



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

CONTROL ELECTRÓNICO DE UNA CENTRAL
MICRO-HIDRÁULICA PARA SU APLICACIÓN
EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA

PATRICIO ANDRÉS MENDOZA ARAYA

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO ERNETSO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
CARLOS GHERARDELLI DEZEREGA
JAIME COTOS NOLASCO
OSCAR OSORIO CASAS

SANTIAGO DE CHILE
ENERO DE 2007

“CONTROL ELECTRÓNICO DE UNA CENTRAL MICRO-HIDRÁULICA PARA SU APLICACIÓN EN GENERACIÓN DISTRIBUIDA”

Producto de los altos precios observados y la falta de disponibilidad, el tema de abastecimiento energético ha cobrado mayor relevancia a nivel mundial. A este hecho se suma la preocupación por los niveles de contaminación atmosférica, lo que ha motivado la investigación y desarrollo de tecnologías relacionadas con energías renovables. En el caso particular de Chile, el potencial energético disponible de los distintos recursos renovables es importante, no observándose un aprovechamiento relevante de ellos. En el ámbito hidráulico, dada la presencia de economías de escala, la tendencia mundial ha sido el desarrollo de grandes instalaciones hidroeléctricas que requieren de construcción de embalses. Esto ha traído como consecuencia la oposición de grupos ambientalistas y habitantes de zonas que históricamente les han pertenecido.

Por otra parte, desde hace décadas existen soluciones hidroeléctricas de menor escala, que no impactan al ambiente de la misma manera que las grandes centrales. Este es el caso de las centrales mini y micro-hidráulicas, muchas veces concebidas como centrales de pasada, que no requieren de zonas de inundación y permiten no impactar de manera significativa la ecología del entorno de la central.

En el contexto descrito, el objetivo general de este trabajo de título es el diseño y construcción de un prototipo del controlador electrónico para una central micro-hidráulica, en el marco de su uso como generación distribuida. Esto último implica la posibilidad de la central de sincronizarse y conectarse a la red de suministro eléctrico, para inyectar su potencia en el sistema de distribución, a diferencia de los desarrollos usuales en centrales de esta índole, que sólo consideran electrificación aislada. Este trabajo es parte de un proyecto conjunto entre los departamentos de Ing. Mecánica e Ing. Eléctrica, junto con una empresa del rubro hidráulico.

Se desarrolla en este trabajo el estado del arte en tecnologías de generación micro-hidráulica, con un foco en sus componentes eléctricos, lo que incluye los generadores y tipos de controladores actualmente utilizados. A partir de este análisis, en el contexto de generación distribuida, se propone un esquema de conexión a la red, que permite alimentar cargas locales en 3 diferentes modos de operación, sin necesidad de la presencia permanente de un operario. El controlador incluye los dispositivos de medición y accionamiento que permiten mantener las condiciones de tensión, frecuencia, potencia activa y reactiva deseadas de forma automática. Se estudia en detalle el proceso de sincronización a la red y se explica el desarrollo del dispositivo sincronizador. Se realiza el diseño y construcción de las protecciones del generador, necesarias para permitir un funcionamiento seguro y confiable del sistema completo. Se aborda en profundidad la implementación del controlador electrónico en todas sus partes, apoyado con anexos que describen cada uno de sus componentes.

Se obtienen resultados con montaje experimental del sistema en dos condiciones de operación. En el laboratorio eléctrico, mediante un conjunto motor-generador, se realiza el desarrollo y validación del controlador, obteniendo resultados satisfactorios en cuanto al controlador, pero inaceptables desde la perspectiva de calidad de suministro, con variaciones de tensión de más del 10%. En el montaje en laboratorio mecánico, en forma acoplada con una turbina Pelton, se obtienen resultados de buena calidad del desempeño del controlador electrónico, permitiendo validar el esquema de conexión a la red y el funcionamiento de las protecciones y el sincronizador, realizando diversas conexiones e inyectando alrededor de 6 [kW] a la red.

Se concluye que el desarrollo del controlador electrónico para la central ha sido satisfactorio. El prototipo fabricado puede ser fácilmente escalable a otras centrales de similares características. Se propone a futuro mejorar el control en cuanto a la topología electrónica y mejoramiento de cada uno de los bloques involucrados en el controlador, además de la posibilidad de coordinar varias unidades de generación distribuida en un esquema de micro-red.

a mi familia

Agradecimientos

Quiero agradecer en primer lugar a mis padres, Galvarino y Patricia, que han sido el pilar fundamental de mi vida. Agradecerle también a mis hermanos Eliana, Francisca, Alejandro, Rocío y Pablo, que me han apoyado siempre y han sido ejemplos de vida a seguir.

Agradezco al resto de mi familia, mis tíos, tías, primos y primas, cuñados, cuñadas, que me han alentado durante tantos años.

Quiero agradecer a mi profesor guía Rodrigo Palma toda la ayuda y el tiempo dedicado a este proyecto y a mi memoria de título. Su guía y apoyo personal han sido muy importantes durante mi carrera en la universidad. Gracias a Javier Larios por compartir este proyecto y trabajar conmigo en su desarrollo. También a Carlos Gherardelli y Oscar Osorio por apoyarnos en este proyecto, su tiempo y buena disposición.

Gracias a los académicos y funcionarios del DIE, en especial a Vladimir Ovalle, Jorge Villalobos y Roberto Avilés, por la ayuda prestada en el desarrollo del proyecto.

Un agradecimiento especial a Jaime Cotos, por su valiosa colaboración en el desarrollo de las protecciones, y por formar parte de la comisión.

Gracias a mis amigos, que me han visto trabajar y me han acompañado en este largo viaje. A Rodrigo, Juan Pablo, Gerardo, Jaime, Claudio, Manuel, Johanna e Inés, con quienes compartimos gratos momentos trabajando juntos. A Juan, Pablo e Ian que me apoyaron en mi proyecto. A muchos otros que no alcanzo a nombrar y han estado ahí, les agradezco también.

Finalmente agradezco al proyecto Fondecyt 1050346.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Alcance	2
1.3. Objetivos	4
1.4. Estructura del trabajo	4
2. Centrales Micro-hidráulicas	5
2.1. Características de centrales micro-hidráulicas	6
2.2. Tecnología actual en centrales micro-hidráulicas	7
2.3. Relación con generación distribuida	7
2.4. Marco legal	8
2.4.1. Ley 19.940	8
2.4.2. Decreto Supremo 244	9
2.4.3. Norma Técnica NCh Elec. 4/2003	10
2.4.4. Código de aguas	11
3. Generadores	12
3.1. Máquinas utilizadas en la generación	12
3.2. La máquina sincrónica	13
3.3. Parámetros de la máquina sincrónica	15
3.4. Modo de generación conectado a la red	19
3.5. Modo de generación aislado de la red	20
3.6. Controladores	20
4. Control de la central micro-hidráulica	22
4.1. Esquema de conexión	22
4.2. Esquema de control	23
4.2.1. Estados del sistema	23

4.2.2.	Transición entre los estados del sistema	24
4.2.3.	Algoritmo del controlador	25
4.2.4.	VARIABLES A MEDIR	26
4.2.5.	Actuadores	27
4.3.	Monitoreo	27
5.	Sincronizador	28
5.1.	La Sincronización	28
5.2.	Diseño y construcción del dispositivo sincronizador	29
5.3.	Algoritmo de sincronización	29
5.4.	Consideraciones de implementación	30
6.	Protecciones	32
6.1.	Introducción	32
6.1.1.	Protección de sobrecorriente (51)	32
6.1.2.	Protección de sobre-frecuencia y de bajo-frecuencia (81)	33
6.1.3.	Protección de pérdida de campo (40)	34
6.1.4.	Protección de potencia inversa (32)	35
6.1.5.	Protección de sobretensión (59)	35
6.1.6.	Detección de sincronismo (25)	36
6.1.7.	Otras protecciones	36
6.2.	Protección del generador para la instalación estudiada	36
7.	Implementación y puesta en marcha	39
7.1.	Máquina a utilizar en la instalación	39
7.2.	Circuitos electrónicos de medición y control	44
7.3.	Codificación de algoritmos de medición y control	47
7.4.	Circuitos electrónicos para protecciones	49
7.5.	Codificación de algoritmos de protección	50
7.6.	Comunicación entre circuitos electrónicos	52
7.7.	Montaje en laboratorio	54
7.8.	Pruebas en Laboratorio	58
7.8.1.	Pruebas preliminares	58
7.8.2.	Control frecuencia-tensión	59
7.8.3.	Prueba de rechazo de carga	60
7.9.	Montaje en conjunto con la turbina	63
7.10.	Pruebas de funcionamiento del sistema completo	67

7.10.1. Prueba del sincronizador	67
7.10.2. Prueba de entrega de potencia con conexión a la red	67
7.10.3. Prueba de operación de protecciones	68
7.10.4. Efectos de la instalación sobre el comportamiento del sistema	70
8. Conclusiones	71
Bibliografía	75
A. Datos de pruebas al generador	79
B. Diagramas esquemáticos y circuitos impresos	85
B.1. Controlador y medidor RMS	86
B.2. Control de corriente de campo	88
B.3. Relé de protección	90
B.4. Sincronizador	92
C. Diagramas lógicos de protecciones	94
C.1. Protección de sobreexcitación (24)	94
C.2. Protección de baja tensión (27)	94
C.3. Protección de potencia inversa (32)	95
C.4. Protección de pérdida de campo (40)	95
C.5. Protección de sobrecorriente con retención de tensión (51V)	95
C.6. Protección de sobre tensión (59)	96
C.7. Protección de frecuencia (81)	96
D. Código de programación	97
D.1. Controlador	97
D.2. Sincronizador	104
D.3. Relé	105

Índice de figuras

1.1. Zona del sur de Chile en que se instalará la central micro-hidráulica	3
2.1. Esquema de una central hidráulica	6
3.1. Máquina sincrónica “Tesla Motor System”. Westinghouse Photo Collection. <i>Fuente: Tesla Memorial Society of New York</i>	13
3.2. Modelo equivalente de la máquina sincrónica	14
3.3. Formas típicas de las curvas de vacío y cortocircuito	16
3.4. Disposición de ejes directo y en cuadratura	17
3.5. Formas de onda de la prueba de deslizamiento (escalas en p.u., tiempo en [s])	18
3.6. Formas de onda de la prueba de cortocircuito (corriente en p.u., tiempo en [s])	19
4.1. Esquema de conexión del generador a la red	22
4.2. Punto de conexión con la compañía distribuidora	23
4.3. Diagrama de estados del control de la central	26
5.1. Diagrama de estados del sincronizador	30
6.1. Relé de protección	33
6.2. Curvas típicas de protección de sobrecorriente	34
6.3. Curva característica de las protecciones de frecuencia	35
6.4. Plano R-X para la protección de pérdida de excitación	36
6.5. Esquema de protecciones del generador	37
7.1. Aspecto físico del generador	39
7.2. Circuito esquemático del generador	41
7.3. Oscilograma de la prueba de cortocircuito abrupto	42
7.4. Oscilograma de la prueba de deslizamiento	42
7.5. Resultados de pruebas del generador	43

7.6. Diagrama de bloques del controlador	44
7.7. Esquemático de la conexión intercalada del chopper de campo	45
7.8. Circuito del control de campo tipo chopper	46
7.9. Controlador de servomotor Junus	46
7.10. Circuito impreso de μC de control y medición	47
7.11. Diagrama de bloques de implementación del relé	50
7.12. Diagrama de bloques de implementación del sincronizador	51
7.13. Aspecto físico del circuito del relé de protecciones	52
7.14. Aspecto físico del circuito sincronizador	53
7.15. Esquema de comunicación de los módulos electrónicos	54
7.16. Fotografías del motor Briggs&Stratton y el controlador Alltrax	55
7.17. Aspecto físico del servomotor para el control del motor de CC	56
7.18. Montaje del conjunto motor-generator en laboratorio	56
7.19. Banco de baterías y cargador utilizados como fuente de tensión continua para alimentar controlador Alltrax	57
7.20. Ejemplo de los datos obtenidos desde la interfaz serial, utilizando un programa de emulación de terminal	58
7.21. Prueba frecuencia-tensión para control por histéresis	60
7.22. Prueba frecuencia-tensión para control proporcional	61
7.23. Prueba de rechazo de carga	62
7.24. Esquema de la instalación mecánica para pruebas del conjunto turbina-generator	63
7.25. Servomotor utilizado para el control de la válvula	64
7.26. Montaje en taller de Molina	64
7.27. Montaje del servomotor en conjunto con el vástago de la válvula de aguja .	65
7.28. Aspecto del recurso hidráulico a la salida del inyector	65
7.29. Vista frontal de la turbina destapada. Se observan las cazoletas, rodete e inyector en el interior.	66
7.30. Datos obtenidos para la inyección de potencia a la red	67

Índice de tablas

2.1. Clasificación de centrales generadoras. <i>Fuente: CNE</i> [1]	6
6.1. Acción de las protecciones sobre el sistema	38
7.1. Datos de placa del generador Bambozzi	40
7.2. Parámetros del generador	41
7.3. Parámetros del motor de CC	55
7.4. Resultados de operación de protecciones en laboratorio	68

Capítulo 1

Introducción

En la actualidad la generación distribuida ha tomado importancia, debido a diversos factores, como la escasés o limitación de recursos combustibles como el gas natural para el caso de nuestro país, y el notable incremento del precio del petróleo a nivel mundial.

Es por eso que en muchos países se ha comenzado investigación y desarrollo en energías renovables y alternativas de cogeneración, como el caso de España, en que sólo el año 2004 alcanzó una producción energética de 2.817 [GWh], y potencias instaladas de 2.148 [MW]*. En el caso de Chile, el potencial hidráulico en gran parte de la región es importante, y puede ser aprovechado, por su geografía particular, en un esquema distribuido, en que pequeñas centrales se conectan a la red, y aportan con pequeños “granos de arena” a un sistema interconectado que posibilita el funcionamiento del país.

1.1. Motivación

Uno de los grandes potenciales de la geografía chilena es su recurso hidráulico. El aprovechamiento de éste ha incrementado en las últimas décadas, con el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos. No cabe duda que aprovechar este recurso es una importante tarea, pues nos permite independizarnos energéticamente de los países proveedores de otros energéticos primarios, como el petróleo o gas.

Una de las grandes ventajas de las centrales hidroeléctricas es su alta eficiencia, tanto en la turbina como en el generador eléctrico. Sin embargo, ante el aumento de la eficiencia de centrales de otras tecnologías, la tendencia en los últimos años se orientó hacia las grandes centrales hidroeléctricas, en proyectos de cientos de Megawatts [2].

En la construcción de los grandes proyectos hidroeléctricos generalmente se debe inundar una zona para crear un embalse. Esto ha traído oposición por parte de grupos ambientalistas que ven amenazado el ecosistema, y también en el caso de nuestro país por pobladores indígenas que históricamente han sido dueños de terrenos ubicados en algunas de las zonas privilegiadas en recurso hidráulico.

*Endesa España, http://www.endesa.es/Portal/portada?url=/Portal/es/nuestro_compromiso/sostenibilidad/cumplimiento_compromisos/innovacion.htm&idioma=es&

Esto genera un nicho para las pequeñas centrales hidroeléctricas, cuya construcción no requiere de un gran embalse, y muchas veces aprovechan las caídas naturales (centrales de pasada), y no atentan contra el medio ambiente.

En el caso de nuestro país, el recurso hidráulico es ampliamente utilizado, llegando a ocupar un 40,1 % del total de las fuentes energéticas del país [3].

En esta memoria de título se abarca el diseño y construcción de una central micro-hidráulica, con capacidad de conexión a la red, para su uso en generación distribuida.

El proyecto que se llevará a cabo consiste en un trabajo conjunto entre Universidad y Empresa. Los departamentos involucrados por parte de la Universidad son los de Ingeniería Mecánica (DIMEC) e Ingeniería Eléctrica (DIE).

Por parte de Ing. Mecánica, el profesor encargado es Carlos Gherardelli, y el alumno memorista trabajando en la etapa mecánica es Javier Larios.

Por parte de Ing. Eléctrica, el profesor encargado es Rodrigo Palma, y el alumno memorista trabajando en la etapa eléctrica es Patricio Mendoza.

La empresa involucrada, Comercial Hydrotrap S.A., está representada por su Gerente general, Sr. Oscar Osorio.

1.2. Alcance

En este trabajo de memoria se llevará a cabo la construcción de un prototipo de central micro-hidráulica, cuyo diseño estará enfocado a:

- Facilitar la instalación y evitar recurrente mantenimiento por parte del usuario
- Incluir todos los sistemas de control, protección y medición requeridos
- Utilizar un esquema modular, que facilite su transporte y manipulación
- Funcionar de manera autónoma mediante el uso de control electrónico

El desempeño del sistema será demostrado en terreno mediante la puesta en marcha del prototipo. Éste se instalará en una zona apropiada, que permita la validación en condiciones que se fijarán entre los integrantes del equipo del proyecto (fig. 1.1).

El prototipo funcionará en presencia de la red eléctrica de baja tensión (380[V] entre fases, 50 [Hz]) y una línea de distribución en buen estado.

Si bien la solución a encontrar debe estar orientada a la masificación en producción industrial, y a precios de venta competitivos, no se aborda el análisis de viabilidad económica del proyecto.

Además, se pretende complementar la investigación el cuanto a monitoreo y comunicación de la central, mediante el incentivo de alumnos del curso Seminario de Diseño, SD20A, dictado en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Uque niversidad, para que se involucren en el proyecto y desarrollen una versión básica de sistema de monitoreo, con posibilidades de comunicación simples (puertos seriales, módem, etc.).



