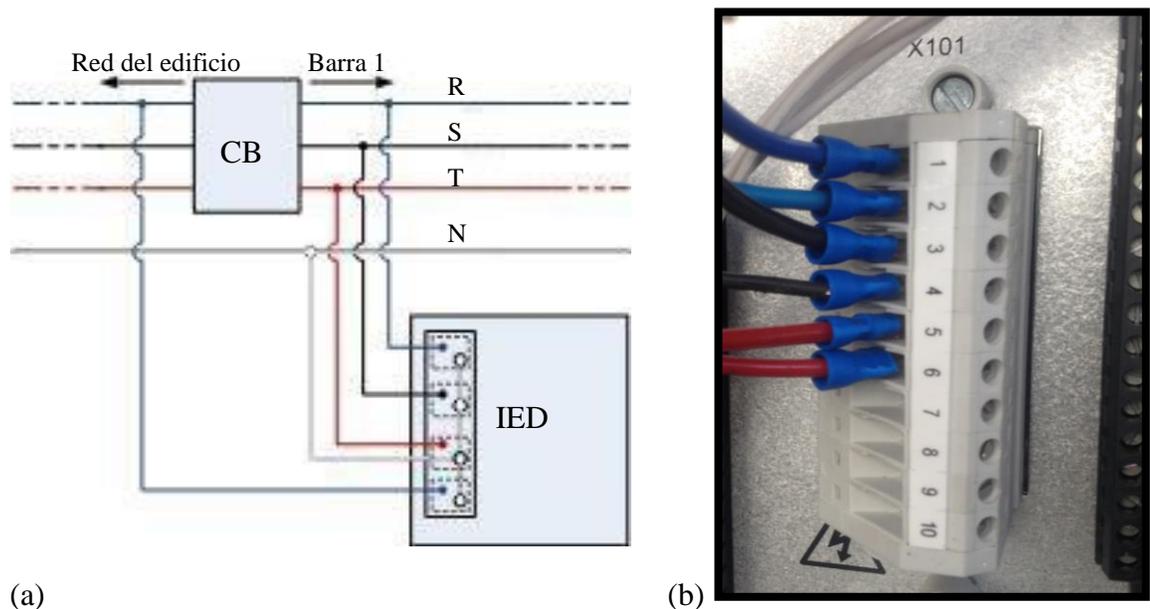
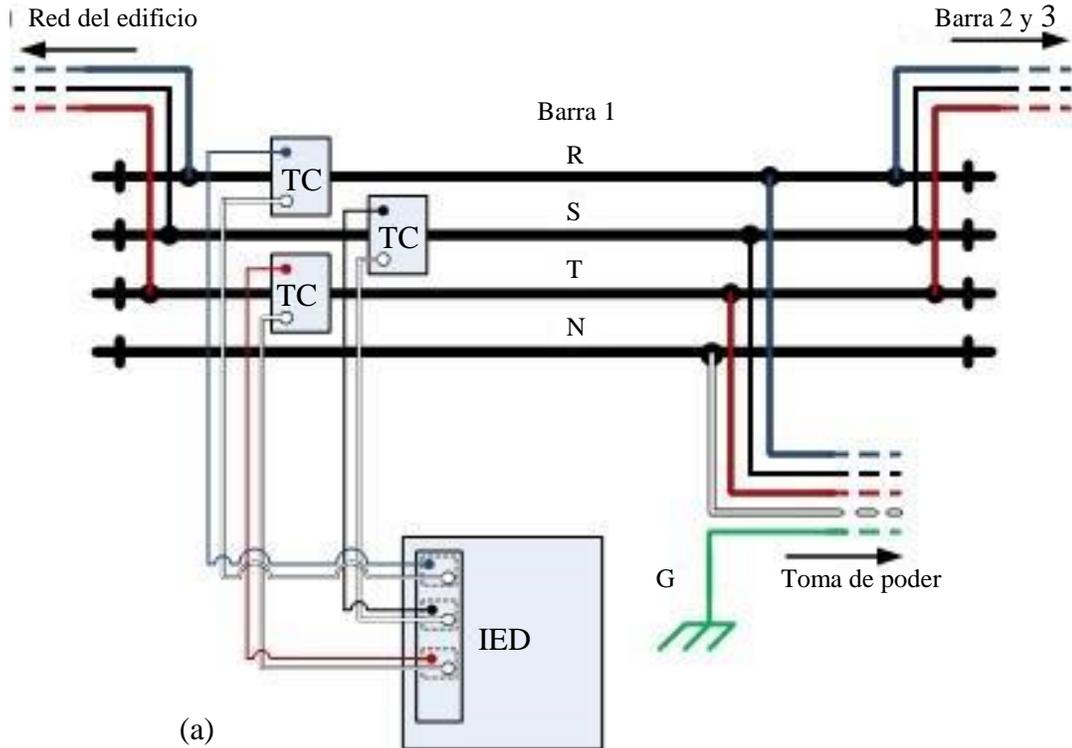


Figura 4.4. Conexión de las medidas de tensión por el REC650.

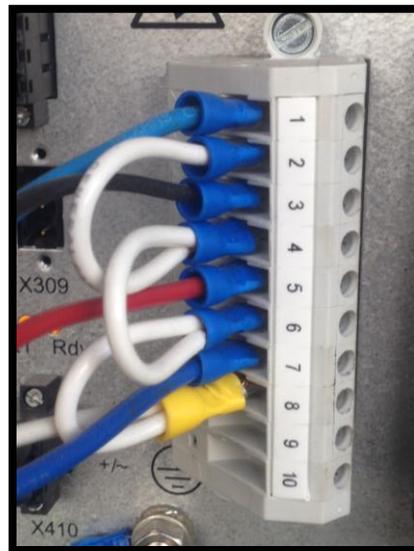
Estas conexiones son hechas con conductores de 1,0 [mm<sup>2</sup>], en cuyos extremos se pusieron terminales tipo pino, para un mejor agarre a las entradas del equipo.

Las medidas de corriente que utiliza este relé son tomadas por tres transformadores de razón 50/5. Los conductores usados (en este y el resto de los equipos) son de 1,5 [mm<sup>2</sup>]. Las medidas de cada fase están aisladas una de la otra, es decir, no existe una unión

eléctrica entre ellas en el neutro del banco de transformadores. La Figura 4.5 (a) ilustra un diagrama de conexiones, mientras que la Figura 4.5 (b) enseña el cableado real hecho.



(a)



(b)

Figura 4.5. Conexión de las medidas de corriente por el REC650.

El REC650 recibe también, de manera constante, una señal de  $48 [V]_{DC}$  proveniente de la fuente de potencial adicional del F35 y en serie con un contacto auxiliar (NC) ubicado en el interruptor de la primera barra (detalle en apartado 4.1.2). Las entradas dedicadas a esta señal son las X304-1 (potencial negativo) y X304-2 (potencial positivo). La conexión se realiza utilizando un cable paralelo de  $0,34 [mm^2]$ , adaptándose el extremo que llega al IED con terminales tipo pino.

- **REL650**

La barra seis, según la numeración de la Figura 2.4, será monitoreada por el relé REL650. Para las medidas de tensión se hará uso de un cable forrado de cuatro conductores de 2,5 [mm<sup>2</sup>] existente previamente en la red y en desuso por modificaciones realizadas a la red anteriormente. Estos cables, al ser reutilizados, no siguen el patrón de colores señalado en la Tabla 4.1, ya que su función inicial era ser una toma trifásica para experimentar. La reasignación de los colores para este caso queda:

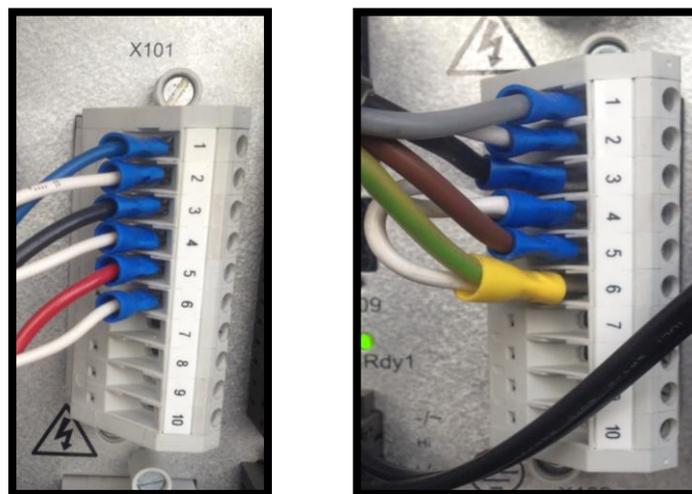
Elemento	Color
Fase R	Plomo
Fase S	Negro
Fase T	Café
Neutro	Amarillo/Verde

Tabla 4.2. Reasignación de colores para medidas de tensión.

En el extremo de la medición, los cables son adaptados con terminales tipo horquilla para poder ser sujetos a los bornes del modelo de línea. En los extremos que llegan al relé, al igual que con el REC650, se colocan terminales tipo pino.

Los cables de las mediciones de corriente son trenzados en parejas fase-neutro para la fácil identificación de correspondencia. Posteriormente, los tríos de trenzados (mediciones de cada fase), son atados juntos. En el extremo de medición los cables son puestos en contacto inmediato (cobre a cobre) con los transformadores de corriente, mientras que en el extremo del IED, al igual que en el REC650, los cables son adaptados con terminales tipo pino (ver Figura 4.6 (a) ).

Al ser esta configuración más simple, se ilustra en un sólo diagrama en la Figura 4.6 (b) las conexiones hechas para las mediciones de voltaje y corriente. Ambos conjuntos de conductores, el forrado (de voltaje) y el trenzado (de corriente), realizan su circuito desde el punto de medición hasta el REL650 por la bandeja ubicada en la parte superior de la micro-red.



(a)

Corriente

Tensión

Figura 4.6. Esquema de conexión de medidas de corriente y voltaje por el REL650.

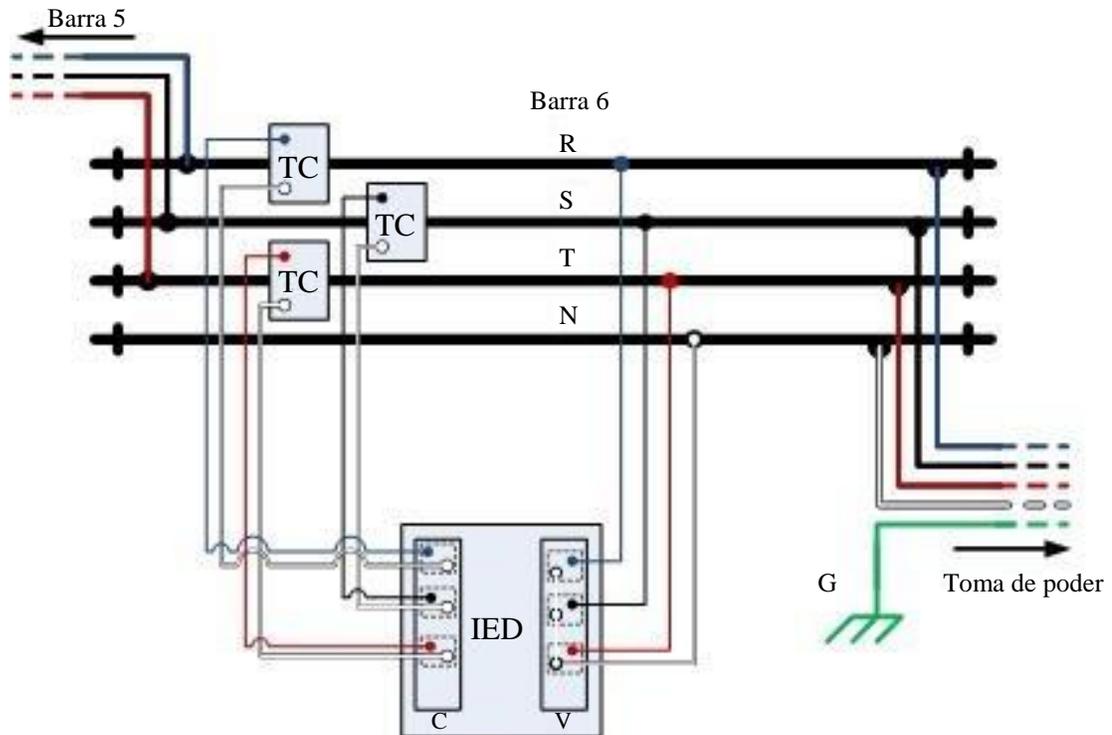


Figura 4.6. Esquema de conexión de medidas de corriente y voltaje por el REL650.

Al igual que con el REC650, el REL650 también monitorea el estado del interruptor del que se hace cargo (sexta barra en este caso). La manera de conectar esta señal es idéntica a la del primer relé ABB.

- **F35 Multiple Feeder Protection System**

El relé de fabricación GE tendrá a cargo el monitoreo de las barras tres, cuatro y cinco del sistema. Ya que las técnicas aplicadas a cada una de las conexiones son iguales entre barras, se describirá sólo la realizada en la barra tres, extendiéndose el procedimiento a las restantes.

Al igual que en el REL650, para las mediciones de voltaje se hará uso de un cable forrado de cuatro conductores usado anteriormente para otros fines y quedado en desuso. La designación de colores para este caso es la mostrada en la Tabla 4.2. En el extremo de las medidas se adaptan los conductores con terminales tipo horquilla de diámetro 0,8 [cm], mientras que la llegada al IED se ocupan terminales del mismo tipo, pero de diámetro 0,6 [cm].

Los cables correspondientes a las medidas de corriente son nuevamente trenzados en parejas fase-neutro y, los tres pares, unidos para una mejor manipulación. Nuevamente los cables son ‘prensados’ directamente en las salidas de los transformadores (cobre a cobre), mientras que en el extremo del relé se ocupan los mismos terminales ocupados para los conductores de señales de voltaje (las entradas corresponden a un mismo módulo del F35).

El esquema de conexiones de los TC es igual a los ilustrados en las Figura 4.5 y Figura 4.6, procurando siempre que los TC se encuentre de camino entre la llegada de la línea a la barra hasta la toma de carga. La Figura 4.7 muestra las conexiones reales hechas para las mediciones del F35. Ambos conjuntos de conductores es enviado a través de la bandeja superior de la micro-red.

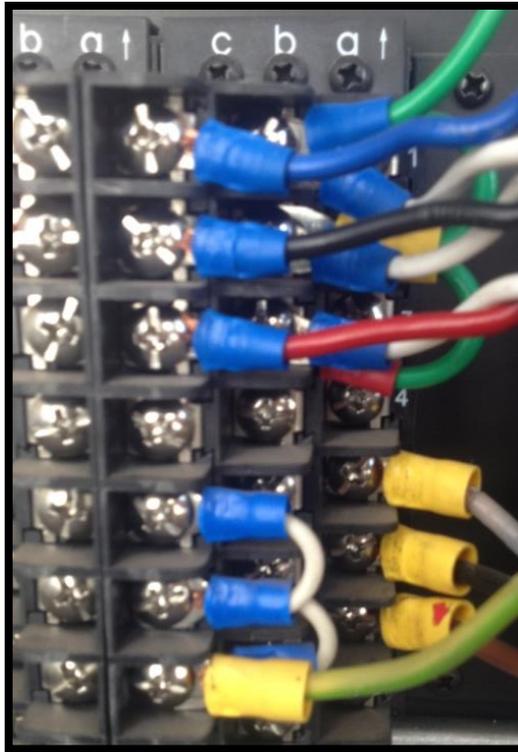


Figura 4.7. Esquema de conexión de las mediciones del F35.

El estado del interruptor queda determinado por el IED mediante la conexión de los contactos auxiliares (sección 4.1.2) en serie con la fuente de  $48 [V]_{DC}$  del F35, a las entradas  $\sim 1a$ ,  $\sim 1c$ ,  $\sim 2a$  y  $\sim 2c$  (para los interruptores de las barras segunda, tercera, cuarta y quinta respectivamente), todas éstas con un negativo común en la entrada  $\sim 1b$ . Se utilizó un cable paralelo de  $0,34 [mm^2]$ , con sus extremos de llegada al IED adaptados con terminales tipo horquilla de  $0,6 [cm]$  de diámetro.

La conexión a tierra para las medidas de corriente se realiza mediante un conductor de  $1,5 [mm^2]$ , color verde, entre el terminal  $\sim 1b$  (donde el símbolo  $\sim$  debe ser reemplazado por el literal que identifica el slot en que se ubica el módulo) y la toma de tierra del F35 (esquina superior derecha de la Figura 2.8).

- **ION 8600**

El medidor Schneider toma las medidas de voltaje directamente desde los rieles de cobre que conforman la primera barra del sistema. Al estar ésta ubicada directamente sobre el rack, el trío de conductores desciende inmediatamente hasta los bornes del equipo,

conectándose a éstos con terminales horquilla de diámetro 0,8 [cm], los mismos ocupados para asegurarse con pernos a la barra de cobre.

Las medidas de corriente son tomadas mediante el mismo transformador de razón 50/5 utilizado por el monitoreo del REC650, estando el ION 8600 en serie con el relé ABB (y posterior a éste). Los bornes correspondientes a los neutros de las medidas de corriente son conectan entre sí y conectados a la tierra de equipos a través de un conductor de calibre 1,5 [mm<sup>2</sup>].

#### 4.1.5.3 Sistema de disparo

El sistema de disparo para un sólo interruptor, descrito en el apartado 4.1.4, consta de dos bobinas: una interna del interruptor y otra externa. Los terminales de ambas bobinas están conectados a distintas fuentes de tensión, según sus datos lo indican, y puestas en cascada entre sí para poder controlar desde el relé (con capacidad de soportar 48 [V]<sub>DC</sub> entre terminales) las bobinas del interruptor (que funcionan a 220 [V]<sub>AC</sub>).

Las fuentes de tensión utilizadas cumplen con los requerimientos antes descritos, siendo el voltaje de 220 [V] extraído aguas abajo del interruptor que domina la energización del sistema de protecciones (ver apartado 4.1.5.1), mientras que el voltaje DC será de 24 [V] extraídos de la misma fuente que alimenta los PM's de la micro-red. Ambas fuentes se conectan a dos pares de regletas (para cada una) de distribución de siete entradas, para así facilitar la conexión de las bobinas a los potenciales respectivos y reducir la cantidad de cables en el sistema.

Las bobinas de 24 [V] se conectan a las regletas con conductores de 1,0 [mm<sup>2</sup>], negro para el que sale de la regleta de menor potencial y rojo para el que lo hace de la de mayor. El primero de ellos (negro) es interrumpido pasando por los terminales de los relés incluidos en los IED's según cada cual corresponda a la barra que monitorea:

1. Para el F35 estos relés se encuentran en el módulo 67, conectándose entre los terminales H#b y H#c, siendo # la ubicación relativa de los terminales en la columna (primera para la barra 3, segunda para la barra 4 y tercera para la barra 5).
2. Tanto para el REC650 como para el REL650, el cable de potencial negativo se interrumpe entre los dos primeros terminales de la bornera X307 (ver Figura 2.10), siendo el primero destinado para el potencial menor y el segundo para el potencial mayor relativo a cuando este relé se encuentra abierto.

Las bobinas de disparo propias de los breakers se conectan al par de regletas de 220 [V] no de directamente, sino siendo interrumpidos por los terminales de las bobinas dominadas por los relés (párrafo anterior), generándose la configuración en cascada antes mencionada. Para la conexión de las bobinas de disparo de los interruptores hacia las bobinas de 24 [V]<sub>DC</sub> se utilizó un cable paralelo de 1,5 [mm<sup>2</sup>], siendo el extremo del interruptor conectado directamente a las entradas de la bobina, mientras que el extremo del conductor correspondiente al rack se adapta con terminales pino de 0,6 [cm] de diámetro. La conexión entre los otros terminales de la bobina DC y las regletas de 220 [V] se hace con el mismo tipo de cable, con ambos extremos adaptados con los terminales tipo pino.

El esquema de conexión para un solo interruptor (extendiéndose para el resto de los equipos) se muestra en la Figura 4.3, mientras que en la Figura 4.8 se muestra las conexiones reales del set de bobinas DC y las conexiones en un CB.

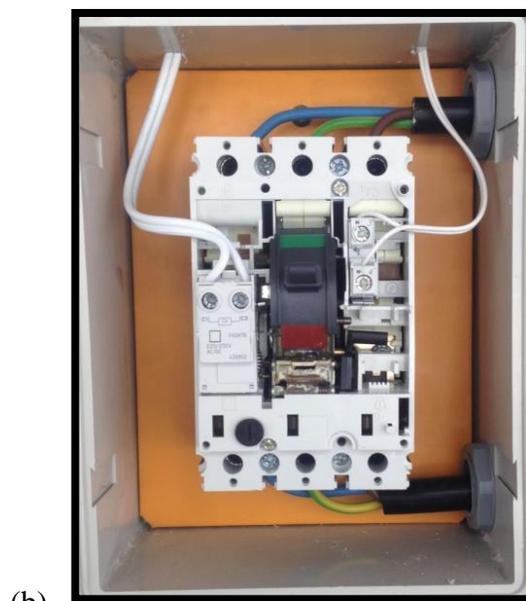


Figura 4.8. Conexión del sistema de disparo.