Figura 1.1: Zona del sur de Chile en que se instalará la central micro-hidráulica

El acuerdo mutuo entre empresa y universidad consiste en el apoyo por parte de la empresa en equipos para la construcción del prototipo de la central micro-hidráulica. Estos equipos involucran principalmente a la turbina Pelton, la máquina sincrónica, y los dispositivos que permiten la interacción de éstos, como las válvulas, servomotores, etc.

1.3. Objetivos

El objetivo general de la memoria de título es aportar a la investigación y el desarrollo de tecnologías que involucren energías no contaminantes o renovables, mediante el diseño y construcción del control de una pequeña central hidráulica, que involucra tanto a la máquina eléctrica como a la turbina a la que está acoplada.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Disponer de una visión del estado del arte en temas relacionados con generación micro-hidráulica.
- Diseñar y construir el controlador del generador involucrado en la central, tanto para el modo conectado a la red como el aislado de la red.
- Diseñar y construir un dispositivo de protección tipo relé, apropiado para la instalación de la central micro-hidráulica.

1.4. Estructura del trabajo

En los capítulos 2 y 3 se aborda una visión general breve del estado del arte. Primero se abordan las centrales hidráulicas y su aplicación en generación distribuida. Luego se presenta la máquina sincrónica, junto con otras utilizadas en generación hidráulica. Se estudian sus parámetros de modelo equivalente en régimen permanente y transitorio.

En el capítulo 4 se aborda el control a implementar en la central micro-hidráulica, que permite la conexión a la red y el funcionamiento en modo aislado.

En el capítulo 5 se explica el proceso de sincronización a la red y la implementación del dispositivo sincronizador para la microcentral.

En el capítulo 6 se estudian las protecciones de los sistemas de potencia, enfocado a las utilizadas en protección del generador.

En el capítulo 7 se desarrolla la implementación del control electrónico en sus dos etapas: pruebas en el laboratorio y pruebas con el sistema completo (turbina-generador) en las dependencias de la Universidad.

Finalmente, en el capítulo 8 se concluye acerca del trabajo realizado en esta memoria de título, y se presentan los trabajos futuros asociados.

Capítulo 2

Centrales Micro-hidráulicas

Una central hidroeléctrica es una instalación que permite la conversión de la energía disponible en un recurso hidráulico en energía eléctrica.

El recurso hidráulico tendrá una cierta energía por encontrarse a una cierta altura. Al descender, se convierte su energía potencial en energía cinética, que es aprovechada por una máquina capaz de convertir esa energía en la rotación de un eje. Esta máquina se denomina Turbina hidráulica.

Desde el eje, se acopla el Generador, que es la máquina encargada de realizar la conversión de la energía disponible en el eje de la turbina en energía eléctrica.

En la figura 2.1 se pueden observar las componentes principales de una central hidroeléctrica, que se describen a continuación [4]:

- Estanque de regulación (obras de cierre): Salvo las centrales de pasada, en general cuentan con un estanque que permite almacenamiento de recurso hidráulico.
- Obras de captación: las que permiten llevar el recurso hasta la turbina. Típicamente se lleva el recurso en tuberías de presión.
- Sala de máquinas: aloja la turbina, generador, controladores, tablero, etc.
- Obras de distribución: permiten llevar la energía eléctrica a los puntos de conexión de consumo o la red. Corresponde por ejemplo a una línea de transmisión.

Las centrales hidroeléctricas utilizan energía que cae en la categoría de energías renovables. Las energías renovables son aquellas que efectuada su transformación y aprovechamiento, no se consumen ni agotan en una escala humana. Otros ejemplos de energías renovables son la solar, eólica, geotérmica, la del océano y la proveniente de la biomasa.

La potencia que se puede obtener a partir de un recurso hidráulico depende de la altura de caída y el caudal, y se relaciona aproximadamente como indica la siguiente ecuación:

$$P_{gen} = 8,5 \cdot Q \cdot h \quad (2.1)$$

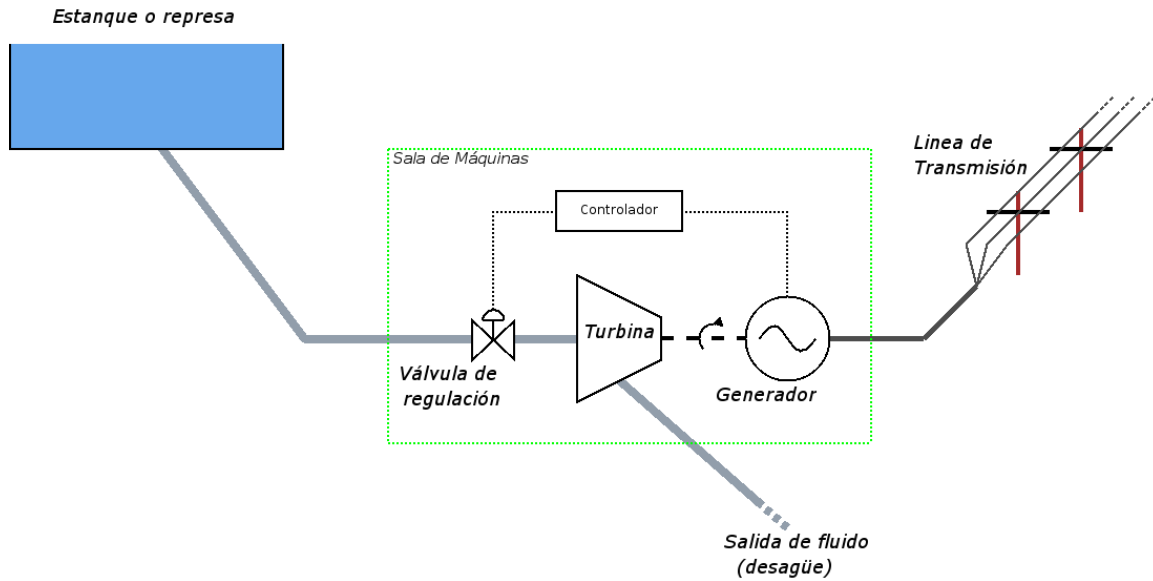


Figura 2.1: Esquema de una central hidráulica

donde Q es el caudal en m^3/s , h es la altura de caída en metros, y P_{gen} es la potencia generada en kW , donde se considera una eficiencia del conjunto turbina-generador de aproximadamente 87% [4].

2.1. Características de centrales micro-hidráulicas

Una central micro-hidráulica es aquella que posee una potencia instalada menor a los 100[kW].

De acuerdo a su capacidad, las centrales se pueden clasificar como se muestra en la tabla 2.1

Grandes centrales	Potencia superior a 5 [MW]
Pequeñas centrales	Potencia superior a 1 [MW] e inferior a 5 [MW]
Minicentrales	Potencia superior a 100 [kW] e inferior a 1 [MW]
Microcentrales	Potencia superior a 1,5 [kW] e inferior a 100 [kW]
Hidrocargadores	Potencia menor que 1,5 [kW], generan electricidad en corriente continua, la cual puede aprovecharse para cargar baterías

Tabla 2.1: Clasificación de centrales generadoras. Fuente: CNE [1]

Las mini y micro centrales hidroeléctricas se consideran en la categoría de energías renovables no convencionales, dado su menor nivel de implementación, y es contemplado

por la ley como un caso especial, en que una de las condiciones más destacables es su exención del pago de conexión a la red eléctrica.

Actualmente existen unas 110 instalaciones de pequeñas centrales hidráulicas en el país, destinadas principalmente a la electrificación rural de viviendas y a telecomunicaciones [1].

2.2. Tecnología actual en centrales micro-hidráulicas

Por la magnitud en niveles de potencia y energía, el control de las microcentrales ha sido simplificado, en comparación al que utilizan las grandes centrales.

En instalaciones de gran envergadura, existen controles para válvulas de entrada a la turbina, control sobre inyectores y álabes, medición de caudal, presión, control sobre el generador, su temperatura, etc.

En cambio, en las microcentrales típicamente el control sobre la válvula es manual, y se trabaja en conjunto con un controlador de carga variable, que permite una frecuencia estable ante variaciones de consumo [5].

En el esquema de control de carga variable, se utiliza una carga (resistiva) controlada por medios electrónicos (rectificador controlado, *chopper*), que disipa la diferencia entre la potencia generada y consumida, de modo de mantener la frecuencia fija.

Con este control, la válvula se fija de manera de obtener una potencia máxima deseada, y el control de carga consume cuanto sea necesario (desde un 100 % en ausencia de carga, hasta un 0 % a plena carga) para mantener la frecuencia.

Un ejemplo de este método es la central “El Chenke”, ubicada en la región de Aysén [6]. Otros ejemplos se encuentran en [7].

Para regulación de tensión, los generadores cuentan con regulador automático de tensión (AVR), que mantienen la tensión generada dentro de un rango definido en torno al nominal. Algunos son construidos con electrónica (control sobre rectificadores controlados por ejemplo) o con elementos pasivos (transformadores de corriente, reóstatos).

El inconveniente de estos controladores es que no permiten la conexión a la red sino solo su funcionamiento en modo aislado. En un esquema de conexión a la red, la disipación de energía pierde el sentido, pues es conveniente vender la energía al sistema. Por otro lado, un regulador automático de tensión no permite controlar la potencia reactiva inyectada o absorbida de la red, lo que no posibilita una correcta regulación del factor de potencia.

2.3. Relación con generación distribuida

La generación mini y micro-hidráulica puede utilizarse, y se ha hecho durante mucho tiempo, para electrificar zonas aisladas, como el caso del Programa de Electrificación Rural [8], que no solo incentiva la generación hidráulica, sino con otras energías renovables no convencionales.

En el concepto de generación distribuida (GD), la conexión con la red es lo que crea la diferenciación. Como se ha dicho, los controladores disponibles en el caso mini y micro-hidráulico no permiten cumplir con ninguna de las especificaciones expuestas a nivel internacional. Dentro del estándar IEEE 1547 [9] se exigen condiciones de desempeño, operación,

prueba y seguridad de los recursos distribuidos que se conectan a un sistema eléctrico de potencia, abordando con la suficiente generalidad de forma que se incluyen máquinas sincrónicas, de inducción, inversores y convertidores, de hasta 10[MVA] de capacidad.

Las exigencias abordan regulación de tensión, sincronización, protecciones ante funcionamiento anormal de la red, calidad de suministro (armónicas, flicker). Algunas de éstas son de mayor interés en el caso de dispositivos de electrónica de potencia (armónicas que producen por ejemplo los rectificadores), por lo que no se abordan en el desarrollo de este documento.

El estándar IEEE 1547 complementa además con 6 documentos. El IEEE 1547.1 [10], se encarga de las pruebas a los dispositivos de interconexión con la red (controladores, protecciones, sincronizadores). El IEEE P1547.2 [11] es una guía para el estudio y aplicación del estándar IEEE 1547. El IEEE P1547.3 [12] es una guía para monitoreo, control e intercambio de información para los recursos distribuidos. El IEEE P1547.4 [13] aborda los sistemas aislados que funcionan con recursos distribuidos, y su interacción con un sistema eléctrico de potencia. El IEEE P1547.5 [14] trabaja con fuentes de más de 10[MVA] en su conexión con las redes de transmisión. Finalmente el IEEE P1547.6 [15] aborda las redes secundarias de distribución.

Si bien muchos de ellos son aún borradores, ya se utilizan como guía para asegurar a futuro la interoperabilidad de los sistemas en que existe generación distribuida.

Para este proyecto en particular, es de interés el IEEE 1547.3 del que no existe aún borrador final. En los borradores preliminares cuentan las micro-hidráulicas como recurso distribuido de clase 1 (*Class 1 DR*), que no obligan monitoreo. Sin embargo, para la coordinación con empresas distribuidoras, y el cobro por potencia inyectada, puede ser de interés para el dueño de la instalación contar con un sistema de monitoreo.

El IEEE 1547 no aborda el funcionamiento interno de los controladores ni la comunicación entre ellos, sino la coordinación de éstos con el sistema de potencia al cual están conectados. En este sentido, el trabajo de Kiriaco Jarami en torno a la agrupación de generadores distribuidos y su control como generador virtual, aborda la implementación a modo de ejemplo de un sistema de coordinación entre recursos distribuidos y centro de despacho [16].

2.4. Marco legal

A continuación se presentan las disposiciones legales (leyes, decretos y reglamentos) pertinentes a la instalación y funcionamiento de microcentrales.

2.4.1. Ley 19.940

La aprobación de la ley N° 19.940 [17] ha establecido un buen escenario para la proliferación de las pequeñas centrales cuyo energético sea considerado no convencional (en particular, energía hidráulica). Esta ley incorpora y modifica el Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.

- Se señala en el artículo 71-7 la exención, total o parcial, del pago de peajes por el uso que realizan las generadoras del sistema de transmisión troncal, cuya potencia suministrada sea menor a 20 [MW].

En particular, se señala en este mismo artículo la exención total para aquellas instalaciones cuyos excedentes no superen los 9 [MW], siempre y cuando la capacidad conjunta no supere el 5 % de la capacidad instalada total del sistema eléctrico.

- En el artículo 71-5 se expresa la accesibilidad a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, no discriminatoria entre todos los usuarios. A la vez, explicita que los propietarios de estas instalaciones no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión por motivos de capacidad técnica.
- Por otra parte, el artículo 71-30 establece el pago de un cargo único (proporcional a sus consumos) por concepto de uso del sistema troncal, para usuarios finales (consumidores) con potencia conectada menor a 2[MW].
- En la modificación al artículo 51, se obliga a los propietarios de líneas eléctricas a permitir el uso de sus postes, torres y otras instalaciones necesarias para el establecimiento de otras líneas eléctricas. En la modificación al artículo 81 se garantiza el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y subtransmisión.
- En el artículo 91 se agrega el derecho de todo propietario de medio de generación sincronizado al sistema a vender energía a costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia a precio nudo. En el mismo artículo se declara que los concesionarios de servicios de distribución y empresas dueñas de líneas de distribución que utilizan bienes nacionales de uso público deben permitir la conexión de los medios de generación cuyos excedentes de potencia no superen los 9 [MW].

Se agrega en el artículo 91 bis que los propietarios de las instalaciones que operen interconectadas deben prestar los servicios complementarios de que disponga.

Estas nuevas condiciones legislativas ponen a las microcentrales como una alternativa atractiva para uso en generación distribuida, al evitar el pago de peajes y recibir pagos a precios competitivos.

2.4.2. Decreto Supremo 244

El Decreto supremo, DS-244, Aprueba Reglamento para Medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos [18], contiene cinco títulos que abordan entre otros:

- Definiciones de los diferentes medios de generación. Define “Pequeño medio de generación distribuido” (PMGD), con potencias menores a 9 [MW] conectados a nivel de distribución; “Pequeño medio de generación” (PMG), con potencias menores a 9 [MW] conectados a nivel de transmisión; “Medio de generación no convencional” (MGNC), cuya fuente sea no convencional y potencia menor a 20 [MW].

- Disposiciones generales de los PMGD. Define condiciones que deben acatar las empresas distribuidoras y dueños u operadores de PMGD, que consideran a la norma técnica de conexión y operación (NTCO).

También establece los procedimientos y condiciones de conexión, mantenimiento e intervención de las instalaciones de los PMGD. Estos incluyen el desarrollo de una solicitud de conexión a la red (SCR) por parte del interesado, un informe de criterios de conexión (ICC) por parte de la empresa distribuidora y la coordinación de ambos con la dirección de operaciones (DO) del Centro de despacho económico de carga (CDEC) que corresponda al sistema interconectado al que se conecta el PMGD.

Aborda los costos y pagos relacionados al funcionamiento de un PMGD. Todos los cálculos se realizan de acuerdo a las disposiciones del CDEC y la Comisión nacional de energía (CNE).

- Clasificación de las diferentes fuentes de energía de los MGNC, y las formas de cálculo de los peajes por inyección al sistema, de acuerdo a lo determinado por la Dirección de peajes (DP) del CDEC.
- Disposiciones transitorias

Las microcentrales abordadas en esta memoria de título caen en las categorías de PMGD y MGNC. Con esto están exentas del pago de peaje por inyección.

En las disposiciones transitorias se declara que, mientras no exista una norma técnica para los PMGD, quedan regidos bajo la norma NCh Elec 4-2003. Además, mientras no se dicte la NTCO, se aceptarán variaciones de tensión de $\pm 6\%$.

2.4.3. Norma Técnica NCh Elec. 4/2003

Esta norma lleva por nombre “Instalaciones de consumo en baja tensión” [19], por lo que en un principio no incluye generación. Sin embargo, en la sección 14 de esta norma se habla de sistemas de autogeneración.

Del contenido completo de la norma, los puntos más importantes incluyen:

- *Tableros*: Su definición y clasificación, en que para el caso de una central corresponden Tableros de Comando y/o Centros de Control. Se especifican materiales y formas de construcción de estos.
- *Conductores y sistemas de canalización*: incluyen tablas con especificaciones de los materiales a utilizar, recomendaciones, etc.
- *Medidas de protección*: incluyen medidas contra tensiones peligrosas y puestas a tierra, entre otras.
- *Instalaciones de fuerza*: es de interés por contar con secciones que tratan la conexión de motores, que puede ser asimilada a la de un generador de similares características.
- *Sistemas de autogeneración*: cuenta con una sección sobre cogeneración, que tiene similares características al proyecto desarrollado en esta memoria.