#### 4.1.6 Hardware del sistema de comunicación

El sistema de comunicación no varió mayormente respecto al estado al que se encontraba previo a la implementación del sistema de protección que este informe documenta. Las modificaciones realizadas corresponden, o bien a la extensión del mismo esquema contemplando nuevos dispositivos, o bien a una mejora del hardware que soporta el sistema (ubicación de componentes, conexiones).

El grueso de la comunicación se realiza usando cables de red (Ethernet), quedando la comunicación de los PM's respecto a la red local hecha sobre MODBUS (mediante un convertor Ethernet/MODBUS), utilizando un cable de comunicación MODBUS. La Figura 4.9 muestra el diagrama de conexión del sistema de comunicación de los dispositivos de control y monitoreo de la micro-red del laboratorio.

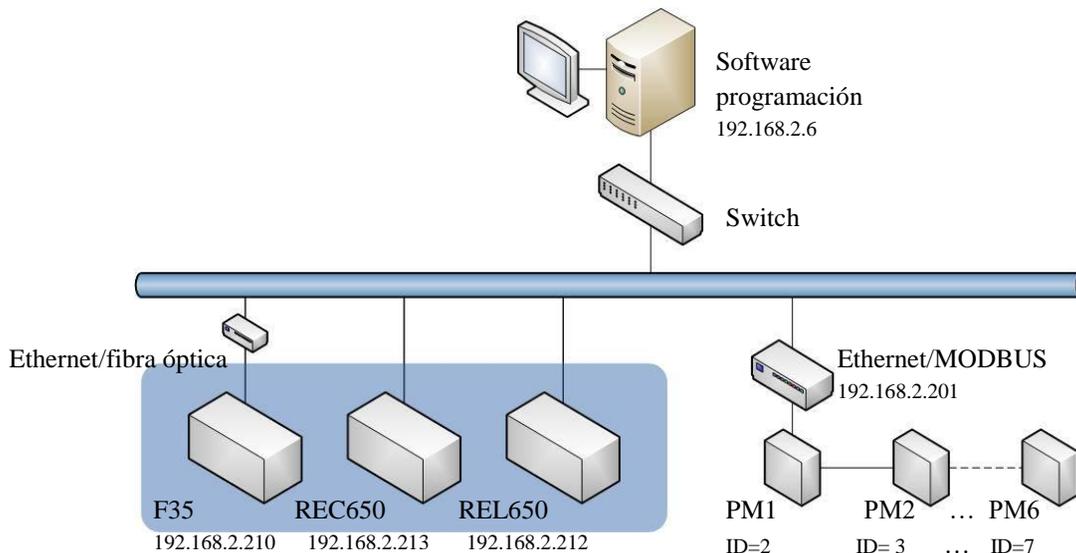


Figura 4.9. Esquema de conexión para la comunicación del sistema de protecciones.

En el rack donde se ubican los IED's se adapta, en su parte inferior, una bandeja de 19 pulgadas (48 centímetros aproximados) de ancho y 27 centímetros de fondo, para ubicar en ella elementos como el switch NETGEAR GS108, el convertor Ethernet/MODBUS Power Logic EGX40MG y el convertor de medios Ethernet a fibra óptica TP-LINK MC100CM. Estos dispositivos son alimentados desde una extensión de la red de 220 [V] del laboratorio a través de sus propios transformadores.

La forma en que los PM's se comunicaban también fue modificada: si bien se hace a través del mismo medio físico, a diferencia de la anterior configuración que partía la secuencia serie desde el sexto PM hacia el primero, dejando una extensión para el laboratorio de Micro-redes, la nueva conexión se realiza partiendo desde el primero de los PM's (aprovechando la nueva ubicación del convertor Ethernet/MODBUS) yendo en serie hasta el sexto PM, en el que se culmina ubicando una resistencia de 128 [ $\Omega$ ] entre los conductores respectivos a Tx (azul) y Rx (blanco). Estos dispositivos siguen siendo alimentados por la fuente de 24 [V]<sub>DC</sub> ubicada en medio de la red, pero la entrada de 220 [V] a esta fuente cambia: de ser extraída previamente desde la primera fase y el neutro del sistema de la micro-red, ahora se obtiene de la salida posterior del interruptor C6 Legrand, el mismo que controla la energización de los IED's.

#### 4.1.7 Recapitulación

Se recoge en esta sección todo lo expuesto de manera parcial e independiente en las secciones precedentes, presentándose en la Figura 4.10 la micro-red del laboratorio de Energías y Accionamiento junto con los relés ABB REC650 y REL650 y el relé modular GE F35.

Dado que los niveles de voltaje de la micro-red son del orden de los 400 [V]<sub>ff</sub>, es posible tomar las medidas de tensión directamente desde sus circuitos eléctricos; no sucede así con la corriente, donde fue necesario implementar transformadores de medida para cada una de las fases en sus puntos de medición.

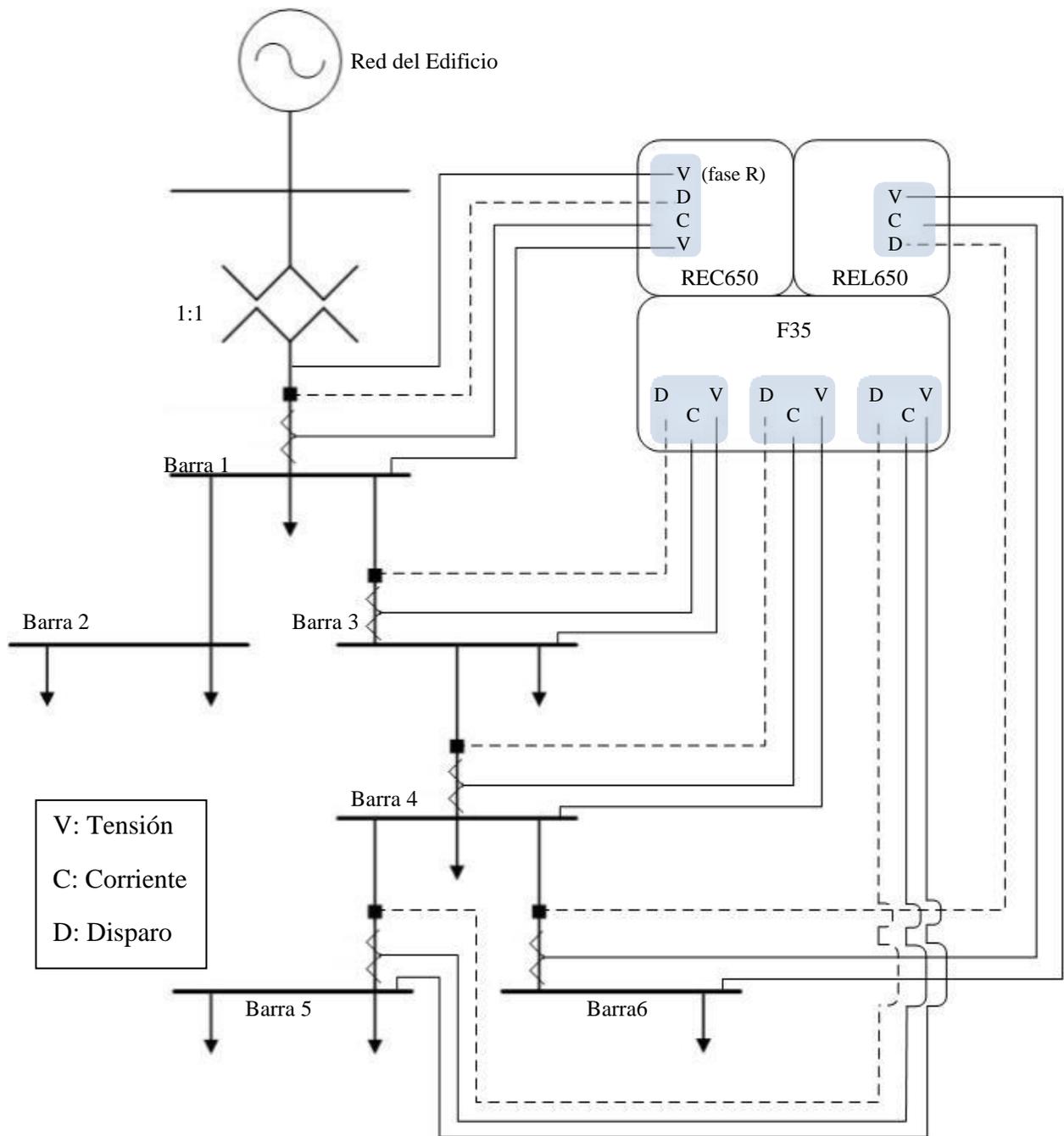


Figura 4.10. Relés de monitoreo y control y su disposición en la micro-red del laboratorio.

Como es posible apreciar en la Figura 4.10, el relé REC650 es el encargado de realizar las mediciones de variables eléctricas en la barra 1, tomando medidas de tensión tanto aguas abajo del *breaker* como aguas arriba de éste (siendo esta última medida sólo de la primera fase). Este relé comanda el disparo del CB que interrumpe el flujo eléctrico entre la micro-red y la red principal del edificio.

El relé REL650 toma las mediciones eléctricas en la sexta barra, siendo el encargado de accionar el CB ubicado en serie con el modelo de línea de transmisión que acomete a esta última barra.

Las barras tercera, cuarta y quinta de la micro-red están bajo el monitoreo del relé modular F35, siendo este mismo relé el encargado de accionar los *breakers* respectivos a cada una de estas barras.

## 4.2 Software

La configuración de los IED's es realizada mediante el uso de los software propios de cada uno de los dispositivos. La falta de tiempo y recursos imposibilitó conseguir un programa que permita la configuración y control simultáneo de los relés de distintos fabricantes fuerza a hacerlo de manera independiente entre ellos.

El presente apartado detallará el tipo de software utilizado en cada caso, con las configuraciones establecidas para los IED's y las funciones que quedaron instaladas.

### 4.2.1 Dispositivos ABB

Para monitoreo y control de los equipos ABB se instaló en el computador HP (que actuará como servidor del sistema) el software PCM600. Este programa, de patente de ABB y licencia gratuita para operar equipos de su propiedad, permite la configuración tanto del REC650 como del REL650 y dispone para el usuario su uso en las versiones para 32 y 64 bits.

El PCM600 instala a la vez el programa *Connectivity Package Manager* (CPM), con el cual es posible obtener las actualizaciones para todo equipo ABB. En este caso, el software quedó programado para notificar la existencia de futuros cambios y/o funciones nuevas para el REL650 y REC650.

El directorio del PCM650 en el servidor es **C:\Program Files (x86)\ABB**.

#### 4.2.1.1 Creación de un nuevo proyecto

En el documento [2] se indica el modo general de crear un proyecto en PCM600 con todas las alternativas disponible para el usuario. En este apartado se señalará la estructura del proyecto creado para configurar tanto el REL650 como el REC650.

Primeramente es necesario establecer comunicación entre ambos dispositivos y el ordenador donde se encuentra instalado el software de control y monitoreo. La IP asignada al servidor es 192.168.2.6, mientras que para los IED's serán:

1. IP REC650: 192.168.2.213
2. IP REL650: 192.168.2.212

La comunicación se realiza sobre Ethernet, utilizando el puerto ubicado en el panel frontal de equipos. Dichas IP's se establecen a través de la LHMI<sup>4</sup> de los IED's, siguiendo la ruta **Main menu/Configuration/Communication/TCP-IP configuration/1:ETHFRNT**. La correspondiente máscara de subred es 255.255.255.0 (valor por defecto en los equipos.).

---

<sup>4</sup> LHMI: *Local Human machine interface*.

Estos valores fueron configurados de manera manual, por lo que la opción *DHCP*Server en los dispositivos debe estar desactivada.

Una vez establecida la comunicación, se procede a crear un proyecto en el software PCM600. Esto se logra yendo al menú *File – Open/Manage Project* y clickeando en el ícono *New Project*. Se nombra al proyecto **Lab\_Energia**, quedando listo una vez que se le da al botón *Create* y visible al usuario en la ventana *Projects on my computer*.

En la ventana *Project Explorer* del proyecto recién creado se construye una estructura de planta, orientada a ordenar y establecer las relaciones de aplicación que los distintos tipos de IED's existentes en un (sub)sistema eléctrico puedan tener. Este orden queda fundado en la anidación de un elemento dentro de uno más general. En particular para el proyecto del laboratorio, los dos IED's que se implementan trabajarán sobre un mismo (y pequeño) sistema eléctrico, quedando su estructura constituida tal como se muestra en la Figura 4.11.

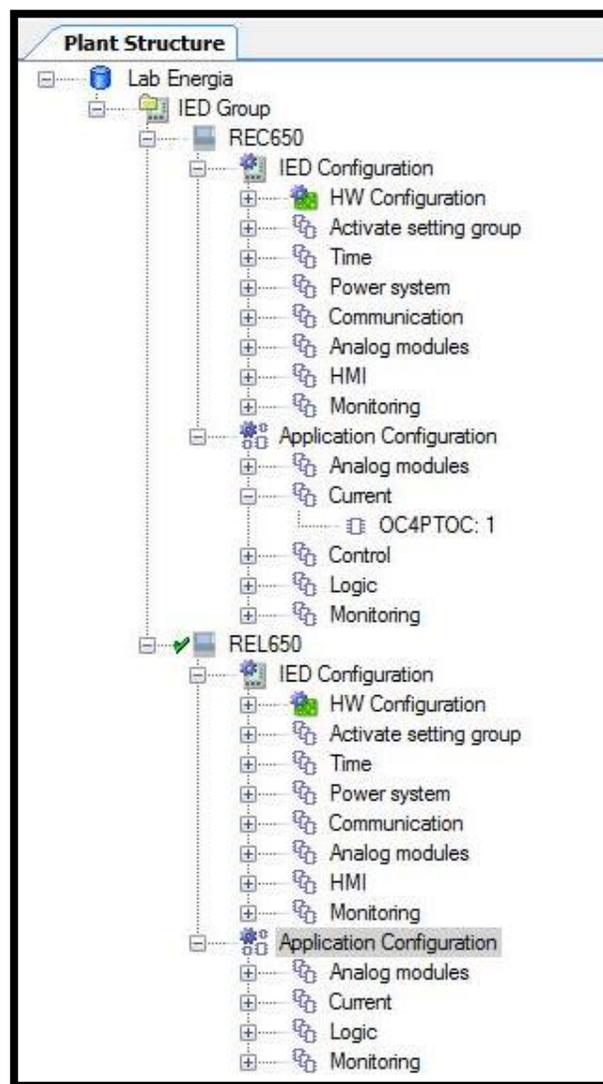


Figura 4.11. Estructura del proyecto en Lab Energia en PCM600.

Para introducir un IED a la estructura existente, basta dirigirse a la ventana *Object Types* que contiene todos los dispositivos posibles de incluir, según los paquetes de conectividad

descargados anteriormente con el CPM. El PCM600 ofrece la opción de insertar un IED en el modo offline u online. En este caso, de acuerdo a la segunda opción, se procede como sigue:

1. De la ventana *Object Types* se selecciona el ejemplar a configurar. En este caso *Sub-Transmission IEDs*, arrastrándolo hasta situarlo bajo el nivel del elemento *Bay* de la estructura.
2. Una vez que se suelta el elemento se despliega una ventana de configuración, en la que se selecciona la opción *Online Configuration*.
3. En la ventana siguiente, se selecciona el protocolo IEC 61850 en el campo *IED Protocol*. Posteriormente, se selecciona como puerto para la comunicación el ETHFRNT, ingresando en el campo *IP address* la misma dirección IP establecida manualmente en el LHMI del IED respectivo.
4. Para obtener el tipo y versión del IED en instalación, se da clic en el botón *Scan*.
5. Como finalización, se despliega la ventana *Setup Complete Page* que muestra el resumen de instalación.

Con la presencia del REL650 y REC650 en la estructura de planta, el último paso de configuración es establecer los *Technical key* en cada uno de estos dispositivos. El objetivo de este parámetro es prevenir la carga de una configuración incorrecta a un determinado IED. Por esta razón, la TK en el dispositivo físico y en el PCM600 deben ser igual y únicos (distintos respecto al de otros IED's). Es posible establecer una TK tanto desde el software hacia el relé, como leer la que viene por default en el dispositivo. Se opta por la primera opción, haciendo clic derecho sobre cada uno de los elementos y luego en *Set Technical Key*. En la ventana que se despliega posteriormente, se selecciona la opción *Technical Key in IED*, finalizando este proceso presionando *OK*.

#### **4.2.1.2 Configuración de aplicación de los IED's**

Una vez montados los relés ABB en el rack y decretada una comunicación y configuración primaria, es necesario establecer en ellos funciones orientadas a comprobar la correcta operación de los equipos y validarlos para una futura configuración que se ajuste correctamente a lo que aquel caso en estudio amerite.

Esta sección presenta la aplicación de funciones implantada en el REL650 y REC650 y el modo en que éstas son insertadas y conectadas a otros bloques para conformar un sistema mayor de funciones integradas. La configuración de ambos relés es la misma, salvo por detalles que serán aclarados a medida que salgan a la luz.

El software PCM650 cuenta con una herramienta que permite al usuario construir, mediante un sistema de bloques y conexiones, la configuración de cada uno de los equipos insertados en la estructura de un determinado proyecto. Esta herramienta, llamada *Application Configuration Tool* (ACT), se activa haciendo clic derecho sobre el elemento a configurar (REC650 o REL650) y luego en la entrada con el nombre de la herramienta.

La interfaz del ACT presenta en su derecha un repositorio de todas las funciones programables en cada equipo, agrupadas según las tareas que están orientadas (*Metering, Monitoring, Logic, etc.*). La Figura 4.12 muestra el esquema de conexiones entre los bloques de funciones implementados en el REC650.



Figura 4.12. Diagrama de bloques para la aplicación del REC650.

- **Entradas**

Las entradas analógicas de voltaje y corriente (sección 4.1.5.2) se representan en la interfaz del ACT por los bloques *Analog Input*, en el menú *Hardware Input/Output*. Ambos relés necesitan seis de estos bloques para recibir las medidas extraídas desde las barras que monitorea cada uno. En particular el REC650 hará uso de un bloque más, destinado a representar el voltaje de una de las fases aguas arriba del interruptor de la primera barra, con el fin de poder ser comparado, mediante la función *Syncheck*, con una de las fases de la misma barra.

Adicionalmente, del mismo menú *Hardware Input/Output*, se utiliza un bloque *Binary Input* para representar la entrada binaria que se obtiene del contacto auxiliar instalado en cada uno de los interruptores y que permiten saber el estado en que se encuentra éste (sección 4.1.2).

- **Bloques integrados**

### **Procesadores**

El primer bloque de funciones utilizado corresponde a los *SMAI*<sup>5</sup>, cuya misión es procesar los datos analógicos ingresados al IED, a través de sus módulos de entradas, y hacer de ellos información disponible para los bloques de funciones posteriores como un grupo de señales (*three phase signals*).

Ambos relés ocupan dos SMAI: uno para el trío de señales de voltaje y otro para el trío de señales de corriente de cada barra. Para el REC650 se implementa un SMAI más para el procesamiento de la entrada de voltaje aguas arriba del interruptor. Estos bloques tienen como salida una única matriz con los valores (voltaje o corriente) de las tres fases, entregándolos como un ‘paquete de datos’.

### **Medidas**

Las siguientes funciones implementadas corresponden a las unidades de medida del sistema. A pesar de que las conexiones físicas de las entradas de voltaje corresponden a mediciones fase-neutro (sección 4.1.5.2), es posible que los IED’s muestren el equivalente a las medidas fase-fase, gracias al bloque de funciones *VMMXU*. De todas formas se implementa un bloque *VNMMXU*, función equivalente a la primera pero con salidas fase-neutro. Las señales de corriente se procesan a través de un bloque *CMMXU*.

Las entradas de los tres bloques mencionados anteriormente corresponden a los ‘paquetes de datos’ que entregan las salidas de los SMAI. Si bien es posible acceder a los valores medidos a través de las entradas analógicas del IED mediante el menú *Measurement* del LHMI, la ventaja que representan estas funciones es que posibilitan la corrección de los datos reales, posiblemente alterados por señales ajenas o problemas de electrónica.

Para poder acceder a los valores entregados por estas funciones mediante el LHMI basta ir a **Main menu/Tests/Function status/Monitoring**.

---

<sup>5</sup> SMAI: *Signal Matrix for Analog Inputs*

## Funciones

El bloque implementado para validar el funcionamiento del software y de las instalaciones del hardware es el OC4PTOC o *Four step overcurrent protection*. Esta función posee versiones de tiempo inverso y tiempo definido para cada uno de los tramos que protege, pudiendo ser esta protección direccional o no.

Esta función tiene por entrada los mismos ‘paquetes de datos’ salidos de los bloques SMAI. Si se utiliza su versión no direccional, no es necesaria la conexión de las mediciones de voltaje.