2.4.4. Código de aguas

El decreto con fuerza de ley DFL 1.122 fija el texto del código de aguas, que versa sobre disposiciones generales, el aprovechamiento de las aguas, de diferentes procedencias (terrestre, superficiales, subterráneas, etc.), entre otros.

Es de interés el Libro tercero, Título I, sobre la construcción de obras hidráulicas, que sin embargo deja fuera de regulaciones especiales al proyecto, debido a los volúmenes de agua involucrados.

Capítulo 3

Generadores

3.1. Máquinas utilizadas en la generación

La máquina utilizada en generación por años ha sido la máquina sincrónica. A pesar de que posee muchas variables a controlar, su versatilidad permite su aplicación en diversas condiciones de generación.

Sin embargo, con el avance de la tecnología en ámbitos como la electrónica de potencia, se ha podido aplicar otro tipo de máquinas a la generación, como las máquinas sincrónicas de imanes permanentes, o máquinas de inducción.

En el caso de las máquinas de imanes permanentes, pueden ser conectadas a la red y utilizadas para entregar potencia activa controlada por la turbina. Sin embargo, no existe control sobre el campo (los imanes son equivalentes a una corriente de campo constante), y por lo tanto no existe control de reactivos. Esto limita a la máquina a ambientes en que la compensación de reactivos (a veces necesaria para transmitir potencia por una línea de transmisión) no sea viable si no se cuenta con equipos externos.

Una posibilidad que utiliza electrónica de potencia, es utilizar la máquina sincrónica de imanes permanentes conectada a un rectificador. Con esto se pasa a una etapa de corriente continua, que luego mediante un inversor es transformada a alterna y conectada a la red permite transferencia de potencia. La complejidad está en fabricar (o conseguir) un inversor que se sincronice con la red trifásica.

La máquina de inducción se ha convertido en una de las máquinas más versátiles en los últimos años, utilizándose por ejemplo como motor de tracción o generador, entre otros. La configuración actualmente utilizada para generación requiere de rotor bobinado en la máquina, y alimentación con electrónica de potencia en el rotor (*doubly-fed induction generators*) [20], que permite incluso generación con velocidad variable en el rotor.

La decisión entre una u otra máquina dependerá de las necesidades y la aplicación en que se utilizará.

3.2. La máquina sincrónica

La máquina sincrónica ha sido estudiada durante mucho tiempo, y existen en la actualidad modelos para régimen permanente y transitorio que permiten entender su comportamiento prácticamente en todas las situaciones de trabajo [21].

Una máquina sincrónica está constituida básicamente por un enrollado fijo ubicado en un estator, y uno móvil que rota en torno a un eje, ubicado en el rotor. Este último se alimenta de una fuente de corriente continua e induce sobre el enrollado fijo una tensión sinusoidal al actuar como generador. En el caso de sistemas polifásicos (en particular el sistema trifásico), los enrollados fijos están dispuestos espacialmente equidistantes (a 120° físicos en el caso trifásico) en el estator. Con esto es posible generar en el sistema polifásico señales balanceadas y simétricas.

En el caso en que la máquina actúa como motor, los enrollados del estator se alimentan de una fuente polifásica simétrica y balanceada que genera, desde una referencia fija en el estator, un campo magnético rotatorio, con cual tiende a alinear el campo fijo generado en el rotor (fig. 3.1).

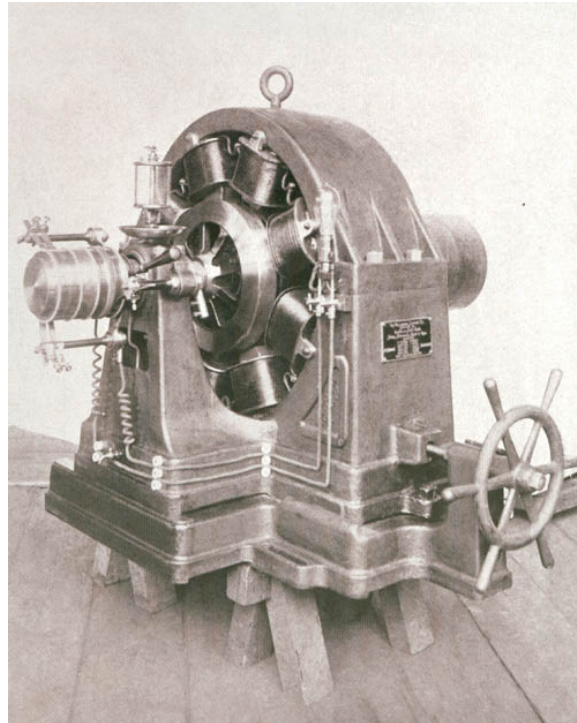


Figura 3.1: Máquina sincrónica “Tesla Motor System”. Westinghouse Photo Collection.
Fuente: Tesla Memorial Society of New York

El equivalente monofásico de la máquina sincrónica para régimen permanente se muestra en la figura 3.2, para el caso de rotor cilíndrico, donde V es la tensión en bornes, E es la

tensión interna, X_s es la impedancia síncrona, e I es la corriente.

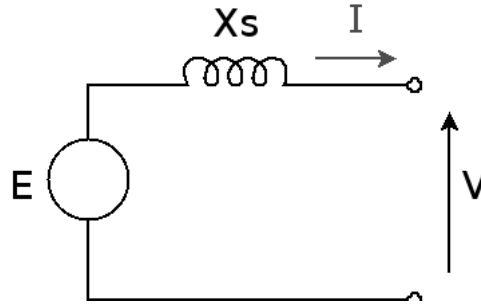


Figura 3.2: Modelo equivalente de la máquina síncrona

Las ecuaciones que se pueden deducir de este modelo son las siguientes:

$$P = \frac{EV}{X_s} \sin \delta \quad (3.1)$$

$$Q = \frac{EV}{X_s} \cos \delta - \frac{V^2}{X_s} \quad (3.2)$$

donde P y Q son la potencia activa y reactiva generadas, respectivamente.

Para el estudio de la estabilidad de la máquina síncrona, se utiliza la ecuación de oscilación resultante de la interacción de los torques mecánico (T_m , acelerante) y eléctrico (T_e , retardante):

$$J\ddot{\theta} = T_a = T_m - T_e \quad [N \cdot m] \quad (3.3)$$

donde J es el momento de inercia de todas las masas acopladas al rotor, y θ es el ángulo mecánico. Esta ecuación se puede reescribir de una forma más útil en la práctica, como:

$$\frac{2H}{\omega_r} \dot{\omega} = T_a \quad [pu] \quad (3.4)$$

donde H es el cociente entre la energía cinética de las masas rotantes, a velocidad mecánica, y la base de potencia trifásica (unidades resultantes en segundo), ω_r es la frecuencia angular eléctrica base (nominal), y ω es la frecuencia angular eléctrica.

Considerando que la velocidad angular es relativamente constante ante perturbaciones, se puede reescribir la ecuación anterior como:

$$\frac{2H}{\omega_r} \dot{\omega} = P_a \quad [pu] \quad (3.5)$$

donde P_a es la potencia acelerante en por unidad.

Uno de los criterios utilizados para determinar la estabilidad de una máquina ante perturbaciones es el llamado criterio de áreas iguales.

Considerando que (3.5) se puede reescribir como

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_R}{2H} P_a \quad (3.6)$$

se puede multiplicar por $2(d\delta/dt)$ e integrar en ambos lados:

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 = \frac{\omega_R}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a \, d\delta \quad (3.7)$$

Para la estabilidad, $d\delta/dt$ debe ser cero, por lo que

$$\int_{\delta_0}^{\delta} P_a \, d\delta = 0 \quad (3.8)$$

Es posible entonces estudiar la estabilidad con un gráfico P vs. δ , que es posible obtener de (3.1), igualando áreas entre las curvas $P - \delta$ antes y después de la perturbación, y la potencia mecánica que se supone generalmente constante durante ésta.

En otra forma de estudiar de estabilidad, se considera el mismo modelo del la figura 3.2, pero en lugar de X_s , se utiliza X'_d , que es la reactancia transiente en eje directo (aquel eje de referencia que se mueve junto con el campo magnético rotatorio). A partir de este modelo se puede encontrar una condición inicial para E , que luego durante el transiente se mantiene constante, y se varía el ángulo δ . Más detalles de este método se encuentra en [21].

3.3. Parámetros de la máquina sincrónica

Las pruebas que se realizan a máquinas sincrónicas pueden dividirse en dos categorías [22]:

- **Pruebas de recepción:** aquellas que se consideran al momento de validar el buen estado de una máquina. Entidades de certificación realizan estas pruebas de rutina como por ejemplo medición de aislación dieléctrica, resistencia de enrollados, polaridad, interferencia telefónica, calentamiento, etc.
- **Pruebas de determinación de parámetros:** son las que permiten obtener los parámetros de los modelos equivalentes de la máquina sincrónica, como las reactancias, resistencias, en régimen permanente y transitorio.

En este documento se abordan las pruebas de determinación de parámetros, puesto que son las que interesan para el desarrollo del controlador de la central micro-hidráulica.

El parámetro X_s del modelo de la figura 3.2 se obtiene a partir de dos pruebas que se le realizan a la máquina:

- *Prueba en vacío:* Permite obtener la denominada “curva de saturación” de la máquina sincrónica. La prueba se realiza midiendo en bornes la tensión inducida en vacío, en

función de la corriente de campo. La corriente de campo debe siempre incrementarse o decrementarse sin cambiar de sentido, para evitar los ciclos de histéresis, y la velocidad de la máquina se debe mantener lo más constante posible (típicamente a velocidad nominal).

- *Prueba de cortocircuito:* Permite obtener la curva de cortocircuito, que relaciona la corriente de línea en función de la corriente de campo. La prueba se realiza con corriente de campo reducida, para evitar sobrepasar los límites nominales de corriente de la máquina. Si bien no es indispensable mantener la velocidad constante, se tiende a realizar las pruebas en las mismas condiciones que la prueba en vacío.

A partir de estas dos pruebas, se obtiene la reactancia interna X_s del cociente entre la tensión inducida y la corriente de cortocircuito, para una corriente de campo dada (ver figura 3.3).

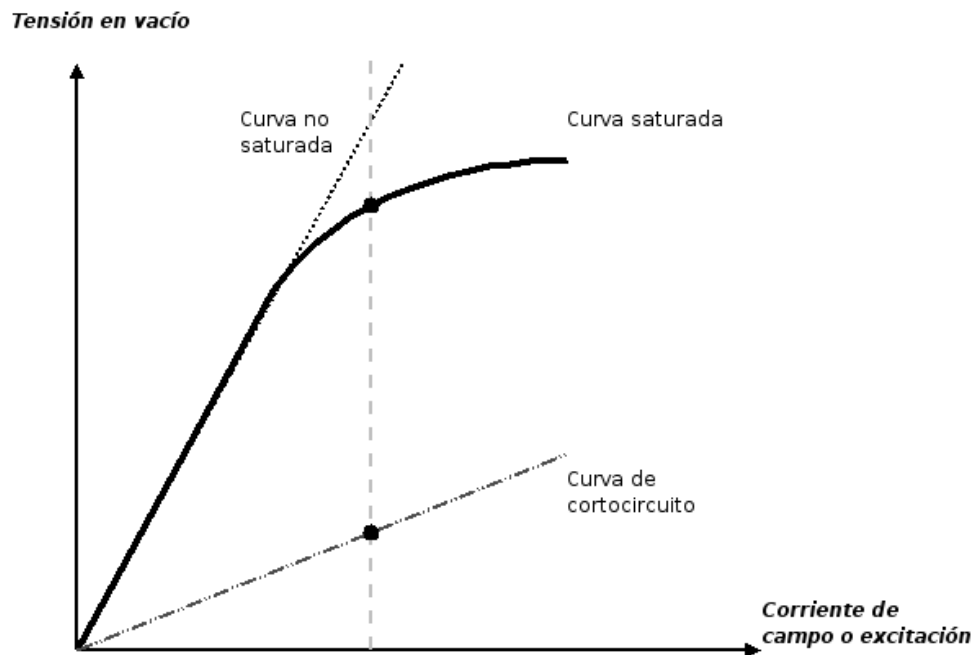


Figura 3.3: Formas típicas de las curvas de vacío y cortocircuito

Puesto que la curva en vacío muestra una no linealidad, se puede obtener una reactancia saturada y otra no saturada. Esta última se obtiene de la proyección lineal de la curva en vacío, realizando el mismo cociente para X_s .

Un modelo más completo que el mostrado en 3.2 es el que incluye los parámetros en los denominados ejes directo y en cuadratura. Los ejes directo y en cuadratura aparecen al mover el sistema de referencia fijo en el estator, a un sistema móvil, que gira con el campo magnético rotatorio, a una velocidad constante igual a la de sincronismo. En este sistema, la componente de reactancia que apunta en el sentido del campo magnético rotatorio se

denomina *reactancia de eje directo* (X_d), y la componente ortogonal se denomina *reactancia de eje en cuadratura* (X_q). Ver fig. 3.4

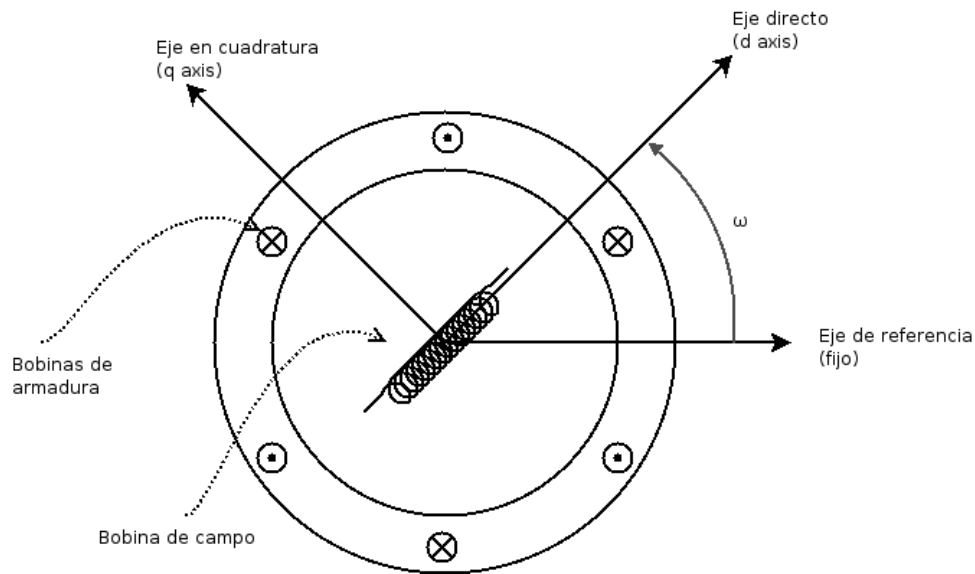


Figura 3.4: Disposición de ejes directo y en cuadratura

En las máquinas reales, ambos parámetros existen y pueden ser cuantificados con la siguiente prueba:

- *Prueba de deslizamiento:* Con esta prueba se pueden determinar los parámetros X_d y X_q , pero en la práctica se utiliza para encontrar el cociente entre X_d y X_q . La prueba se realiza llevando la máquina a velocidad muy cercana (pero distinta) de la nominal, es decir, con un deslizamiento entre campo magnético rotatorio, y posición angular del eje. Esto es posible conectando la máquina a la red y dejándola con campo abierto (desenergizado).

En estas condiciones se induce una tensión de baja frecuencia (frecuencia de deslizamiento) en bornes del rotor, y a su vez, la corriente y tensión en el estator presentan una forma similar a la mostrada en la figura 3.5. El punto de tensión máxima y corriente mínima es el correspondiente a la alineación del campo magnético rotatorio con el eje directo, y el de tensión mínima y corriente máxima corresponde a la alineación del c.m.r. con el eje en cuadratura.

De las relaciones entre las tensiones y corrientes se puede obtener la razón X_d/X_q , que se utiliza en conjunto con el hecho que X_d es igual a la reactancia sincrónica no saturada, para obtener X_d y X_q .