El bloque se encuentra en el menú de *Current Protection*. Arrastrándola hacia la interfaz y haciendo las conexiones indicadas, la función se activará una vez que identifique que se cumplen las condiciones configuradas (ver 4.2.1.2). A la entrada *Block* de este bloque se conecta la entrada binaria correspondiente al contactor auxiliar del interruptor que señala el estado (abierto o cerrado) del CB, anulando el funcionamiento de este bloque si es que el interruptor se encuentra abierto o en posición de trip.

La señal de salida indica justamente la condición de disparo, señal que debe ser procesada por el segundo bloque de función implementado: el SMPPTRC o *Tripping Logic*, ubicado en el menú *Logic* del repositorio de funciones.

- **Salidas**

La salida del esquema integrado de bloques corresponde a la señal de disparo que abrirá el interruptor en caso de ocurrencia de una falla en el sistema. Esta salida corresponde a un bloque de *Binary Output*, ubicado en el menú *Hardware Input/Output*, siendo su señal de entrada la salida del bloque SMPPTRC.

### 4.2.1.3 Parametrización de funciones

En este apartado se indicarán los parámetros dados a cada uno de los bloques descritos anteriormente:

TRM_2				
Canales de corriente				
Channel	1	2	3	
NameCh	Barra1_IL1	Barra1_IL2	Barra1_IL3	
Input Type	Current	Current	Current	
CTStarPoint	ToObject	ToObject	ToObject	
CTsec	1 [A]	1 [A]	1 [A]	
CTprim	10[A]	10[A]	10[A]	
Canales de voltaje				
Channel	6	7	8	9
NameCh	Barra1_U1N	Barra1_U2N	Barra1_U3N	Red_U1N
Input Type	Voltage	Voltage	Voltage	Voltage
VTsec	220 [V]	220 [V]	220 [V]	220 [V]
VTprim	0,220 [kV]	0,220 [kV]	0,220 [kV]	0,220 [kV]

Tabla 4.3. Configuración de los módulos de entrada de las señales de medida.

OC4PTOC		
General		
GlobalBaseSel	1	
MeadType	RMS	
Setting Group1		
Operation	On	
Step 1		
DirMode1	Non-directional	
Characterist1	IEC Norm. Inv.	
I1>	5	%IB
t1	0,000	s
k1	0,15	
IMin1	5	%IB
t1Min	0,100	s

Tabla 4.4. Configuración de la función de sobrecorriente.

SMPTRC		
Operation	On	
TripLockout	Off.	
AutoLock	Off	
tTripMin	0,150	s

Tabla 4.5. Configuración de la función de *trip*.

SXCBR		
tStartMove	0,100	s
tIntermediate	0,150	s
AdaptivePulse	Not adaptive	
tOpenPulse	0,200	s
tClosePulse	0,200	s
SuppressMidPos	On	

Tabla 4.6. Configuración de la función controladora de un *breaker*.

## 4.2.2 Dispositivos GE

Para la configuración del F35 se instaló en el computador HP el software EnerVista. A diferencia del PCM600, este programa se hará cargo de un único IED que, por ventura, es un equipo multi-modular que posibilita el monitoreo y control de tres puntos distintos de la micro-red.

Las funciones en este dispositivo son programadas mediante lógica booleana, pudiendo relacionar los datos de las medidas de estos distintos puntos en un mismo esquema de conexiones.

### 4.2.2.1 Reconocimiento de los equipos

Instalado el software en el computador, para hacer que éste reconozca el F35 se hace clic en el menú *IED Setup* y luego en la entrada *Launch Pad*. Una vez que se abre esta ventana, se selecciona la opción *Add Product*, desplegándose una ventana de diálogo de la cual se selecciona el elemento a instalar, en este caso: F35 Multiple Feeder Protection.

Para configurar este equipo es necesario otorgarle una dirección IP, que será posteriormente solicitada: en el panel frontal del dispositivo dirigirse a **Setting/Product**

**Setup/Communications/Network/IP Adress**, otorgándole la dirección 192.168.2.210. Realizado lo anterior se sigue la siguiente secuencia de pasos:

1. En la ventana principal del EnerVista, se ingresa en el menú *Device Setup*, que desplegará una ventana de instalación. En ella, se hace clic en el botón *Add Device*.
2. En esta ventana se debe ingresar el nombre del dispositivo a configurar. En este caso “F35 Multiple Feeder Protection”.
3. En la misma ventana, en el campo *Interface*, se selecciona la opción Ethernet, que será el medio por el cual se establece la comunicación entre el servidor y el IED.
4. En el campo inferior al anterior, se ingresa la dirección IP establecida en el equipo.
5. Para finalizar, se hace clic en el botón *Read Order Code*, para obtener el *Order Code* y la versión del equipo a instalar (similar a lo realizado con el botón *Scan* de la instalación de los relés ABB).

#### 4.2.2.2 Configuración de la aplicación del IED

En esta sección se detallarán los pasos seguidos para configurar las características de monitoreo y la estructura de funciones (más bloques lógicos) implementados en el F35 para validar su funcionamiento tanto individual como en conjunto con los relés ABB.

Las entradas de voltaje y corriente provenientes de las barras tercera, cuarta y quinta (sección 4.1.5.2), pueden ser visualizadas en la entrada **Lab Energia/F35 Red/Actual Values/Metering/Source**. Una vez que se despliega dicho menú, para configurar el monitoreo se hace clic en *Phase Current*, abriéndose la ventana de la Figura 4.13. Haciendo clic en el botón *View* de cualquiera de las columnas de datos se desplegará una nueva ventana, tal como la muestra la imagen (b) de la Figura 4.13.

En la columna *Component* es donde se seleccionan las señales de entrada. Se escogen las tres fases contiguamente (en secuencia RST), primero de corriente y luego de voltaje (fase-fase), repitiendo dicho proceso para las otras dos barras. La columna *Magnitud/Angle* muestra el valor instantáneo de la señal correspondiente a la columna anterior, mientras que en la columna *Color* se les asignan colores para poder ser identificados en los gráficos de la misma ventana. En este caso, se le asigna a la primera fase, tanto para corriente como voltaje, el color azul; rojo para la segunda fase; amarillo para la tercera. En la columna *Assign To* es donde se agrupan estas señales de entradas para ser graficadas. Las tres fases de corriente correspondientes a la primera barra son agrupadas en el índice *Phasor Set 1*; para las tres fases de voltaje de la primera barra se le asigna el índice *Phasor Set 2*. Para el resto de las señales se actúa de manera similar.

Finalmente, en la tabla de gráficos de la misma ventana de monitoreo, en la columna *Map Phasor Set*, se seleccionan los índices previamente asignados a las fases de corriente y/o voltaje que los agrupan para ser graficados a tiempo real.

(a)

PARAMETER	SOURCE 1	SOURCE 2	SOURCE 3
Name	Barra3	Barra4	Barra5
PHASORS	View	View	View
RMS Ia	0.000 A	0.000 A	0.000 A
RMS Ib	0.000 A	0.000 A	0.000 A
RMS Ic	0.000 A	0.000 A	0.000 A
RMS In	0.000 A	0.000 A	0.000 A
Phasor Ia	0.000 A 0.0 deg	0.000 A 0.0 deg	0.000 A 0.0 deg
Phasor Ib	0.000 A 0.0 deg	0.000 A 0.0 deg	0.000 A 0.0 deg
Phasor Ic	0.000 A 0.0 deg	0.000 A 0.0 deg	0.000 A 0.0 deg
Phasor In	0.000 A 0.0 deg	0.000 A 0.0 deg	0.000 A 0.0 deg
Zero Seq I0	0.000 A 0.0 deg	0.000 A 0.0 deg	0.000 A 0.0 deg
Positive Seq I1	0.000 A 0.0 deg	0.000 A 0.0 deg	0.000 A 0.0 deg
Negative Seq I2	0.000 A 0.0 deg	0.000 A 0.0 deg	0.000 A 0.0 deg

(b)

COMPONENT	MAGNITUDE / ANGLE	COLOR	ASSIGN TO	GRAPH	MAP PHASOR SETS
Barra3 (SRC 1)-Phasor Ia	0.000 A 0.0 deg	Blue	Phasor Set 1	1	Select Phasor Sets
Barra3 (SRC 1)-Phasor Ib	0.000 A 0.0 deg	Red	Phasor Set 1	2	Select Phasor Sets
Barra3 (SRC 1)-Phasor Ic	0.000 A 0.0 deg	Yellow	Phasor Set 1	3	Select Phasor Sets
Barra3 (SRC 1)-Phasor Vag	0.000 V 0.0 deg	Blue	Phasor Set 2	4	Select Phasor Sets
Barra3 (SRC 1)-Phasor Vbg	0.000 V 0.0 deg	Red	Phasor Set 2	5	Select Phasor Sets
Barra3 (SRC 1)-Phasor Vcg	0.000 V 0.0 deg	Yellow	Phasor Set 2	6	Select Phasor Sets
Barra4 (SRC 2)-Phasor Ia	0.000 A 0.0 deg	Blue	Phasor Set 3		
Barra4 (SRC 2)-Phasor Ib	0.000 A 0.0 deg	Red	Phasor Set 3		
Barra4 (SRC 2)-Phasor Ic	0.000 A 0.0 deg	Yellow	Phasor Set 3		
Barra4 (SRC 2)-Phasor Vag	0.000 V 0.0 deg	Blue	Phasor Set 4		
Barra4 (SRC 2)-Phasor Vbg	0.000 V 0.0 deg	Red	Phasor Set 4		
Barra4 (SRC 2)-Phasor Vcg	0.000 V 0.0 deg	Yellow	Phasor Set 4		

Figura 4.13. Medición de señales y herramienta gráfica para sus fasores.

La programación de las funciones del F35 se realiza mediante la herramienta *FlexLogic* incorporada en el equipo.

Dado que la configuración enviada al relé es la misma para las tres barras, se detallará el proceso llevado a cabo para sólo la barra 3. La aplicación enviada al IED consistirá en un esquema de funciones tal que sea capaz de detectar y disparar el interruptor asignado a la línea que llega a aquella barra ante un aumento de corriente y que sea capaz de deshabilitarse cuando el interruptor no esté en estado operativo (abierto o *trip position*).

El primer elemento a insertar es el encargado de detectar esta alza de corriente circulando por la línea. Para esto, en la columna *Type* se selecciona la opción *Protection Element*, para luego, en la misma fila pero en la columna *Syntax*, escoger el elemento *Phase IOC1 PKP*. Inmediatamente bajo esta entrada de elementos, en la columna *Type*, se selecciona *Contact Inputs On* y en su *Syntax* respectivo escoger *Cont Ip 5 ON(WIa)*, que corresponde a la señal binaria proveniente del contacto auxiliar del interruptor (sección 4.1.2). Esta entrada indicará el estado actual en que se encuentra dicho equipo.