Para el estudio de régimen transitorio, muy importante en el estudio de estabilidad y protecciones de la máquina, se utilizan los parámetros transitorios (X'_d , X'_q) y sub-transitorios

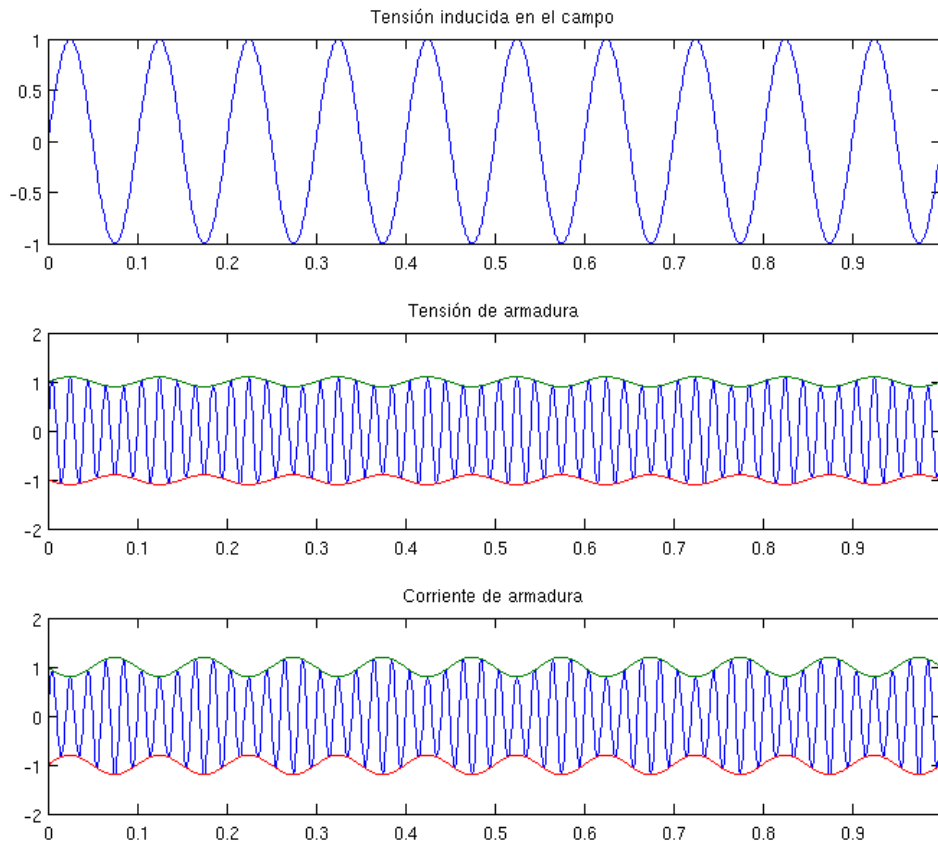


Figura 3.5: Formas de onda de la prueba de deslizamiento (escalas en p.u., tiempo en [s])

(X''_d , X''_q), que reflejan el comportamiento de la máquina en los primeros ciclos luego de algún cambio abrupto de condición (falla, rechazo de carga, etc.).

Las pruebas que se realizan para obtener estos parámetros son las siguientes:

- *Prueba de cortocircuito trifásico abrupto:* En esta prueba se fija la corriente de campo a un valor reducido, y la máquina se hace girar a velocidad nominal. Dada una cierta tensión E_0 inducida en bornes, se procede a realizar un cortocircuito trifásico en la máquina, que genera una sobrecorriente de línea de características similares a la mostrada en la figura 3.6.

De esta respuesta transitoria, que puede ser observada con instrumentos tales como un osciloscopio, se obtienen dos curvas de tendencia exponencial. La primera, que dura solo por algunos ciclos al inicio del cortocircuito, corresponde al régimen subtransitorio. La segunda corresponde al régimen transitorio, y se extiende hasta alcanzar el

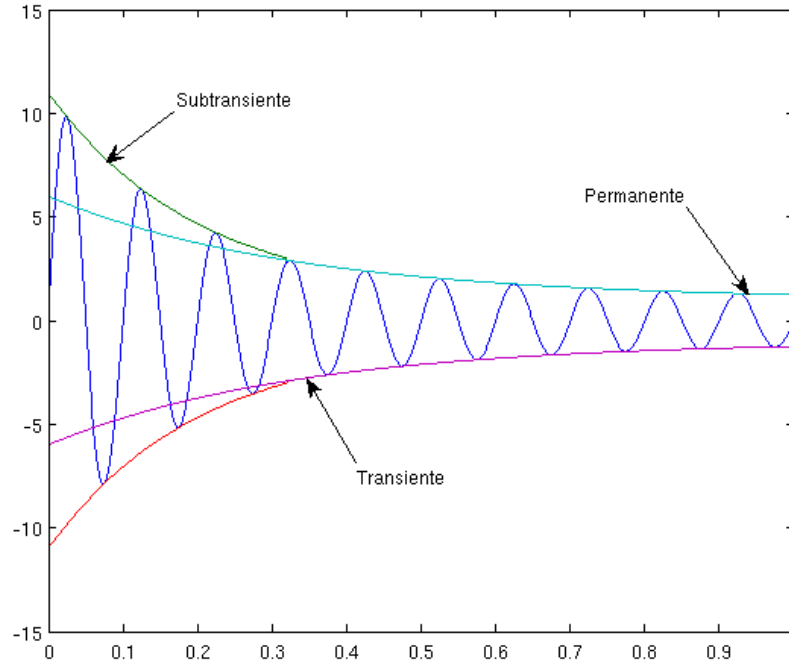


Figura 3.6: Formas de onda de la prueba de cortocircuito (corriente en p.u., tiempo en [s])

régimen permanente. El cociente E_0/I , donde I es la corriente máxima en el inicio del período transitorio (o sub-transitorio), permite obtener X'_d (o X''_d).

- *Prueba de pérdida de campo*: La determinación de X'_q y X''_q se realiza mediante una prueba similar a la anterior. Se registra la caída de tensión en bornes al desconectar los terminales de la armadura. Se extrapola de la misma forma que en la fig. 3.6.

Mas detalles de estas pruebas se encuentran en [23] y [22].

3.4. Modo de generación conectado a la red

En esquemas de generación distribuida, los generadores se conectan a la red (*grid-tied generation* en inglés) y aportan con potencia activa. Bajo estas circunstancias, hay restricciones que impone la red al generador, y que se cumplen siempre y cuando las potencias involucradas no sean comparables a la que se mueven en la red, y el generador no esté configurado para regular. Estas son:

- La tensión en bornes del generador será constante, e igual a la que impone la red en ese punto.

- La frecuencia de la red es fija, y no puede ser modificada.

Con esto, la máquina queda trabajando en un estado en que la velocidad de giro del rotor (y por lo tanto de la turbina) es constante. En esta configuración, la turbina entregará potencia a la red sin cambiar su velocidad de giro.

Por otro lado, si la máquina por alguna razón deja de entregar potencia y es frenada por algún accionamiento externo, actuará entonces como motor, consumiendo potencia de la red.

En el caso de la máquina sincrónica, el control de potencia en el eje se convierte en control de potencia activa; y el control de la corriente de campo actúa como control de potencia reactiva. En este estado existe un desacoplamiento entre potencia activa y reactiva, a diferencia de la operación aislada, en que el control debe actuar en la turbina y el campo simultáneamente para llevarlo a una condición deseada.

3.5. Modo de generación aislado de la red

En el modo aislado de la red, el generador está encargado de alimentar uno o más consumos, que estarán conectados directamente a él.

En este caso, no existe una dependencia directa entre la potencia activa y reactiva, y la velocidad de giro y corriente de campo. Esto debido a que, por ejemplo, tanto la velocidad de giro como la corriente de campo afectan a la tensión inducida en bornes del generador.

Típicamente el control de frecuencia se realiza controlando la velocidad del eje, mientras que la corriente de campo actúa como control de tensión generada, pero no desacoplada del giro del rotor.

3.6. Controladores

El control dependerá del tipo de máquina a utilizar y si la máquina está o no conectada a la red. Generalmente el control actúa sobre la válvula para regular velocidad, y sobre la corriente de campo para regular tensión.

Para el caso de la máquina sincrónica conectada a la red, el controlador hace uso del desacoplamiento entre potencia activa y reactiva, lo que es aprovechado en el Control Automático de Generación (AGC, *Automatic Generation Control*) y el Control Automático de Reactivos (AQC). Debido a que también existen generadores vecinos que producen oscilaciones en las condiciones estacionarias de la red, se utiliza un estabilizador del sistema de potencia (PSS, *Power System Stabilizer*) [20, 24].

Para el estudio del comportamiento dinámico de las etapas mecánicas y eléctricas, existen modelos que permiten la simulación en condiciones de operación con perturbaciones, como existencia de fallas, desconexión de carga, etc. [25].

Es importante tener en cuenta el tipo de controlador que se utilizará tanto para válvula como para la corriente de campo, pues éste juega un papel muy importante en la estabilidad del sistema.

Si bien hay diferencias entre el modo conectado y aislado de la red, el generador puede actuar como regulador de tensión en bornes, regulador de factor de potencia, compensador de reactivos inductivo o capacitivo. El desempeño de uno u otro es distinto en diferentes ámbitos, como tensión en régimen permanente ante máxima demanda, mínima demanda, salida de generador y estabilidad transitoria. En general, el mejor desempeño se logra con el control de campo por regulación de tensión [26].

El controlador de los reguladores de tensión automáticos (AVR, *Automatic Voltage Regulator*) ha sido por mucho tiempo analógico, con controles tipo proporcional (P), proporcional-integral (PI), proporcional-derivativo (PD) o proporcional-integral-derivativo (PID). Con la electrónica actual y avances en el ámbito digital, es posible implementar controles PID discretos, o difusos, que han demostrado buenos resultados para aplicaciones de pequeños generadores, tanto en conexión como en desconexión (rechazo) de carga [27].

Capítulo 4

Control de la central micro-hidráulica

4.1. Esquema de conexión

Para permitir la conexión del generador al sistema, capacidad de operación en isla, y facilitar la operación de protecciones, se propone el esquema de conexión de la figura 4.1.

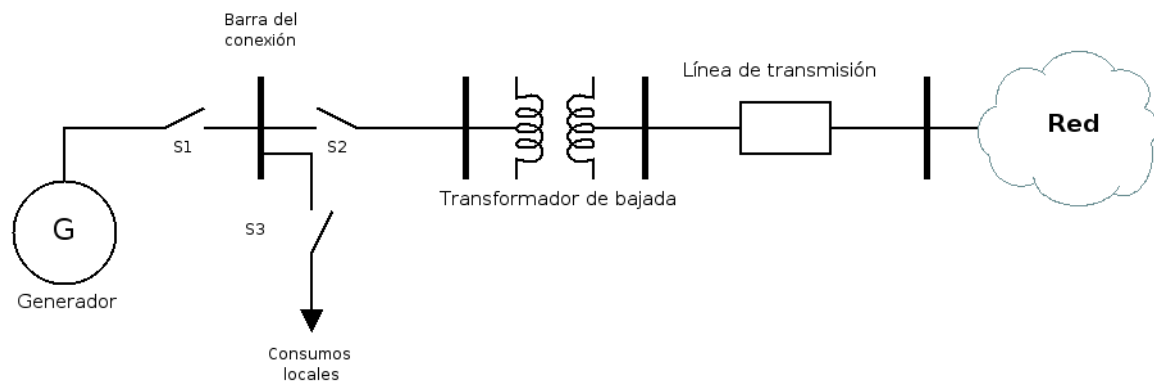


Figura 4.1: Esquema de conexión del generador a la red

En el esquema, los interruptores S1 y S2 simbolizan los contactores que harán las conexiones dependiendo del estado del sistema. Por ejemplo, S1 permite conectar el generador a las cargas locales, y S2 permite posteriormente pasar de modo aislado a sincronizado a la red, etc. S1 y S2 pueden ser implementados con contactores dimensionados adecuadamente para la instalación. Estos interruptores serán manejados, como se verá más adelante, por un controlador que permita el accionamiento por parte del control del generador como por las protecciones.

El interruptor S3 simboliza la protección propia de las cargas, típicamente basada en interruptores termomagnéticos y/o diferenciales. Sobre S3 no necesariamente se tiene con-

trol.

El interruptor S2 generalmente es parte de lo que la compañía distribuidora instala (en conjunto con el medidor de energía), simboliza por una parte la potencia contratada, y no se tiene control sobre él (fig. 4.2). Esto no limita la implementación del esquema anteriormente mostrado, aunque si por alguna falla el interruptor instalado por la compañía se abre, habrá que realizar una reconexión manual.



Figura 4.2: Punto de conexión con la compañía distribuidora. El punto incluye el transformador de bajada, un medidor de energía, y un interruptor termomagnético.

4.2. Esquema de control

4.2.1. Estados del sistema

En la figura 4.3 se muestra un diagrama de estados, donde se observa la existencia de cuatro estados:

- **Sin operación:** En este modo, el sistema está completamente desconectado, es decir, no hay conexión entre el generador ni las cargas locales ni la red. Este es el estado inicial del sistema, que además permite realizar mantenimiento a las instalaciones. Del diagrama de conexiones, S1 y S2 están abiertos.
- **Sin generador:** En este estado, el sistema opera sin generador. Este estado se puede gatillar tanto al iniciar el sistema como por causa de alguna falla: nivel de cota de estanque muy bajo, fallas en el generador, etc.

Para salir de este estado, es necesario que la cota del estanque sea la adecuada, y que exista tensión en la línea, para poder sincronizarse a la red.

Del diagrama de conexiones, S1 está abierto y S2 está cerrado.

- **Operación en isla:** En este modo, el sistema opera sin conexión a la red. La forma de llegar a este estado es si el sistema inicia su funcionamiento sin tensión en la línea, o si estando conectado a la red hay fallas en la línea. En este estado, el generador controla tensión y frecuencia.

Para salir de este estado, debe retornar la tensión a la línea.

Del diagrama de conexiones, S1 está cerrado y S2 está abierto.

- **Operación normal:** Este es el estado de funcionamiento deseado del sistema. Este será el estado al que el sistema tratará de llegar si es posible.

En este estado, el generador está conectado a la red y su control es de potencia activa y reactiva (o regulación de tensión).

Del diagrama de conexiones, S1 y S2 están cerrados.

4.2.2. Transición entre los estados del sistema

La siguiente lista resume las posibles transiciones entre los estados del sistema:

- Desde “sin operación”, cuando el sistema está sin funcionamiento (por ejemplo, recién energizado el controlador), es posible transitar a los siguientes estados:
 - Puede ir hacia el estado “sin generador”, cuando detecta que si existe tensión en la línea, sin necesariamente verificar si hay una cota mínima en el nivel del estanque (eso es revisado posteriormente en el mismo estado “sin generador”).
 - Es posible ir hacia el estado de “operación en isla” cuando el sistema no encuentra la tensión necesaria en la red para su funcionamiento conectado, pero si tiene una cota mínima de nivel de estanque.

No se puede ir directamente desde el estado “sin operación” al estado de operación normal (conectado a la red), pues requiere pasar por sincronización, que necesita de ciertas condiciones que solo pueden ser alcanzadas desde los estados “sin generador” y “operación en isla”.

- Desde “sin generador”, donde el sistema alimenta las cargas desde la red, el sistema puede pasar a los siguientes estados:
 - A “Operación normal”, si hay suficiente nivel en el estanque, aún hay tensión en la línea, y pasa por la etapa de sincronización. Si la etapa de sincronización no es superada, se vuelve al mismo estado.
 - Puede pasar a “sin operación” si es que se pierde la tensión en la línea, y no se ha recuperado la cota mínima del estanque.

En el estado “sin generador” la máquina puede o no estar en funcionamiento, dependiendo de si ha sufrido algún tipo de falla. Es importante destacar que en este estado, la máquina trata de llegar a su condición de funcionamiento regular (tensión y frecuencia nominales) antes de poder cambiar al estado “Operación normal”.

- Desde “Operación en isla”, donde la máquina funciona regulando tensión y frecuencia, podemos pasar a los siguientes estados:
 - Pasar a “Operación normal” si es que la tensión en la línea existe y pasa por la etapa de sincronización. Si la etapa de sincronización no es superada, se mantiene en el mismo estado.
 - Se puede pasar al modo “Sin operación” si se detecta alguna o más de alguna de las siguientes fallas: sobrecorriente en el generador, sobretensión, caída de tensión, sobrefrecuencia, bajofrecuencia, potencia inversa, o caída del nivel del estanque (cota mínima). Todas estas protecciones forman parte del relé de protección del generador.
- Desde “Operación normal”, donde la máquina opera conectada a la red, es posible pasar a los siguientes estados:
 - Pasar a “Operación en isla” ante las siguientes fallas: sobrefrecuencia, bajofrecuencia, o sobrecorriente en la línea. Estas fallas son producidas por causas externas a la instalación local, lo que conduce al sistema a aislarse automáticamente.
 - Por otro lado es posible pasar al estado “Sin generador” por alguna de las siguientes fallas: potencia inversa, sobretensión, sobrecorriente en el generador, falla en el control, o bajo nivel del estanque.

Todas las fallas (salvo la falla en el control), son detectadas tanto por el relé de protección del generador, como el control del generador, que se comunican entre ellos para coordinar los cambios de estado.

4.2.3. Algoritmo del controlador

Se proponen dos algoritmos a utilizar en el control del generador. Uno de ellos es un control por histéresis, que se realiza en base a reglas (**if**, **then**), que busca alcanzar un *setpoint* modificando la salida del generador con incrementos constantes, es decir, se acerca a la referencia con una pendiente constante.

El otro propuesto es un control proporcional, que también se realiza en base a reglas, pero que se acerca a la referencia en forma proporcional al error entre la medición actual y la referencia.

Las salidas de ambos controladores son incrementales. Esto agrega una acción integral sobre el controlador. Esta integración se produce naturalmente en algunos dispositivos, por ejemplo en el caso del control de un servomotor [28].