Luego de estos dos bloques se inserta el operador lógico AND en *Type*, seleccionando dos entradas para este módulo (*2 Input* en *Syntax*). De esta forma, el valor lógico a la salida de este bloque será verdadero siempre y cuando ambas entradas lo sean. Así, por ejemplo, si el

interruptor no se encuentra en estado operativo su valor lógico será 0, desactivado la función de disparo hacia el interruptor.

Finalmente, se asigna la salida del operador AND a una salida virtual que ‘cierre’ el esquema lógico anterior. Para conseguir aquello, en la columna *Type* se selecciona la opción *Assign Virtual Output*, para luego poner en la columna *Syntax* respectiva el elemento =*Virt Op 1 (VO1)*. Posteriormente, esta salida virtual debe ser designada a una salida física del relé F35. Para este caso (interruptor de barra 3), la salida corresponde al terminal *H3*, que interrumpe el paso de corriente hacia la bobina de 220 [V] (sección 4.1.4). En el EnerVista, para configurar esta relación, se accede a **Lab Energia/F35Red/Setting/Inputs-Outputs/Contact Outputs**. En la ventana que se despliega, como la que se muestra en la Figura 4.14, en la segunda fila de un mismo terminal (*H1* en este caso) llamada [*H1*] *Contact Output 1 Operate*, se selecciona en la columna *Parameter* la opción con el mismo nombre que la salida virtual escogida anteriormente, es decir, *Virtual Op 1 (VO1)*.

SETTING	PARAMETER
[H1] Contact Output 1 ID	Cont Op 1
[H1] Contact Output 1 Operate	Virt Op 1 On (VO1)
[H1] Contact Output 1 Seal-In	OFF
[H1] Contact Output 1 Events	Enabled

Figura 4.14. Asignación de una variable virtual a un contacto de salida en el F35.

---

## Resultados

---

Con la instalación de los equipos inteligentes y los elementos necesarios para su comunicación y funcionamiento detallada en el capítulo 4, se procede a efectuar una prueba en la micro-red para validar esta implementación, evaluando el desempeño de los relés ante condiciones predeterminadas de operación.

La prueba a la que serán sometidos los IED's corresponde a una operación normal de funcionamiento de la micro-red, es decir, con todos los interruptores en estado operativo, consiguiéndose una topología tal como la que ilustra la Figura 2.4. Las aplicaciones de sobrecorriente de los IED's se señalan en la sección 4.2 (siendo la misma en el caso de los dispositivos de fabricación ABB), configurándose en este caso para que actúen al percibir una corriente superior a 1 [A]. Se evaluarán de manera sucesiva e independiente: primero el relé REC650, encargado de medir las variables eléctricas (tensión y corriente) en la primera barra y de disparar el interruptor que conecta la micro-red a la red principal del edificio; luego se procederá con el relé F35, evaluando el desempeño de su monitoreo y control sobre el interruptor de la barra 3.

En particular, para cada uno de los IED's, se mostrarán las mediciones eléctricas tanto desde los softwares instalados en el servidor como desde los LHMI de estos dispositivos, para luego evaluar su trabajo al disparar sus interruptores respectivos. Esta evaluación se hará mediante los *Disturbance Reports* que cada IED genera al identificar una condición anormal de operación. Tanto el PCM600 como el EnerVista generan estos reportes como archivos Comtrade (.cfg), pero es este último software el que será utilizado para visualizarlos, ya que dispone de una herramienta orientada a aquella tarea.

### 5.1 Mediciones

Verificando que todos los interruptores se encuentren cerrados y los IED's y PM's encendidos y comunicados con el servidor se procede a realizar las pruebas para las mediciones de las variables eléctricas de los equipos.

Para la prueba sobre el REC650, se conecta la carga trifásica del laboratorio en la única toma de poder de la primera barra del sistema. Cerrando el contacto de esta toma para con la barra mediante el software OPC Test Client, se eleva paulatinamente la carga resistiva hasta alcanzar un valor de 0,76 [A] aproximadamente.

Es posible visualizar las mediciones a través del LHMI del dispositivo ABB de dos maneras distintas: accediendo directamente a los valores analógicos que llegan a las entradas de los terminales posteriores del equipo; u optando por verlos mediante las funciones VNMMXU, VMMXU y/o CMMXU. La ventaja que contempla ésta última opción, es que estas funciones cuentan con la posibilidad de ajustar las mediciones según determinadas correcciones (a elección del usuario) para distintos tramos de medidas según el porcentaje que representan respecto al valor base de la variable configurado en el equipo.

Para la primera opción de visualización, en el menú principal del LHMI se accede a **Main menu/Measurements/Analog primary values/1:TM\_P\_P2**. En la pantalla principal se desplegará una ventana como la que se muestra en la Tabla 5.1. En ella se pueden apreciar las entradas de corriente en los primeros tres canales, indicando la magnitud de la variable y su ángulo (se toma como ángulo de referencia la tensión de la primera fase). En el canal 9 se observa la medición de tensión de la primera fase aguas arriba del interruptor, mientras que los canales 6, 7 y 8 muestran las tensiones respectivas a la fase R, S y T de la primera barra.

Barra1_IL1	0.773	[A]
Barra1_IL1	0.000	deg
Barra1_IL2	0.764	[A]
Barra1_IL2	-119.086	deg
Barra1_IL3	0.757	[A]
Barra1_IL3	120.884	deg
CH4	0.000	[A]
CH4	0.000	deg
CH5	0.000	[A]
CH5	0.000	deg
Barra1_U1N	0.234	[kV]
Barra1_U1N	-0.217	deg
Barra1_U2N	0.235	[kV]
Barra1_U2N	-120.186	deg
Barra1_U3N	0.234	[kV]
Barra1_U3N	119.505	deg
Red_U1N	0.234	[kV]
Red_U1N	-0.209	deg
CH10	0.000	[kV]
CH10	0.000	deg

Tabla 5.1. Valores de variables eléctricas a la entrada del REC650, a través del LHMI.

Es importante indicar que estos valores dependen directamente de la forma en cómo se realizaron las conexiones en los terminales posteriores del equipo. En este caso las mediciones de voltaje son tomadas entre la fase y el neutro del sistema (ver 4.1.5.2).

Para observar las medidas a través de las funciones implementadas en la aplicación del equipo, en el menú principal del relé se accede a **Main menu/Tests/Function status/Monitoring**. La Tabla

5.2 muestra las ventanas con los canales para las funciones VMMXU y CMMXU. La disposición de los canales es la misma que para la primera opción descrita.

INSTNAME	VMMXU	INSTNAME	CMMXU
Beh	On	Beh	On
UL12	0.405 [kV]	IL1	0.405 [A]
UL12RANG	Low-Low	IL1RANG	Normal
UL12ANGL	5.820 deg	IL1ANGL	5.820 deg
UL23	0.406 [kV]	IL2	0.406 [A]
UL23RANG	Low-Low	IL2RANG	Normal
UL23ANGL	-117.466 deg	IL2ANGL	-117.466 deg
UL31	0.404 [kV]	IL3	0.404 [A]
UL31RANG	Low-Low	IL3RANG	Normal
UL31ANGL	125.509 deg	IL3ANGL	125.509 deg

Tabla 5.2. Valores de variables eléctricas mediante funciones de medición del REC650.

La ventaja de este medio es que, a diferencia del primero, es independiente del modo de conexión de las medidas en el relé. De esta forma, por ejemplo, es posible obtener valores fase-fase de voltaje gracias a la función VMMXU. Además, cabe la posibilidad de utilizar múltiples funciones de un mismo tipo, pero ‘corregidas’ de manera distinta si es que el usuario lo cree necesario.

Para la prueba sobre el relé F35, se toman las mismas consideraciones iniciales sobre la red para el caso del dispositivo ABB, pero ahora se conecta la carga trifásica en la primera toma de carga de la tercera barra de la micro-red. Nuevamente el contactor que une la toma con la barra es cerrado mediante el control del OPC y se eleva la carga hasta alcanzar 0,87 [A] activos aproximadamente.

Para observar las medidas eléctricas en la pantalla del dispositivo, desde el menú principal se accede a **Actual Values/Metering/Source SRC 1**, donde la entrada *Source SRC 1* corresponde a las fuente de medidas, en este caso, la barra 3. Para obtener los valores de corriente, se selecciona la opción **Phase Current**. La primera pantalla corresponde a las magnitudes de las tres fases, mientras que el detalle de magnitud/desfase angular se consigue navegando con las teclas ‘siguiente’ y ‘anterior’ (Figura 5.1 (a)).

Las medidas de tensión se obtienen de manera análoga: desde el menú **Source SRC 1**, se accede a **Phase Voltage**. Esta opción entrega tanto los valores fase-neutro como fase-fase. En particular, son estos últimos los que se muestran en la Figura 5.1 (b).



Figura 5.1. Valores de variables eléctricas a la entrada del F35, a través de su LHM I

En el EnerVista, las mediciones se obtienen dirigiéndose a **Lab Energia/F35Red/Actual Values/Metering/Source/**. En el submenú que se despliega, para obtener los valores de corriente se hace doble clic *Phase Current*, abriéndose la ventana con las mediciones como lo muestra la Figura 5.2 (a). Análogamente, para los valores de voltaje se accede a *Phase Voltage*.

PARAMETER	SOURCE 1
Name	Barra3
PHASORS	View
RMS Ia	0.910 A
RMS Ib	0.868 A
RMS Ic	0.823 A
RMS In	0.000 A
Phasor Ia	0.907 A -181.5 deg
Phasor Ib	0.871 A -300.3 deg
Phasor Ic	0.821 A -63.9 deg
Phasor In	0.000 A 0.0 deg
Zero Seq I0	0.000 A 0.0 deg
Positive Seq I1	0.866 A -181.9 deg
Negative Seq I2	0.000 A 0.0 deg

Figura 5.2. Mediciones de corriente por el F35.

En ambos casos es posible hacer clic en el botón *View*, en cada una de las fuentes, para que se grafiquen los fasores de las variables eléctricas medidas. A modo de ejemplo, en la Figura 5.3 se muestran los fasores de corriente (izquierda) y voltaje (derecha) según la configuración que se haya establecido (ver sección 4.2.2.2).