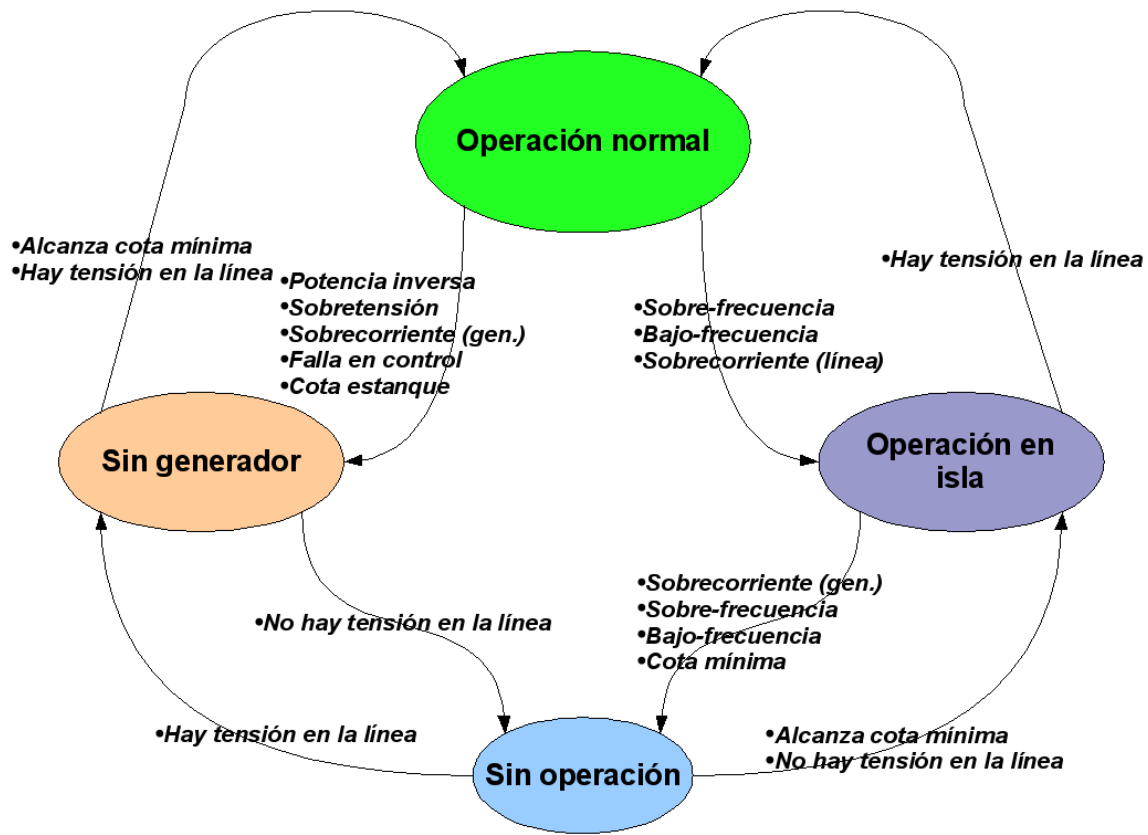


Figura 4.3: Diagrama de estados del control de la central

4.2.4. Variables a medir

Las variables eléctricas del generador son las más importantes en el lazo de control. Es necesario medir tensión, corriente, frecuencia y factor de potencia en cada una de las fases del generador. Todas estas medidas pueden ser obtenidas con transductores específicos, en este caso, transformadores de medida, de potencial (TP) y de corriente (TC). Estos transformadores deben ser diseñados para soportar las diferentes condiciones de operación del generador, teniendo en cuenta no solo el régimen permanente. Típicamente se elegirán TPs que soporten mayor tensión, sobrefrecuencia, y TCs que permitan medir un poco más de la corriente nominal, antes de saturar. Los transformadores de medida se describen y estudian en detalle en [29].

Se miden además otras variables como la corriente de campo y posición de la válvula, nivel del estanque de regulación, con fines de control supervisor y monitoreo, que no juegan un papel directo en el lazo de control de la central micro-hidráulica.

4.2.5. Actuadores

Para actuar sobre el generador, se utiliza un control de excitatriz. Se distinguen según [30] distintos tipos de excitatriz:

- Tipo DC: utiliza máquina de corriente continua acoplada al eje del generador.
- Tipo AC: utiliza máquina de corriente alterna acoplada al eje del generador, y rectifica mediante métodos rotatorios o estáticos.
- Tipo ST: no utiliza máquinas rotatorias, sino transformadores, enrollados auxiliares, fuentes externas y rectificadores fijos o controlados.

Independiente del tipo de excitatriz, la señal de control es una referencia de tensión de alimentación del campo. Si bien la corriente de campo no es parte del lazo de control, es una medida más que forma parte del control de la excitatriz.

Para actuar sobre la turbina, se utiliza un servomotor que posibilita el movimiento de la válvula a utilizar. El controlador del propio servomotor recibe como entrada una señal de avance o retroceso, y éste debe encargarse de mantenerlo en la zona de apertura y cierre, evitando estancamiento por presionar la válvula al límite.

Se actúa también sobre los contactores que permiten los cambios de estado, que corresponden a los interruptores S1 y S2 de la figura 4.1.

4.3. Monitoreo

Independiente de la forma de trabajo del controlador, los procesos internos, y la comunicación entre cada una de las partes, es necesario contar con un sistema que permita monitorear las variables de interés para el usuario u operador del sistema.

Formas típicas para pequeñas centrales, de bajo costo, son los paneles de instrumentos, que no dependen de los transductores utilizados en el control.

Aprovechando la electrónica involucrada en el controlador, se puede implementar un sistema de monitoreo básico que permite comunicación remota vía algún medio (similar a un RTU, *Remote Terminal Unit*).

Una posible forma de implementar, teniendo en cuenta el actual nivel de tecnologías de comunicación en zonas más aisladas del país, es a través de un Módem conectado a una línea telefónica o teléfono celular, o tecnologías de banda ancha que caen en la categoría de área metropolitana, como WiMAX.

Capítulo 5

Sincronizador

5.1. La Sincronización

La sincronización es el proceso en el cual se lleva a un generador a las condiciones adecuadas para conectarlo a la red [31]. Típicamente las condiciones son las siguientes:

- *Tensión de generador cercana a tensión del sistema:* se busca que la tensión generada sea lo más cercana posible a la tensión del sistema. Si las tensiones no son iguales, fluirá potencia reactiva desde el lado de mayor tensión hacia el lado de menor tensión. Si la diferencia es extremadamente alta, puede provocar inestabilidad (por oscilaciones al compensar corriente de campo) y pérdida de sincronismo [32]. Típicamente se acepta que difieran menos que 0,1 en p.u.
- *Frecuencia de generador cercana a frecuencia del sistema:* se aceptan frecuencias de deslizamiento (diferencia de las frecuencia entre el generador y el sistema) típicamente menores que 0,25[Hz].
- *Ángulo de fase cercano a cero:* Se espera que la sincronización (que finaliza con el cierre de un circuito) se realice en el momento en que la diferencia de fase entre el generador y la red es cero. Sin embargo, en el proceso se debe tener en cuenta el retraso intrínseco del interruptor involucrado, por lo que la señal de mando debe enviarse un poco antes. Esto se puede visualizar en un sincronoscopio, como un área en torno a las 12 horas (ángulo 0°) que representa el retraso (a velocidad de deslizamiento) del contactor [32].

El procedimiento de sincronización típicamente parte con asegurar que la frecuencia y la tensión están en los rangos adecuados para sincronización. Esto se realiza actuando en los controles de excitación y velocidad de la máquina motriz (turbina por ejemplo). Luego se lleva a la máquina motriz a una velocidad y excitación tal que cumplan con los puntos anteriormente mostrados, y monitoreando el deslizamiento y el ángulo de fase entre el generador y la red. El proceso termina cuando se realiza la conexión del generador al sistema, intentando generar la menor diferencia de fase posible al momento de la conexión.

Dependiendo del modo es que el sistema sigue el procedimiento de sincronización, se distinguen tres tipos de sincronización:

- *Sincronización manual*: Es aquella en que el proceso de control sobre la máquina motriz, y la conexión al sistema se realiza manualmente, con intervención y a criterio de algún operario. Algunas veces se cuenta con dispositivos que supervisan la sincronización, pero que no actúan en ningún sistema.
- *Sincronización semi-automática*: Es aquella en que el proceso de llevar las variables a los rangos adecuados, o la conexión del contactor se realiza de manera automática, pero no ambas. Es decir, algunos tipos de sincronizador semi-automático intervienen en el control de excitación y velocidad, pero esperan que un operario realice la conexión; otros realizarán la conexión del contactor automáticamente cuando el operario lleve la tensión y frecuencia a las condiciones adecuadas.
- *Sincronización automática*: Es aquella en que todo el proceso se realiza en forma automática.

El uso de uno u otro tipo de sincronización dependerá del tipo de máquina, tamaño, y aplicación dentro del sistema al cual se sincronizará [31].

5.2. Diseño y construcción del dispositivo sincronizador

El diseño del dispositivo sincronizador se basó en el esquema semi-automático, comunicado con el relé de protección que se verá en el capítulo 7. Se adoptó este modo pues la máquina a utilizar posee un control de velocidad y excitación independientes, que no están directamente comunicados con el sincronizador. Por otro lado, esto alivia la carga extra que realizaría el relé de protecciones si tuviera también la sincronización como una tarea más.

5.3. Algoritmo de sincronización

El algoritmo de sincronización requiere de un operador o controlador automático que manipule la excitación y velocidad de la máquina, de modo de asegurar que la tensión y frecuencia se encuentren dentro de rangos aceptables para la sincronización.

El diagrama de estados se muestra en la figura 5.1. El algoritmo se puede resumir en los siguientes pasos:

1. Verificar que las tensiones y frecuencias no difieren mucho. Se acepta una diferencia de a lo más 5[V] en tensión, y 1[Hz] en frecuencia.
2. Verificar que exista tensión suficiente en ambos lados (red y generador). Esto es una medida básica de seguridad ante posible falla o desconexión de transformadores de medida.

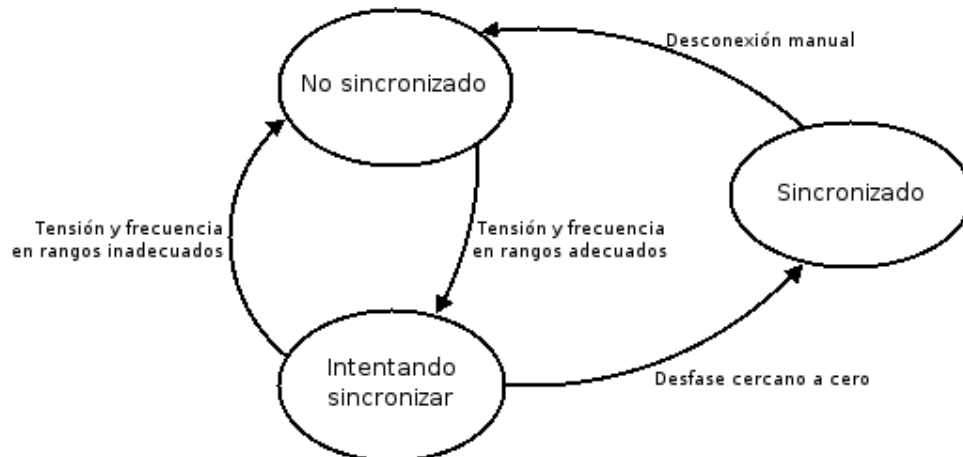


Figura 5.1: Diagrama de estados del sincronizador

3. Si las condiciones anteriores se cumplen, se monitorea el ángulo de desfase entre el generador y la red. Si durante el monitoreo se pierden las condiciones de sincronización, se vuelve al inicio.
4. Si el desfase varía muy rápido, se vuelve al punto anterior. La rapidez está determinada por una constante de tiempo entre muestras, y la máxima diferencia entre muestras. Esto es en el caso del sincronizador implementado, una tasa de 62[V] por cada 50[ms].
5. Si el desfase pasa por debajo de 15° , se envía la señal de conexión al relé.

Será el relé de protecciones el encargado de cerrar el contactor adecuado, según el estado actual del sistema.

5.4. Consideraciones de implementación

Si bien el algoritmo descrito es claro en cada una de las etapas, en la práctica las medidas de cada una de las variables no es ideal, y poseen errores de medición y deformación de la señal provocada por ruido, armónicas, etc.

Algunas consideraciones que se deben tener son

- *Filtrar las señales de entrada:* se deben incorporar filtros pasabajos que permitan eliminar en lo posible todo el contenido armónico y de alta frecuencia provocado por los dispositivos de electrónica de potencia que actúan en el resto del sistema, o que pueden ser provocadas durante períodos transitorios, fallas, etc.
- *Polaridad de las señales:* Las mediciones se realizan en la práctica con transductores de señal como transformadores de potencial (TP) o similares. La polaridad de los transductores es de gran importancia, dado que pueden provocar un cierre a 180° de

diferencia ante una mala conexión, que corresponde al peor caso de sincronización errónea por diferencia de fase. Debe ponerse especial cuidado en etiquetar correctamente la polaridad de los transductores y los lugares en que éstos van conectados.

- *Secuencia del generador y la red:* La secuencia del sistema trifásico debe ser la misma (positiva o negativa) en ambos sistemas a sincronizar. El algoritmo de sincronización supone un calce en secuencia, y un intento de sincronización con secuencia distinta provoca un fuerte esfuerzo mecánico que puede destruir al generador y provocar fuertes perturbaciones en la red.

Capítulo 6

Protecciones

6.1. Introducción

Los sistemas de protecciones aplicados a los generadores son variados, e intentan cada uno resolver algún tipo de falla específico que puede ocurrir tanto dentro de la planta del generador como en el exterior. El objetivo de las protecciones es evitar mayores daños en los generadores cuando éstos se ven sometidos a grandes fluctuaciones de tensión y corriente durante períodos largos.

Es muy importante tener en cuenta que en grandes centrales, la salida y/o pérdida de una máquina no solo trae los costos de la reposición de ésta, sino que además hay costos relacionados con la operación de dicha máquina. En el caso de centrales pequeñas, la entrada o salida del sistema no es de tal envergadura. Sin embargo, se sigue evitando la destrucción del generador o su máquina motriz.

La tarea de proteger una instalación la realiza un dispositivo denominado relé de protección, antiguamente electromecánico, actualmente de electrónica digital, que es el encargado de tomar las muestras necesarias para detectar la falla, y actuar sobre algún otro dispositivo, como interruptores, alarmas, etc. Ejemplos de relés se muestran en la figura 6.1.

Las funciones de protección más comunes se describen en este capítulo a continuación.

6.1.1. Protección de sobrecorriente (51)

Actúa detectando sobrecorriente por el elemento al que protege. Utiliza típicamente un transformador de corriente que no se satura, que es distinto del transformador de corriente para medidas (que si es saturable). Las formas de actuar para este tipo de protección está descrito por una curva inversa de magnitud de la corriente de falla vs. tiempo de falla. Una forma típica se muestra en la figura 6.2.

La idea de aplicar la curva característica es evitar que la protección se active por condiciones transitorias que no son necesariamente fallas. Una ecuación que describe estas curvas es la siguiente:

$$t = a \cdot \frac{D}{\left(\frac{I}{I_{PU}}\right)^n - C} + bD + K \quad (6.1)$$



Figura 6.1: Relé de protección electromecánico (a la izquierda) y digital (a la derecha) General Electric

donde t es el tiempo de despeje (cuando actúa la protección), D es un ajuste de tiempo, I es la corriente, I_{PU} es la corriente de activación o *pick-up*, C es igual a 1 para los relés comunes, K es 0,01 típicamente, y a , b y n están definidos en [33] y [34] para distintas características, como las llamadas “muy inversa”, “extremadamente inversa”, o en el caso más crítico “de tiempo constante”.

Una variante de este tipo de protección es la protección de sobrecorriente con retención de tensión (51V), que mezcla protección de sobrecorriente con protección de baja-tensión, permitiendo actuar de distinta manera (con curvas distintas) ante la presencia de una baja de tensión importante en el punto de conexión. El funcionamiento es tal que I_{PU} disminuye proporcionalmente al nivel de tensión al momento de la falla. Esto mejora la selectividad de la protección para fallas internas en el generador.

6.1.2. Protección de sobre-frecuencia y de bajo-frecuencia (81)

Actúan cuando la frecuencia del generador sube o baja sobre ciertos límites. Las perturbaciones en frecuencia pueden ocurrir ante la entrada o salida de consumos del sistema, y en algunos casos la frecuencia puede aumentar o caer tanto que es necesario desconectar el generador, pues la causa principal es el desbalance entre potencia generada y demandada. La forma en que cada generador aporta en caso de variaciones en la demanda dependerá del estatismo del generador.

Una de las aplicaciones en que se utilizan protecciones de frecuencia es para detectar aislamiento del sistema (*islanding*), que ocurre cuando un generador conectado a la red queda súbitamente sin conexión a ésta, debido por ejemplo a la reacción de alguna protección lejana no comunicada con la protección local del generador. Uno de los relés utilizado ampliamente en la detección de aislamiento es el de desplazamiento vectorial (VSR, *Vector Surge Relay*), cuyo funcionamiento se basa en la detección en el dominio del tiempo de los cambios de fase, debido a la desconexión abrupta de la red [35].

Sin embargo, el relé de frecuencia (*Frequency Relay*) también puede ser utilizado tanto

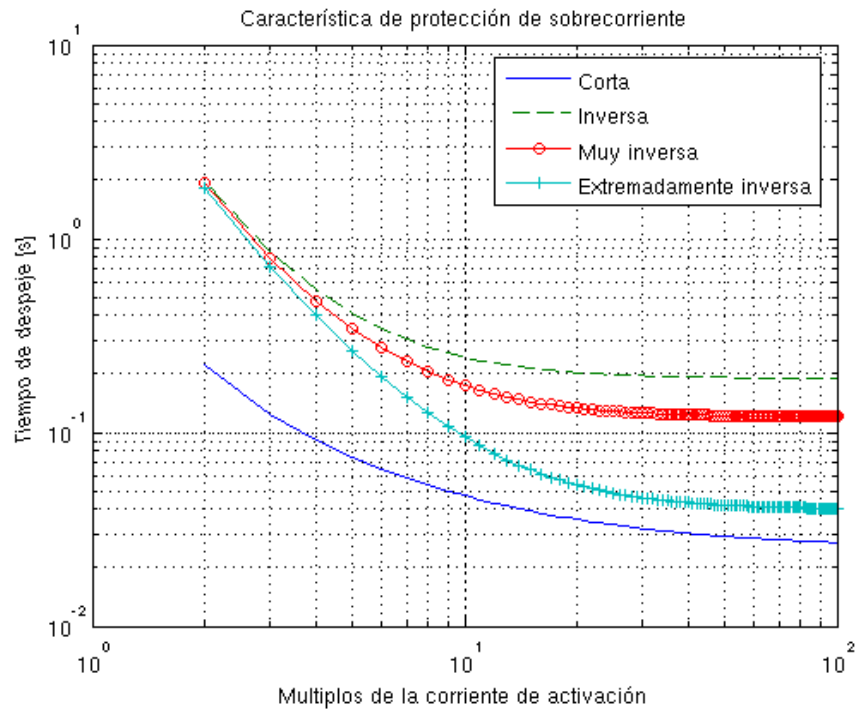


Figura 6.2: Curvas típicas de protección de sobrecorriente

para protección de la instalación por sobre o bajo-frecuencia, como para la detección de aislamiento, simultáneamente, definiendo cuidadosamente el área de aplicación en la curva característica [36].

6.1.3. Protección de pérdida de campo (40)

La protección pérdida de campo es capaz de detectar cuando la máquina queda con el campo abierto, lo que puede generar pérdida de sincronización de la máquina y/o su operación como máquina de inducción. Otra falla que puede ocurrir es cortocircuitos entre espiras del bobinado de rotor, lo que produce una deformación del campo magnético, esfuerzos desiguales que desplazan al rotor y vibraciones.

La forma de detectar la pérdida de excitación es mediante una representación fasorial de la tensión y corriente de fases, que puede ser ubicado en el plano R-X como se muestra en la figura 6.4

La máquina, ante la inexistencia de corriente de excitación, se comporta como una máquina de inducción, consumiendo reactivos desde la red. Por lo tanto, se ubica bajo el origen del plano R-X. La protección actúa entonces detectando el posicionamiento del fasor en la zona indicada en un círculo de la figura anterior.

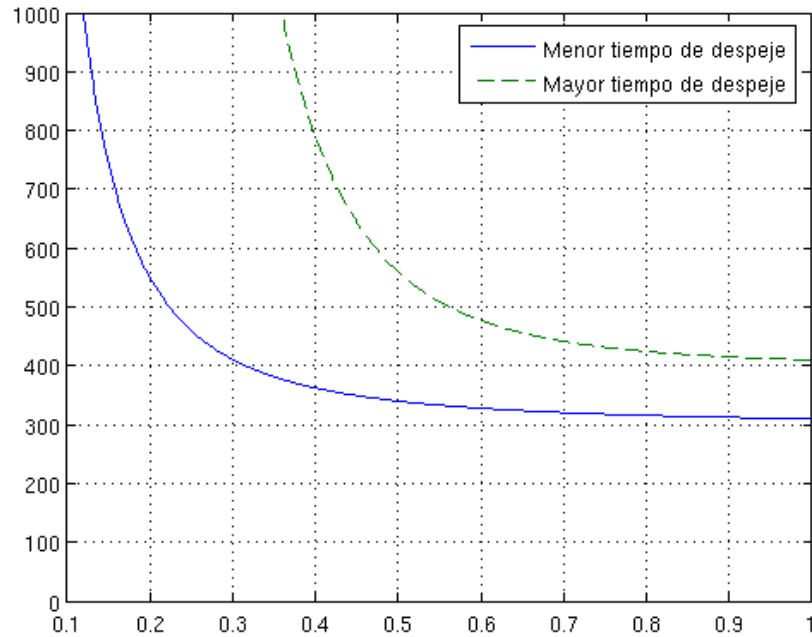


Figura 6.3: Curva característica de las protecciones de frecuencia

6.1.4. Protección de potencia inversa (32)

Puede ocurrir en algunos casos que el generador se motorice, por ejemplo cuando el recurso hidráulico se agota, o se produce algún estanco en el camino de éste. En este caso, la forma de detectar este tipo de fallas es midiendo el sentido de la potencia. Cuando la potencia fluye hacia la máquina es porque está actuando como motor, y la protección desconecta a la máquina.

Se permite un cierto nivel de potencia inversa antes de actuar, típicamente del orden de un 0,2% a un 2% en turbinas hidráulicas bajo condiciones de flujo cercano al de potencia cero [37].

6.1.5. Protección de sobretensión (59)

La protección de sobretensión es importante tanto para la instalación adyacente como para el mismo generador. Por una parte, los equipos instalados en el punto de conexión pueden sufrir desperfectos por operar fuera del rango nominal de tensión permitido. Por otra parte, las aislaciones del generador pueden sufrir envejecimiento prematuro por estar expuestas a tensiones elevadas.

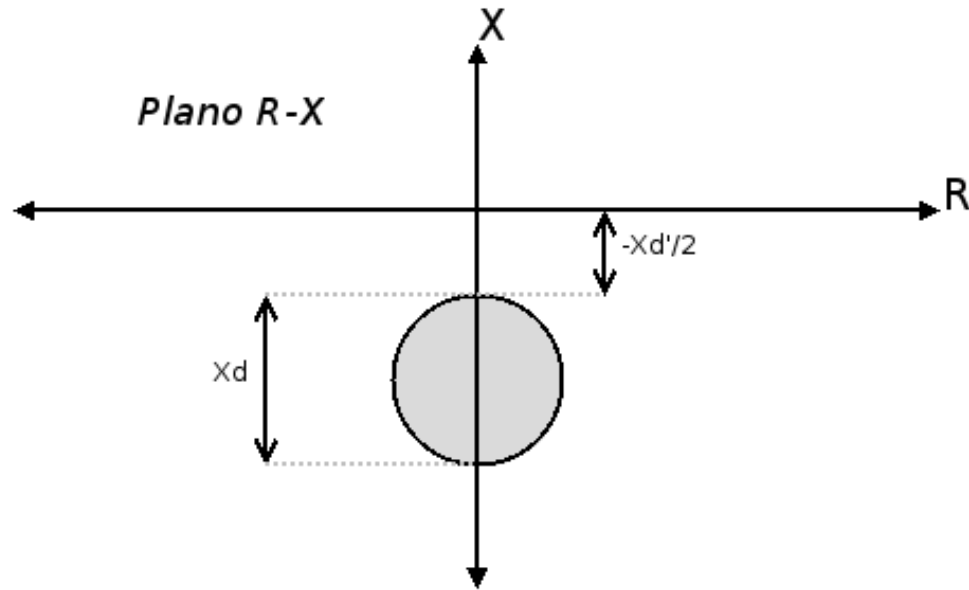


Figura 6.4: Plano R-X para la protección de pérdida de excitación

6.1.6. Detección de sincronismo (25)

Corresponde a la tarea realizada por el sincronizador, explicado en el capítulo anterior. Envía una señal cuando se cumplen las condiciones de sincronización.

6.1.7. Otras protecciones

Existen otras protecciones, aplicadas a generadores y otros componentes de los sistemas de potencia como por ejemplo protección diferencial del generador (87), baja tensión (27), secuencia negativa (46), sobreexcitación (24) etc. que son tratadas en detalle en [33].

6.2. Protección del generador para la instalación estudiada

Cuando se protege una central, se está buscando por un lado evitar la pérdida de las máquinas por un mal funcionamiento de algún controlador, o sucesos inesperados en la instalación o fuera de ella que afecten su funcionamiento.

Los grandes generadores cuentan con complejos sistemas de protecciones basados en relés comerciales, que aplican la última tecnología en dispositivos digitales, transductores sumamente precisos, redundancia ante fallas de los mismos relés de protección, etc [37].

Sin embargo las inversiones en protecciones del generador y turbina se justifican por el alto costo de ellos. Los costos involucrados en protecciones van acorde al costo del resto de la instalación.

En el caso de una central micro-hidráulica, el sistema de protecciones es necesario, como se ha dicho anteriormente, para la coordinación del cambio de estado, y también para proteger los equipos.

Se ha buscado implementar la mínima cantidad de protecciones que aseguren la seguridad en la instalación, sin incurrir en altos costos, que harían de las protecciones un equipo tan caro como el resto de la instalación.

En la figura 6.5 se muestra el esquema de protecciones propuesto para la central micro-hidráulica, numeradas según [38].

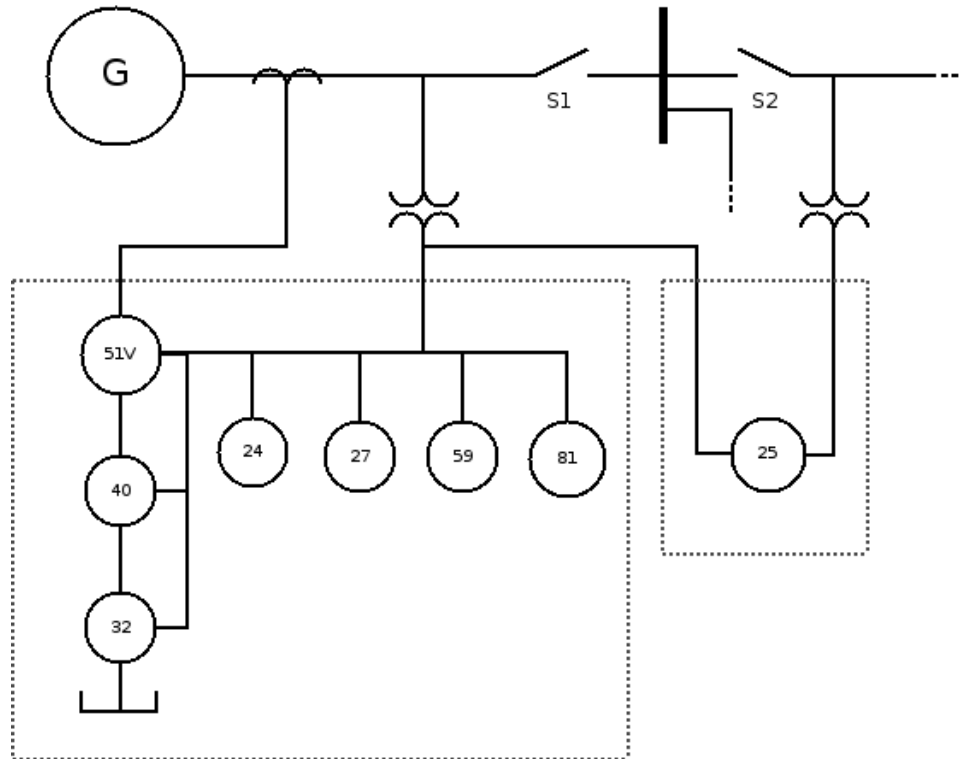


Figura 6.5: Esquema de protecciones del generador

Como se observa en la figura 6.5, una parte está implementada de forma independiente, que corresponde al sincronizador (protección 25).

Las protecciones pueden provocar tanto la apertura del interruptor como la detención de la turbina. La acción de cada una de las protecciones sobre el sistema se resumen en la tabla 6.1

Función de protección	Desconexión de interruptor	Detención de turbina	Cambio de estado
51V	x	x	
59	x	x	
27	x	x	
40	x	x	
32	x	x	
81	*	*	x
25			x
24	<i>alarma</i>		

* funcionamiento de detección de aislamiento

Tabla 6.1: Acción de las protecciones sobre el sistema

Capítulo 7

Implementación y puesta en marcha

7.1. Máquina a utilizar en la instalación

Dada la necesidad de contar con una solución flexible entre modo aislado de la red y sincronizado con la red, de un costo razonable, se optó por utilizar una máquina sincrónica trifásica.

La máquina a utilizar es un generador trifásico marca Bambozzi (figura 7.1), modelo 47270/10, cuyos datos de placa son los que se presentan en la tabla 7.1.

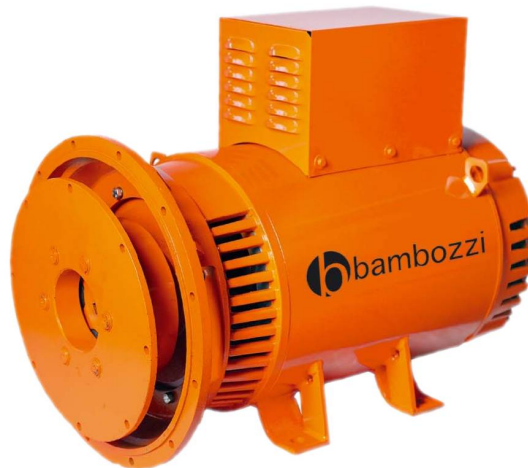


Figura 7.1: Aspecto físico del generador

Este generador tiene la particularidad de contar con un sistema de regulación de tensión y autoexcitado, que consta de un bobinado trifásico auxiliar en el estator, transformador de corriente y rectificador de 6 pulsos.

Parámetro	Unidad	Valor
Potencia aparente nominal	kVA	7,5
Factor de potencia		0,8 ind.
Frecuencia nominal	Hz	50
Velocidad nominal	rpm	1500
Numero de polos		4
Numero de fases		Trifásico (6 terminales)
Clase de Aislación		B (130°C)
Regulación	% de V_{nom}	$\pm 7\%$
Ciclo de trabajo		Continuo
<i>Campo</i>		
Corriente de excitación nominal	Ampéres	14
Tensión de excitación nominal	Volts	41
<i>Estator conexión estrella</i>		
Tensión en bornes nominal (entre fases)	Volts	380
Corriente nominal	Ampéres	11
<i>Estator conexión delta</i>		
Tensión en bornes nominal (entre fases)	Volts	220
Corriente nominal	Ampéres	19

Tabla 7.1: Datos de placa del generador Bambozzi

El circuito esquemático del generador autoexcitado se muestra en la figura 7.2.

El sistema de autoexcitado funciona de la siguiente manera: Al estar en vacío, la corriente de campo es tal que mantiene la tensión nominal en bornes; cuando se conectan cargas al generador, la tensión cae y la corriente sube; el transformador de corriente produce una diferencia de potencial en su secundario, que está conectado en serie con el bobinado auxiliar de campo, y con esto la corriente de campo aumenta y la tensión en bornes se recupera. En consecuencia, existe una realimentación negativa para la tensión en bornes.

Este sistema de autoregulación de tensión sólo es útil en el modo aislado de generación, por lo que debe ser intervenido para la aplicación presentada en este trabajo.

Parámetros eléctricos del generador

Mediante pruebas de laboratorio, fue posible determinar los parámetros eléctricos del generador, que son importantes al momento de diseñar los controladores, calcular tiempos de respuesta, retardos, y realizar simulaciones. Las pruebas se realizaron de acuerdo a lo explicado en el capítulo 3.

Los parámetros recogidos en las pruebas se resumen en la tabla 7.2.

En las figuras 7.3 y 7.4 se muestran las curvas obtenidas con un osciloscopio de las pruebas de cortocircuito abrupto y de deslizamiento.