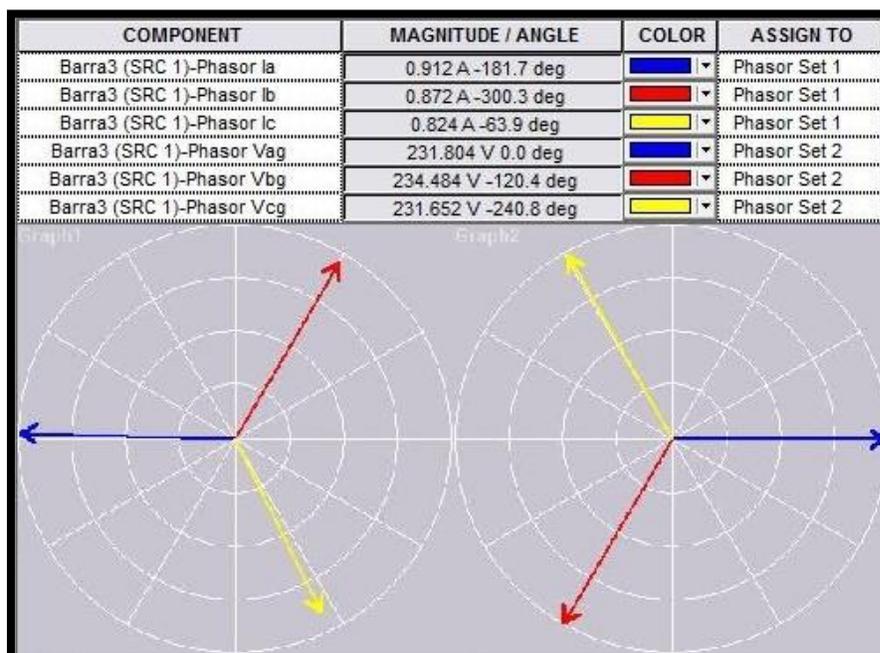


Figura 5.3. Fasores de las señales medidas de corriente y voltaje

## 5.2 Tripping de interruptores y disturbance reports

Ante las mismas condiciones de operación para poner a prueba las mediciones de los IED's, en ambos casos se eleva la corriente de retiro hacia las cargas de tal forma que superen el umbral definido para la activación de las protecciones de sobrecorriente, definido para estas pruebas en 1 [A] (ver sección 4.2).

Se generarán reportes que contienen gráficos de las señales de corriente y voltaje de las barras monitoreadas. Estos gráficos son parte de los *Disturbance Report* que cada IED elabora cuando percibe una operación anormal del sistema. Estos archivos son de extensión .cfg y serán visualizados a partir de una herramienta del Enervista. Además, estos gráficos, debido a que estas pruebas tienen como fin validar la implementación, serán evaluados con un carácter cualitativo más que cuantitativo.

Para el REC650, la carga se conecta nuevamente en la toma de poder de la primera barra de tal forma de retirar con ella 2 [A], ya que la protección se configuró con un retraso de 0,01 segundos. Una vez que el interruptor está en su posición de *trip*, es posible ver las anomalías percibidas por el relé en la pestaña de *Disturbance Handling*, tal como se muestra en la Figura 5.4.

REC650 - Application Configuration		REC650 - Parameter Setting		REC650 - Disturbance Handling		
	Trig Date Time	▲ Strn Name	Obj Name	IED Name	Rec No	
▶	  27-08-2016 15:01:24.453	Station name	Object name_...			
	  27-08-2016 15:01:24.453	Station name	Object name	Unit name	9	
	  27-08-2016 15:13:54.550	Station name	Object name_...			
	  27-08-2016 15:13:54.550	Station name	Object name	Unit name	10	
	  27-08-2016 15:35:42.954	Station name	Object name_...			
	  27-08-2016 15:35:42.954	Station name	Object name	Unit name	11	
	  27-08-2016 15:36:16.899	Station name	Object name	Unit name	12	
	  27-08-2016 15:36:42.966	Station name	Object name	Unit name	13	
	  27-08-2016 15:36:43.106	Station name	Object name	Unit name	14	
	  27-08-2016 15:42:22.054	Station name	Object name_...			

Figura 5.4. *Disturbance Handling Tool*. Listado de anomalías percibidas por el REC650.

En la primera columna se observan dos figuras: una del relé y otra de un servidor. Cuando una de aquellas imágenes se encuentre coloreada indica el lugar en dónde se encuentra el archivo con el reporte generado. Para importarlo al servidor, basta hacer doble clic en el botón de play a su izquierda.

Mediante el Enervista se abre el archivo importado anteriormente desde la carpeta en que el PCM650 guarda tales documentos. En la Figura 5.5 se muestra las curvas de las señales de corriente y voltaje para cada una de las fases de la barra 1.

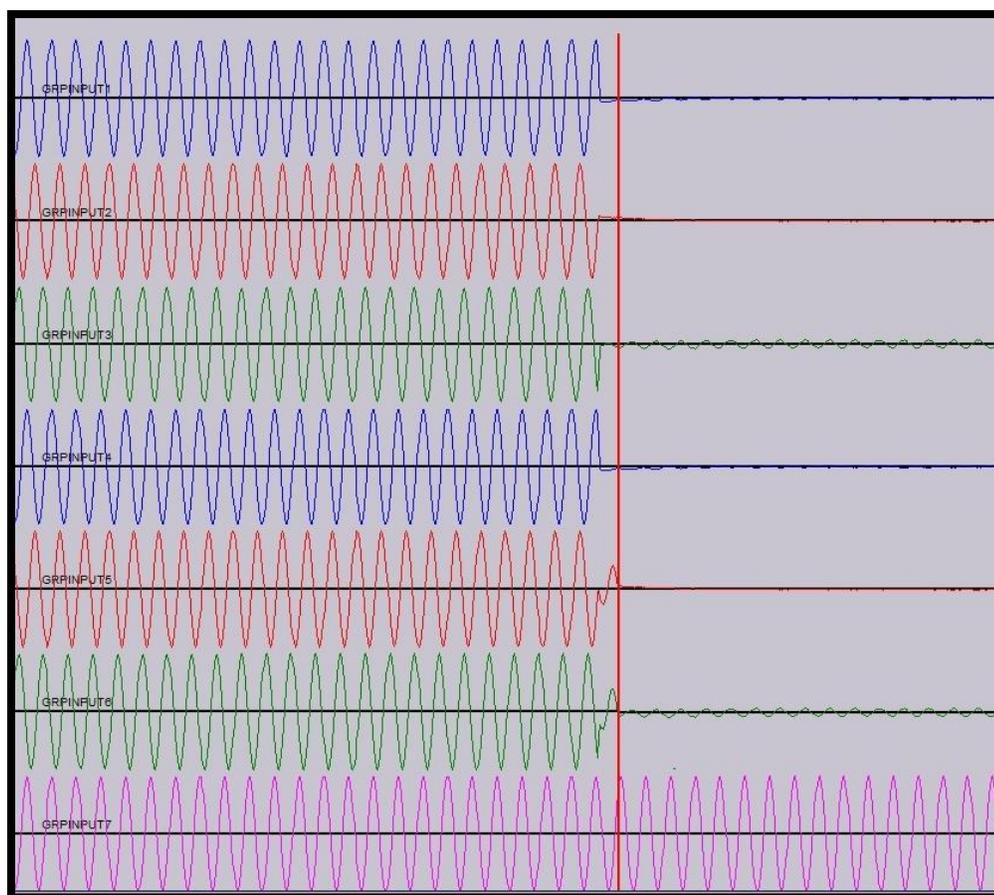


Figura 5.5. Curva de señales eléctricas ante operación anómala detectada por el REC650.

En la ilustración anterior se observa el momento en que el interruptor fue accionado (medio ciclo antes de la línea roja), y cuándo el IED registró el evento como una anomalía (línea vertical roja). Esta diferencia de tiempo asciende a 0,015 segundos, menor a un ciclo de la onda. Este registro está configurado para entregar información desde los 0,5 segundos anteriores a la detección de la anomalía.

En la Figura 5.5 el orden de las curvas obedece al mismo orden en que se configuraron las señales de entrada en el módulo de adquisición de señales (ver Tabla 4.3): las tres primeras curvas corresponden a las entradas de corriente, siendo la azul para la fase R, la roja para la S y la verde para la T. De manera similar, las siguientes tres curvas siguen la misma relación de colores-fases para las señales de voltaje, mientras que la última curva corresponde al voltaje de la primera fase tomada aguas arriba del interruptor (esto es, el lado de la red del edificio). Es importante notar que dicha curva no se detiene ante el accionamiento del CB, ya que, al ser una señal tomada aguas arriba de él, no está supeditada al estado en que se encuentre este elemento.

Para la prueba en el relé F35, se prepara la red en las mismas condiciones anteriores pero ahora conectando la carga trifásica en la primera toma de la tercera barra, retirando nuevamente 2 [A] con ella. Como la programación de funciones en el EnerVista se hace mediante algebra booleana (ver sección 4.2.2.2), es posible visualizar, gracias a una aplicación del software, los valores de verdad en la salida de cada uno de los bloques que compone una aplicación. En la Figura 5.6 se muestran tres imágenes de los valores de verdad de la aplicación de sobrecorriente.



Figura 5.6. Valores de verdad de las funciones del F35 antes, durante y después de una anomalía.

La primera de las imágenes corresponde a un momento previo de la anomalía en la operación: en ella, se puede ver cómo el valor respectivo al estado del interruptor de la barra 3 (*W1a*), entrada binaria proveniente del contacto auxiliar del equipo, es verdadero ya que se encuentra cerrado. En la imagen (b) es cuando se identifica una circulación de corriente mayor al umbral programado y se activa la función de sobrecorriente programa para aquella barra, tomando ésta un valor verdadero y, consecuentemente, también la salida del operador AND siguiente (VO 1: salida virtual 1). Finalmente, como la salida del operador AND es verdadera y esto acciona las bobinas de disparo hacia el interruptor (sección 4.1.4), éste pasa a estar en su posición de *trip*, lo que cambia el valor de verdad de la entrada binaria primeramente mencionada y, por consecuencia, el valor a la salida del operador AND, desactivando así la constante operación de la función de sobrecorriente.

Adicionalmente, el EnerVista genera reportes de anomalías cuando el IED percibe un mal funcionamiento del elemento monitoreado. En la Figura 5.7 se muestran las curvas de las señales de corriente y voltaje para la barra 3.