En anexos se encuentra el detalle de los cálculos de los parámetros del generador. De estos cálculos se desprenden los gráficos de la figura 7.5

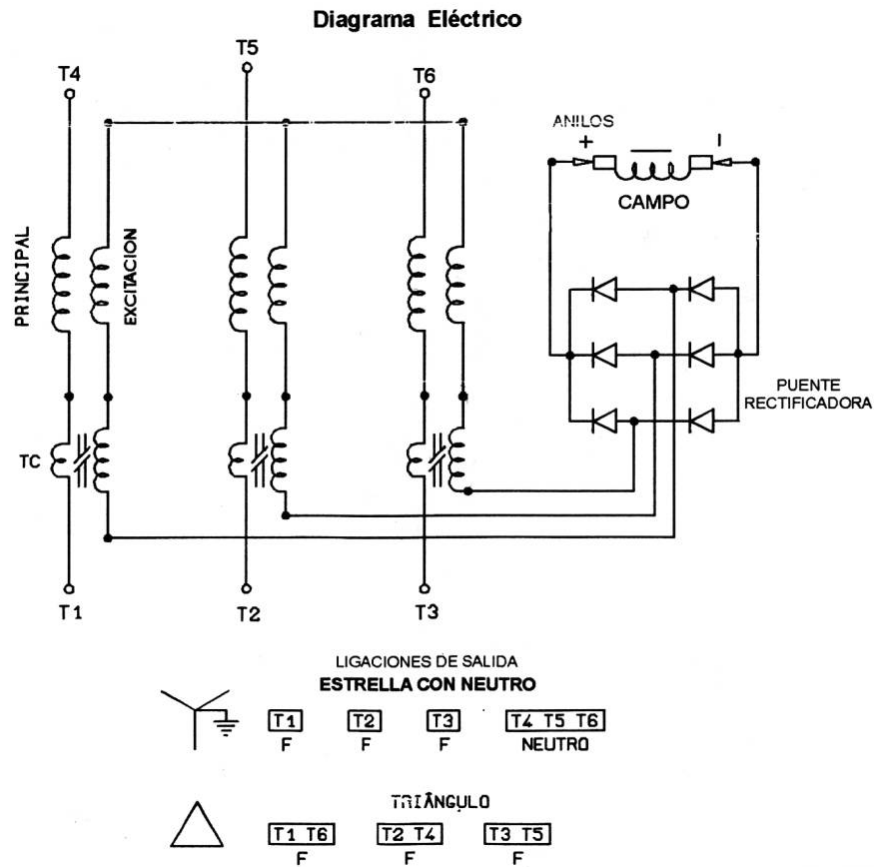


Figura 7.2: Circuito esquemático del generador

Parámetro	Símbolo	Unidad	Valor
Reactancia sincrónica	X_s	$[\Omega]$	19,81
		pu	1,03
Reactancia de eje directo	X_d	$[\Omega]$	41,94
		pu	2,18
Reactancia de eje en cuadratura	X_q	$[\Omega]$	18,33
		pu	0,95
Reactancia transiente de eje directo	X'_d	$[\Omega]$	3,5709
Reactancia sub-transiente de eje directo	X''_d	$[\Omega]$	1,9782
		pu	0,1027

Tabla 7.2: Parámetros del generador

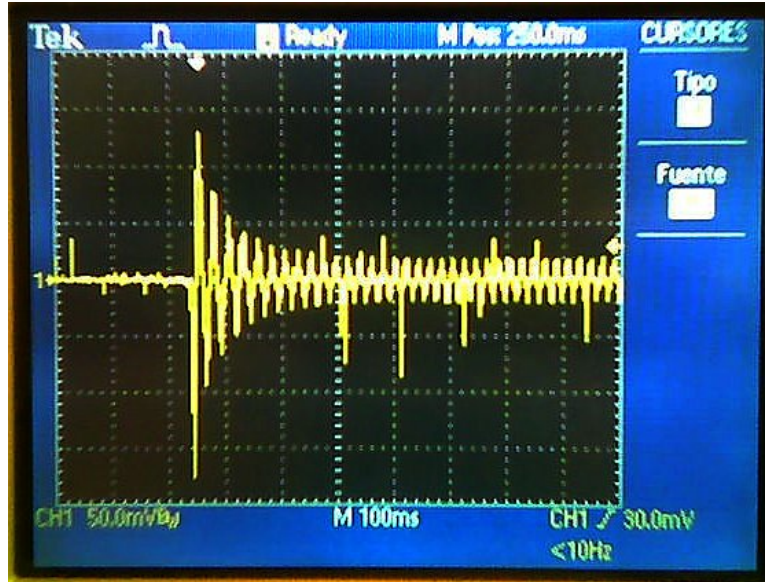


Figura 7.3: Oscilograma de la prueba de cortocircuito abrupto

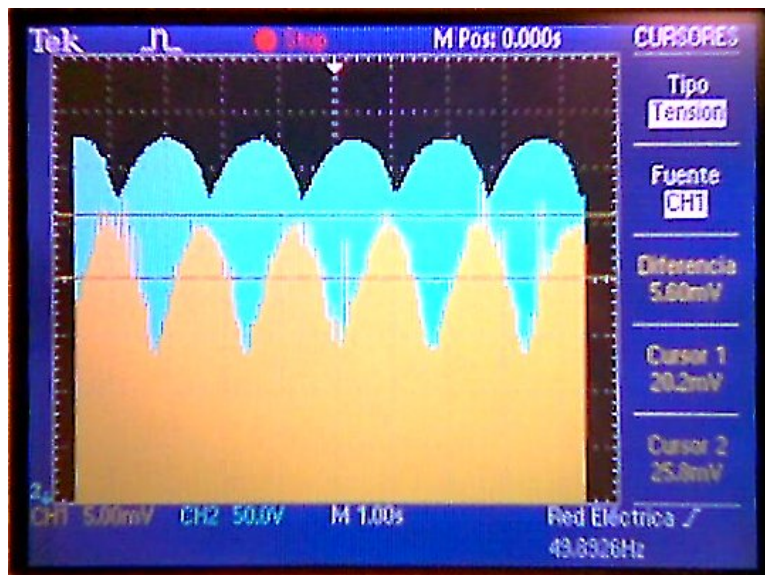


Figura 7.4: Oscilograma de la prueba de deslizamiento

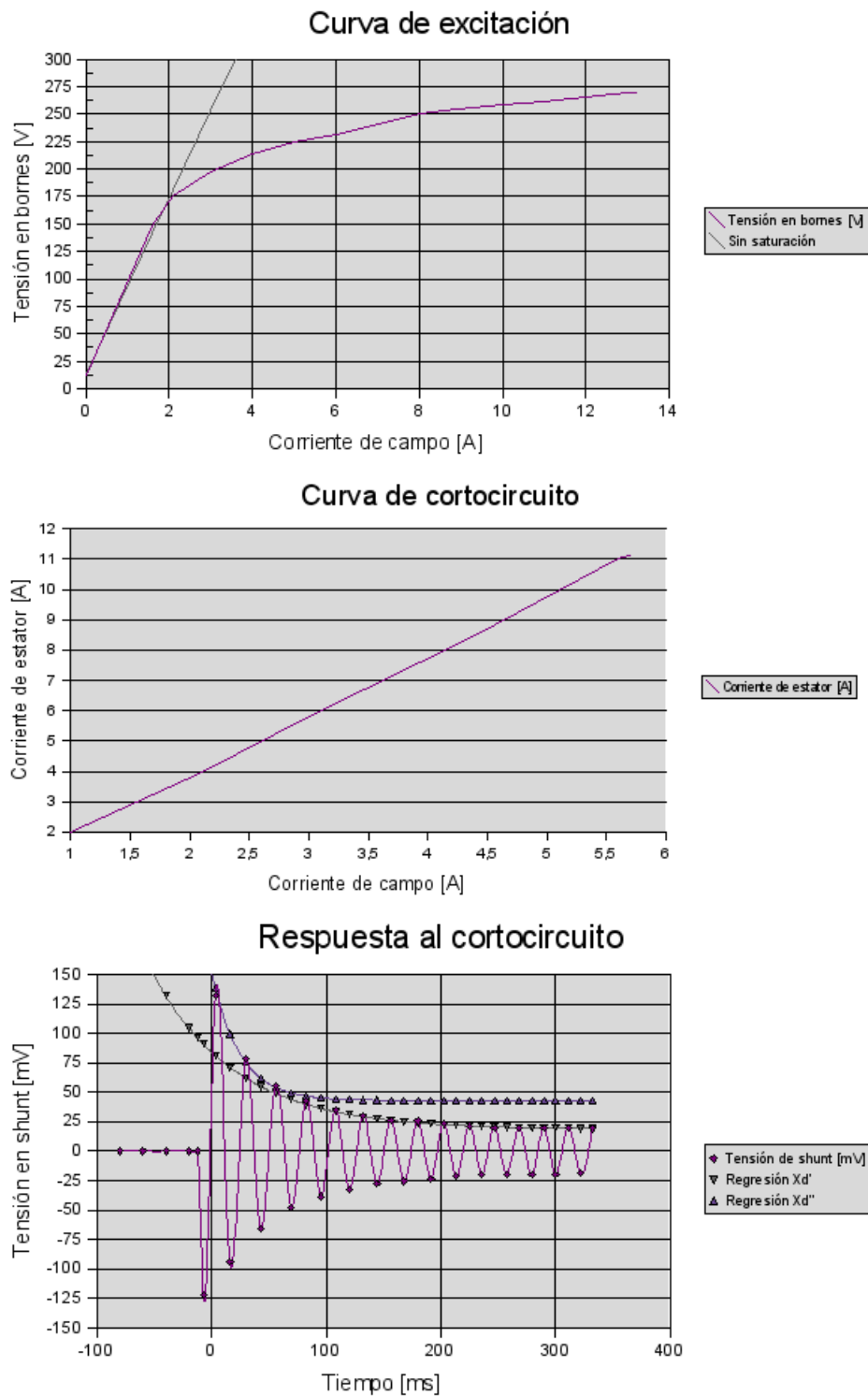


Figura 7.5: Resultados de pruebas del generador. De arriba hacia abajo: la curva de excitación, la curva de cortocircuito y la prueba de cortocircuito abrupto.

7.2. Circuitos electrónicos de medición y control

La elaboración de los circuitos de medición y control se realizó en torno a microcontroladores Microchip, de la familia PIC 18 [39]. Se elige esta familia de microcontroladores (μC) por la disponibilidad de periféricos integrados en el mismo chip, el conocimiento previo de familias similares (PIC16), el mejor desempeño en manejo numérico (por ejemplo, multiplicación por hardware), y por su disponibilidad en tiendas de electrónica a costos razonables y stock suficiente.

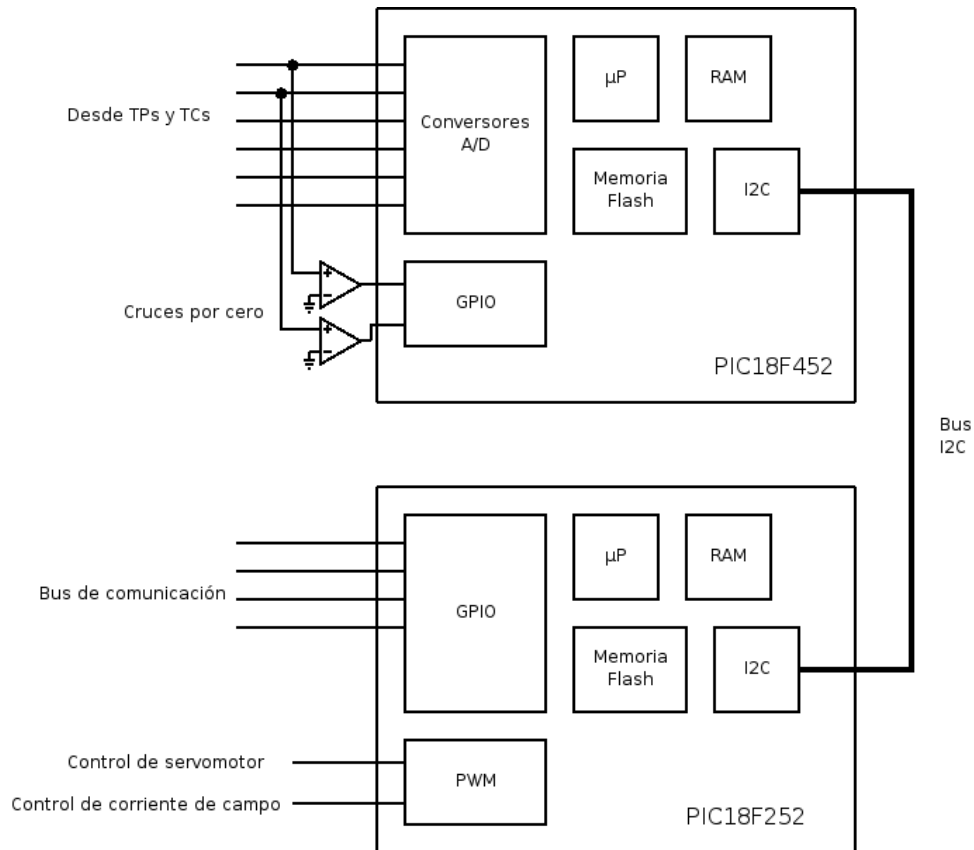


Figura 7.6: Diagrama de bloques del controlador

En la figura 7.6 se muestra el diagrama de bloques del controlador de la central microhidráulica. Se observa en el diagrama el uso de dos microcontroladores, conectados por un bus:

- Microcontrolador de medición:** Encargado de realizar la medición RMS de los 3 transformadores de potencial y transformadores de corriente. Además, es encargado de calcular la frecuencia de la tensión generada, y el desfase entre la tensión y corriente, o ángulo ϕ (phi). Estas mediciones efectivas permiten posteriormente calcular la

potencia activa, potencia reactiva, y el factor de potencia del generador. El microcontrolador toma promedios de 4 ciclos, cuya base de integración son los cruces por cero. Es decir, cada 8 cruces por cero, se calcula la integral necesaria para cada una de las mediciones RMS.

- **Microcontrolador de control:** Posee programado el algoritmo de control, y actúa sobre el servomotor de la válvula y el *chopper* de campo. Además posee la interfaz de comunicación serial que se utiliza más adelante para las pruebas en el laboratorio.

Ambos microcontroladores están conectados entre sí mediante un bus I²C[40], que permite el traspaso de información entre ellos. En la práctica, la información solo fluye desde el μ C de medición al μ C de control.

Para el control de la corriente de campo, se utiliza un convertor DC-DC tipo *Chopper*, alimentado desde un puente rectificador de onda completa. El chopper se intercala entre el puente rectificador y los anillos deslizantes, que se pueden observar a la derecha de la figura 7.2. Además, se conecta un condensador a la salida del rectificador, para asegurar una tensión continua a la entrada del chopper (figura 7.7). El control de campo cae en la categoría de controlador tipo ST (estático).

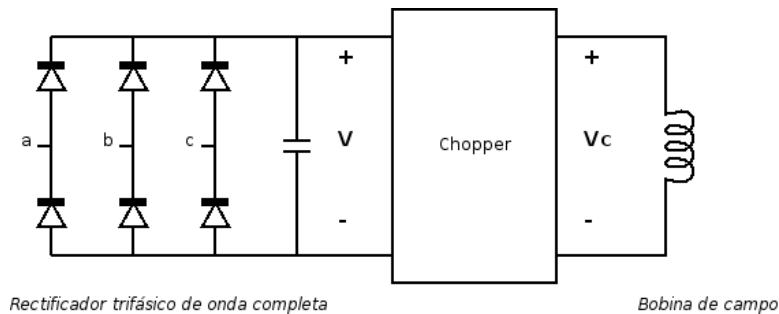


Figura 7.7: Esquemático de la conexión intercalada del chopper de campo

Ante la no existencia del condensador a la entrada del chopper, se produce un efecto no deseado en la tensión inducida en bornes. Dado que el puente rectificador se alimenta de un enrollado auxiliar del generador, se está alimentando de una tensión inducida por el mismo chopper. La señal de alta frecuencia, no filtrada, aparece en bornes del generador, y por lo tanto, en la tensión que alimenta al puente. Si el condensador no estuviera presente, los pulsos de alta frecuencia aparecen en la alimentación, lo que imposibilita el buen funcionamiento del chopper, que supone tensión constante a la entrada. El efecto observado en la práctica es la aparición de sobretensiones muy altas, que pueden incluso quemar parte de los componentes del chopper.

El aspecto físico del control de campo se encuentra en la figura 7.8

Para el control de la válvula, acoplada a un servomotor, se utiliza un controlador de servomotor comercial, Junus JSP-090-20 [41]. Este controlador posee interfaz de control serial (RS-232), analógica (tensión de referencia) y digital (PWM). El controlador se configura

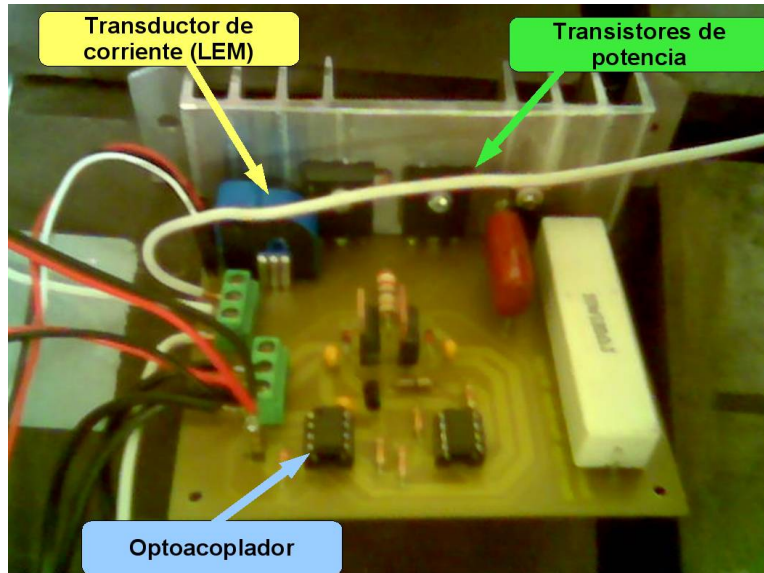


Figura 7.8: Circuito del control de campo tipo chopper

mediante interfaz serial, para un control de torque o de velocidad en el motor. En la figura 7.9 se observa el aspecto físico del controlador.

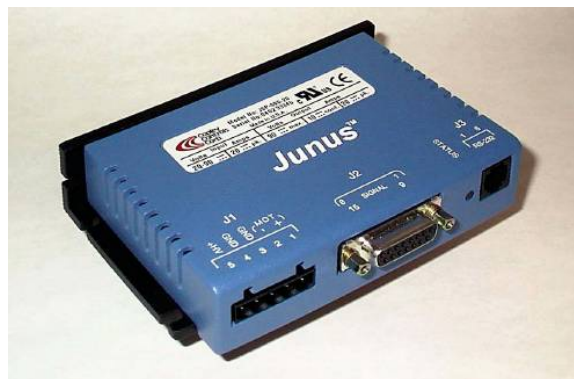


Figura 7.9: Controlador de servomotor Junus

Tanto para el control de la corriente de campo (mediante el chopper) como para el servomotor (mediante el controlador Junus), se utilizan los módulos de PWM disponibles en el μC .

Los μC de medición y control se ubican en el mismo circuito impreso, y su aspecto físico se encuentra en la figura 7.10

La medición de las variables se realiza mediante transformadores de potencial y de corriente, contruidos en el Laboratorio de Máquinas del DIE. Cada uno de estos transfor-

madores pasa por un filtro pasabajos antes de entrar al μC de medición.