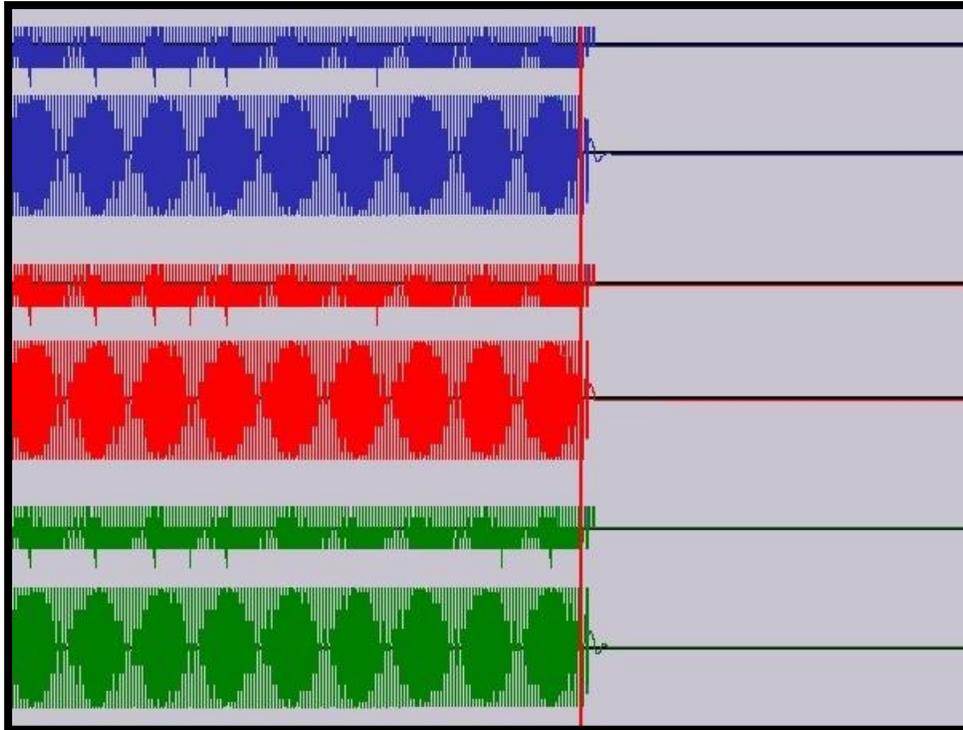


Figura 5.7. Curva de las señales eléctricas ante una operación anómala detectada por el F35.

En esta ilustración las curvas se presentan agrupadas por fase: la azul corresponde a la fase R, la roja a la fase S y la verde a la fase T, siendo la primera de cada par la correspondiente a la señal de corriente mientras que la segunda a la señal de voltaje. A diferencia de la Figura 5.5, las curvas aquí mostradas corresponden íntegramente a señales dentro de la micro-red. Además, se puede apreciar que el accionamiento de los CB es paralelo al momento en que comienza el registro de la anomalía (recta vertical roja). Lo anterior se debe a que la función de sobrecorriente implementada en el F35 no contó con el retraso configurado en la función similar del REC650.

De los ensayos anteriores y de la información gráfica que entregan la Figura 5.5 y Figura 5.7, se valida el correcto funcionamiento tanto de los *circuit breakers* como del sistema de disparo de cada uno de ellos.

Paralelamente, la obtención de las curvas antes citadas tras los ensayos realizados indican la posibilidad de efectuar un registro de las anomalías ocurridas en la operación de la micro-red. Es importante señalar que la forma y calidad de las Figura 5.5 y Figura 5.7 obedecen a la propia configuración que se dio a la lectura de los *Disturbance Reports*, que en este caso perseguía fines ilustrativos más que presentar información detallada de una operación particular de la red.

Finalmente, el disparo de los interruptores y el registro de la actividad de la red ante aquella acción confirma el éxito de la configuración de los IED's remotamente mediante los software correspondientes a cada uno de ellos e instalados en el servidor del sistema de protección.

### Conclusiones

---

El trabajo realizado consistió en la implementación de un sistema de protecciones en baja tensión, instalando en el modelo de red eléctrica del Laboratorio de Energías y Accionamiento diversos dispositivos electrónicos inteligentes encargados del monitoreo y control de los estados de operación de dicha red, así también elementos destinados a las medidas de variables eléctricas y *circuit breakers* para interrumpir el flujo eléctrico y liberar al sistema de fallas. Con esto, se brinda un espacio en la Universidad de Chile para realizar investigación y docencia respecto a protecciones adaptivas en redes de bajo orden de voltaje.

La instalación de los dispositivos electrónicos inteligentes implicó la intervención física de la micro-red: se dispuso en el acrílico correspondiente a la primera barra del sistema un rack de tipo bastidor de 19" de ancho y 1,50 [m] de altura. Los IED's ABB, que fueron entregados en comodato al Departamento de Ingeniería Eléctrica, no contaban con su sistema de instalación y fijación, por lo que se fabricó uno propio de tal forma de ajustarse a lo que las necesidades requerían. Resultado de esto se logró instalar los tres IED's (F35, REC650 y REL650), más el medidor ION8600, de manera cercana y compacta (ver Figura 4.1), situación que facilita la interconexión entre ellos en la cara posterior del bastidor. Sumado a lo anterior, se dispuso una bandeja en la parte inferior del rack destinada a soportar los dispositivos que componen el sistema de comunicación de los equipos. Todos estos elementos fueron energizados a través de un interruptor termomagnético de sobrecorriente de 6 [A], consiguiéndose así un sistema de protección y comunicación independiente energéticamente del estado de la micro-red.

Debido al bajo nivel de voltaje del modelo de red (380/400 [V] fase-fase), las medidas de tensión son extraídas directamente de las barras del sistema. Para las mediciones de corriente se dispuso, para cada una de las fases de las barras del sistema, transformadores de corriente de razón 100/5 [A], ubicándolos entre la llegada de cada línea y las salidas hacia las tomas de poder, con el fin de captar la totalidad del flujo eléctrico circulando por el circuito. Adicionalmente en los dispositivos ABB se configuraron funciones que permiten obtener dichas mediciones, posibilitando así ver el voltaje fase-fase del sistema, independiente de que la conexión de dichas

medidas sean respecto al neutro del mismo. Al final del trabajo se logró observar todas las variables eléctricas respectivas a los lugares en que fueron instalados los puntos de medición, consiguiendo de esta forma que el sistema de protección ejerza su función de monitoreo sobre la red.

Los interruptores FD160, de fabricación GE, fueron instalados al comienzo de cada barra antes de la llegada de las líneas a éstas. En cada equipo se implementó un circuito de disparo, destinado al accionamiento remoto de este elemento. Junto con el monitoreo ejercido por los IED's, se configuran los dispositivos electrónicos para que actúen sobre el interruptor al percibir una corriente superior a cierto umbral (1 [A] en estas pruebas), logrando dispararlos con éxito, validando de esta forma la configuración de funciones de los IED's, la comunicación entre ellos y el accionamiento remoto de los interruptores.

Adicionalmente, cada interruptor fue equipado con un contacto auxiliar que proporciona información respecto al estado instantáneo en el que se encuentre (abierto o cerrado). La conexión de este elemento queda validada también en el ensayo anterior, ya que con esta aplicación se logra deshabilitar la función de sobrecorriente del F35 cuando el interruptor ya fue operado. Este circuito permite a los IED's conocer los cambios de topología que se cometan en la red debido al accionamiento de algún interruptor y así, consecuentemente, adaptar el esquema de protecciones a las necesidades que aquel nuevo estado imponga.

Al finalizar el trabajo, luego de evaluar de manera aislada e independiente cada avance en el proyecto, se logra comprobar el funcionamiento del sistema con sus partes de forma integrada: comunicación, monitoreo, control y registro de actividades en el modelo de red. Como trabajos futuros realizables en la micro-red y el sistema de protecciones se propone:

- Instalar un software dedicado al manejo de información y configuración de los IED's. Esta segunda idea no es de importancia vital, pues la configuración puede seguir siendo realizable por los programas propios de cada dispositivo, pero sí un software único para el traspaso de datos sobre el estándar IEC 61850 haría mayor provecho de las propiedades de los dispositivos electrónicos inteligentes.
- Una vez que se integren a la micro-red los distintos sistemas de generación existentes en dependencias del Departamento de Ingeniería Eléctrica, implementar en ellos un sistema de medición adecuado y adaptarlos al sistema de protecciones, junto con sus configuraciones y funciones, para operar correctamente ante este nuevo escenario topológico.

Bibliografía

---

- [1] N. Flores y J. Gallegos, Manual de uso Micro-red. Laboratorio de Energía, Santiago: Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Otoño 2013.
- [2] ABB, 650 series - Engineering Manual, Sweden, 2009.
- [3] L. Fusheng, L. Ruisheng y Z. Fengquan, Microgrid technology and engineering application, Londres: Elsevier, 2015.
- [4] E. J. Valtierra Aguilar, Análisis de protocolos de comunicación para la automatización de sub-estaciones eléctricas, México: Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 2014.
- [5] «Consideraciones sobre el protocolo IEC 61850,» México, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, pp. 34-46.
- [6] J. Zhang and C. A. Gunter, IEC 61850 - Communication Networks and Systems in Substations, Illinois: Illinois Security Lab.
- [7] S. Chowdhury, S. Chowdhury and P. Crossley, Microgrids and Active Distribution Networks, Londres: Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [8] IEEE Press, Microgrids: Architectures and Control, West Sussex: Wiley, 2014.
- [9] P. Mendoza Araya, Material curso micro-redes EL7045, Santiago: Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, 2015.

- [10] GE Digital Energy, F35 multiple feeder protection system, Ontario, Canadá, September 2013.
- [11] ACROMAG Incorporated, Introduction to MODBUS TCP/IP, Wixom, USA., 2005.
- [12] Schneider Automation, MODBUS messaging on TCP/IP implementation guide V1.0b, Schneider Automation.
- [13] ABB, 650 series - Engineering Manual, Sweden, Marzo 2013.
- [14] ABB, 650 series - Installation Manual, Sweden, March 2013.
- [15] ABB, Bay control REC650 - Technical manual, Sweden, Marzo 2013.
- [16] ABB, Bay control REC650 - Application manual, Sweden, Marzo 2013.
- [17] ABB, Line distance protection REL650 - Technical manual, Sweden, Marzo 2013.
- [18] ABB, Line distance protection REL650 - Technical manual, Sweden, Marzo 2013.
- [19] ABB, Protection and Control IED Manager PCM600 - Product Guide, 2015.
- [20] A. W. Cornejo, Diseño e implementación de plataforma SCADA para sistema de electrificación sustentable en la localidad de Huatacondo, Santiago, Chile: Universidad de Chile, abril 2011.
- [21] GE, Introduction to the Universal Relay, Santiago de Chile: E-Energy.
- [22] GE, Record Plus: Moulded Case Circuit Breakers Selective & Current Limiting, Septiembre 2011.
- [23] Superintendencia de electricidad y combustible SEC, NCH Elec 4/2003. Electricidad, Instalaciones de consumos en baja tensión., Santiago, Chile, Octubre 2003.