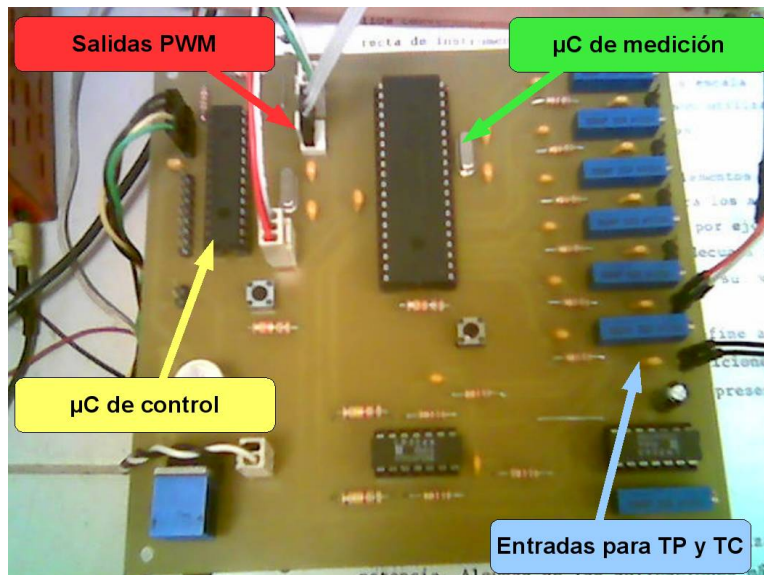


Figura 7.10: Circuito impreso de μC de control y medición

En anexos se encuentran los esquemáticos de cada uno de los circuitos enunciados en esta sección.

7.3. Codificación de algoritmos de medición y control

La programación de los microcontroladores se llevó a cabo en lenguaje C, que permite un buen equilibrio entre acceso directo al hardware (bajo nivel) y abstracción al nivel de un lenguaje estructurado.

Las funciones se pueden agrupar en las siguientes categorías:

- **Manejo de estado del sistema** (μC control): corresponde a aquellas funciones que se encargan de manejar algún estado del sistema. Por ejemplo, el modo conectado a la red (Operación normal) es manejado por `connected_mode()`.
- **Comunicación** (*ambos* μC): se encargan de transmitir datos por el bus I²C. Es necesario este conjunto de instrucciones pues el ancho del bus es 8 bits, mientras que los datos utilizan hasta 32 bits. Las más utilizadas son `get_float()` y `put_float()`.
- **Acción** (μC control): son aquellas que generan alguna acción sobre el chopper de campo o el servomotor.
- **Interrupciones** (*ambos* μC): encargadas de procesar las interrupciones generadas por *timers* o eventos externos. En este grupo se encuentran las funciones que procesan

los cruces por cero, las que coordinan el muestreo de los conversores A/D, y las de comunicación I²C para el μC que se configura en modo esclavo*.

- **Medición** (μC medición): Son las funciones utilizadas en la lectura de las variables, ya sean aquellas que forman parte del lazo de control (corrientes, tensiones) mediante la lectura de los conversores A/D, o aquellas utilizadas para la interfaz con el usuario (botones) mediante la lectura de las entradas digitales (pines GPIO**)

El algoritmo de medición RMS se puede resumir en el siguiente ciclo:

1. Reiniciar contadores temporales al instante actual. Reiniciar acumuladores. Reiniciar contador de ciclos de integración.
2. Cada un cierto numero de μs , iniciar la toma de muestras: leer los 6 canales del conversor A/D, calcular valor cuadrático, e incrementar acumuladores.
3. Cuando se detecta un cruce por cero en la tensión, de pendiente positiva, se calcula la frecuencia en base al tiempo transcurrido desde el primer paso. Se incrementa el numero de ciclos tomados en integración.
4. Cuando se detecta un cruce por cero en la corriente, de pendiente positiva, se calcula el ángulo ϕ en función del tiempo transcurrido desde el cruce por cero de la tensión.
5. Si el numero de ciclos es menor al requerido (4), volver al segundo paso.
6. Si el numero de ciclos es mayor o igual al requerido, se calculan los valores RMS mediante la raíz de los acumuladores. Se vuelve al primer paso.

El algoritmo de control se puede resumir en el siguiente ciclo:

1. Revisar comandos desde el puerto serial (modo manual, setpoints, etc.).
2. Leer estado del sistema, en base a comandos, configuración externa, y comunicación con protecciones.
3. Actuar dependiendo el estado:
 - *Modo sin generador, o apagado*: cerrar válvula, disminuir corriente de campo.
 - *Modo aislado*: Abrir o cerrar válvula dependiendo si la frecuencia es menor o mayor a la nominal, respectivamente. Algoritmo para el cálculo de la nueva apertura es variable (pendiente fija, control proporcional). Aumentar o disminuir la corriente de campo dependiendo si la tensión generada es menor o mayor a la nominal, respectivamente.

*En la implementación, el μC de control fue elegido como esclavo, mientras que el μC de medición fue elegido maestro.

**General Prupose Input/Output.

- *Modo conectado a la red:* Abrir o cerrar válvula dependiendo si la potencia activa es menor o mayor a la deseada, respectivamente. Aumentar o disminuir la corriente de campo dependiendo si la potencia reactiva es menor o mayor a la deseada, respectivamente.
4. Esperar un tiempo en función de la dinámica del sistema.

En cualquier modo de funcionamiento, es posible cambiar los *setpoints*, constantes de proporcionalidad utilizadas en el control, y límites superior e inferior de algunas variables del controlador. En el modo manual, además es posible modificar la posición de la válvula y la corriente de campo a discreción.

El algoritmo incluye una serie de características que se resumen a continuación:

- Tiempo de muestreo de 100[ms] (5 ciclos).
- Control para el modo aislado de tensión y frecuencia, con limitación V/f constante.
- Banda muerta de 5[V] para tensión, 0.3 [Hz] para frecuencia, ajustable.
- Control para el modo conectado a la red de potencia activa y reactiva, con referencias ajustables (potencia reactiva consumida o inyectada)
- Banda muerta de 50[W] y 50[VAr], ajustable.
- Realimentación por corriente de campo para protección básica de sobreexcitación, con máximo ajustable.
- Puerto serial de comunicaciones, para realizar ajustes y control manual del generador.

7.4. Circuitos electrónicos para protecciones

Al igual que el caso del control y medición, para el relé de protección y el sincronizador se utilizaron μC de la familia PIC 18. El diagrama de bloques del relé de protección se muestra en la figura 7.11, y el sincronizador en la figura 7.12

A diferencia del control de la central, en el relé solo se utiliza un μC . Las tareas a realizar por el μC del relé son la medición RMS, el cálculo de los algoritmos de protección.

El circuito está encargado además de accionar los contactores que permiten la conexión, equivalentes a los interruptores S1 y S2 de la figura 4.1. La señal de conexión del contactor se realiza mediante un pequeño relé, alimentado por un transistor, que es controlado por un pin de propósito general del microcontrolador. Esto permite comandar distintos tipos de contactores, por ejemplo con bobinas de 24V, 110V y 220V, AC o DC utilizando el mismo relé.

El bus de comunicación permite coordinar los cambios de estado junto con el control de la central. Además, el relé está directamente comunicado con el sincronizador, pues este último es una más de las protecciones del relé.

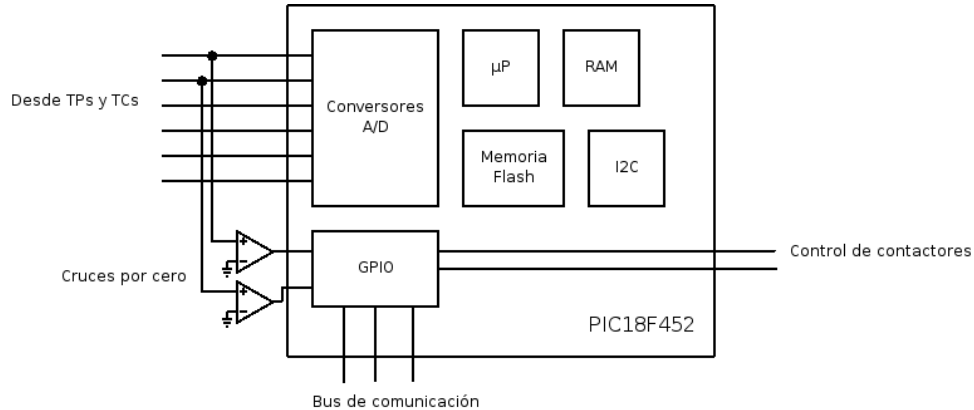


Figura 7.11: Diagrama de bloques de implementación del relé

Para el caso específico del sincronizador, se simplificó la medida de la tensión tomando solo los valores máximos, y no los RMS. Estos detectores de máximos van a los convertidores A/D para procesar la información en el microcontrolador. La medida del desfase se obtiene de la resta de las tensiones, utilizando los mismos TP. La resta se realiza de forma analógica, y el resultado se lleva a uno de los convertidores A/D del microcontrolador.

Para evitar los problemas del contenido armónico se aplican, tanto para el relé como el sincronizador, filtros pasabajos a todos los transformadores de potencial y corriente.

7.5. Codificación de algoritmos de protección

El algoritmo de medición RMS es similar al descrito en el caso del controlador de la central. La única diferencia radica en el período de integración reducido a un ciclo de señal.

El ciclo de ejecución consta de una etapa de cálculo por cada una de las funciones de protección. Éstas se agrupan en una lista que es procesada de la siguiente manera:

1. Verificar si la función de protección está activa (*enable*). Si no es así, se continúa con la siguiente función en la lista.
2. Verificar si se cumplen las restricciones de activación (tensión mínima necesaria, rango de frecuencias, etc.)
3. Verificar la condición principal de la función protección actual. Por ejemplo, si la corriente es mayor al *pick-up* en el caso de la 51V.
4. Incrementar contadores en las protecciones que lo requieran.
5. Enviar la señal de *trip* cuando corresponda (por ej. se ha cumplido el tiempo de *delay* de alguna de las funciones)
6. Continuar con la siguiente función de protección.

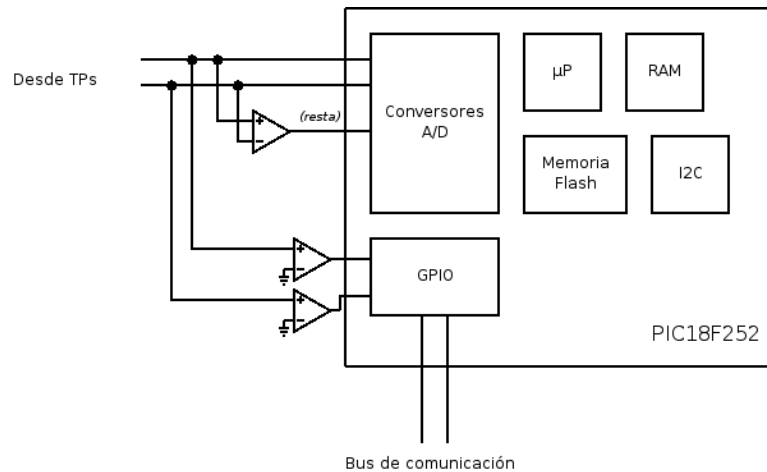


Figura 7.12: Diagrama de bloques de implementación del sincronizador

Luego de este ciclo, se verifica si alguna de las protecciones envió la señal de disparo o *trip*. Si es así, se actúa sobre el contactor que corresponda según el estado del sistema. Las transiciones de estado están señaladas en la figura 4.3.

Los algoritmos de cada una de las protecciones están señaladas como esquema lógico en anexos.

En la codificación de las protecciones se asegura un trabajo paralelo entre el muestreo de las señales de los TCs y TP y el cálculo de las funciones de protección, de modo que el proceso de cada una de ellas cuente con las últimas muestras de tensión, corriente, frecuencia y ángulo ϕ disponibles.

El algoritmo de sincronización está explicado en el capítulo 5. Además, se incorporan indicadores tipo LED para establecer a simple vista la etapa de sincronización actual según la figura 5.1:

- LED Rojo y Amarillo encendidos: El sincronizador está desactivado desde el relé.
- LED Rojo encendido: No es posible sincronizar, dado que las tensiones en los transformadores de medida son demasiado bajas.
- LED Rojo parpadeando: No es posible sincronizar, pues la diferencia en tensiones o frecuencias es mayor al rango aceptable.
- LED Amarillo encendido: Es posible sincronizar, pues las condiciones de tensión y frecuencia se cumplen.
- LED Amarillo parpadeando: Es posible sincronizar, y se espera que el desfase pase por cero.
- LED Verde encendido: Se ha sincronizado la máquina a la red, se ha enviado la señal de conexión relé. El proceso de sincronización está finalizado.

Las características de las protecciones se resumen a continuación:

- Tiempo de muestreo de 20[ms] (1 ciclo).
- 7 funciones de protección (51V, 59, 27, 24, 32, 81, 40), más sincronizador (25), implementadas con 1 nivel.
- Activación (*enable*) y parámetros de funciones ajustables.
- Paralelismo entre medición y cálculo de funciones de protección.
- Coordinación de estados del sistema, manejo de contactores, e interfaz con el usuario.
- Sincronizador posee indicadores luminosos para verificar etapas de sincronización.
- Puerto serial de comunicaciones, para realizar monitoreo.

En la figura 7.13 se observa el circuito impreso del relé de protecciones. En la figura 7.14 se observa el circuito impreso del sincronizador, que se comunica con el relé de protecciones.

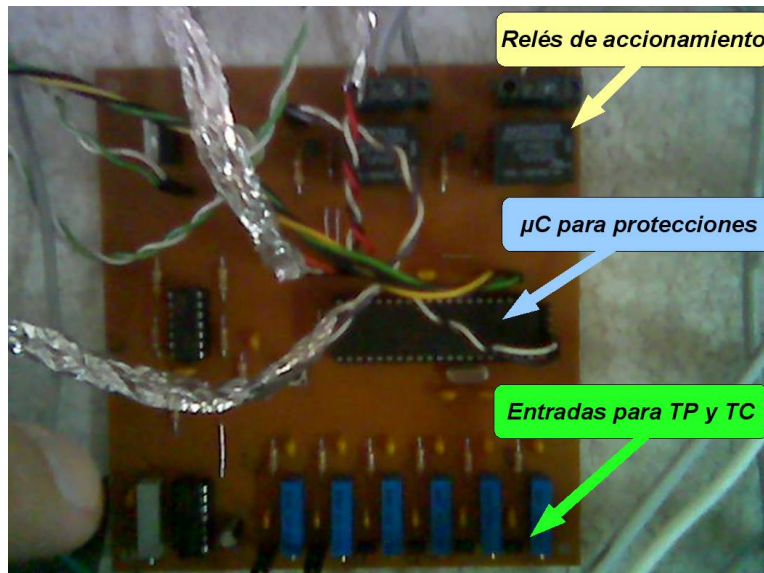


Figura 7.13: Aspecto físico del circuito del relé de protecciones

7.6. Comunicación entre circuitos electrónicos

La comunicación entre los módulos se realiza mediante pines de propósito general (GPIO), que permiten la lectura y/o escritura de bits en los microcontroladores. En la figura 7.15 se observa el esquema general de comunicación entre los distintos bloques.

La comunicación se puede separar en tres canales diferentes:

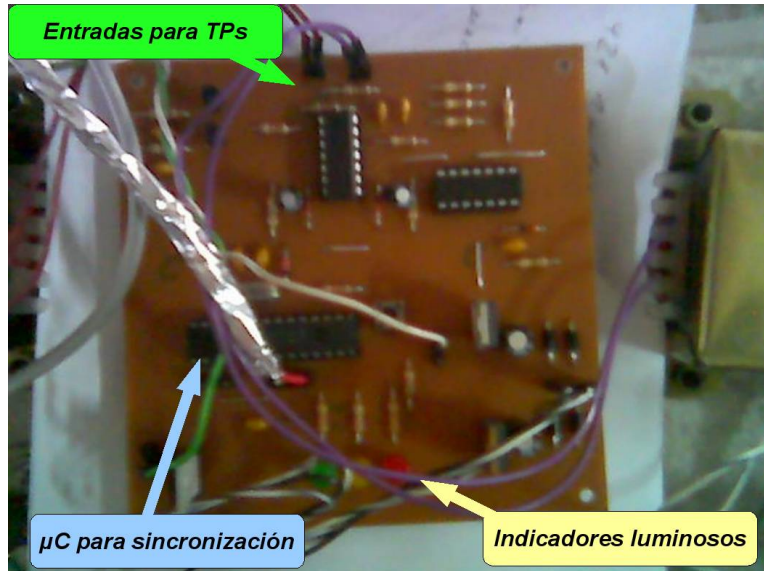


Figura 7.14: Aspecto físico del circuito sincronizador

- **Comunicación entre controlador-relé:** Consta de 6 bits que comunican el estado del generador (2 bits, del controlador al relé), la partida del generador (inhibe relé, 1 bit), señal de encendido/apagado del generador (1 bit), y estado del sistema (en función de los interruptores S1 y S2 del esquema de conexión, 2 bits). Este bus de datos permite realizar la coordinación de los cambios de estado del sistema, y evitar el funcionamiento erróneo de las protecciones.
- **Comunicación entre relé-sincronizador:** Esta permite realizar de manera correcta la sincronización para pasar de algún estado al modo conectado a la red. Se compone de una señal de activación del sincronizador (*enable*, 1 bit) y una señal de cierre para sincronización (1 bit). Cabe destacar que, dada la precisión que se requiere para el cierre de los contactores al momento de sincronizar, el bit de sincronización provoca una interrupción en el relé para realizar el cierre del contactor adecuado.
- **Comunicación entre relé-usuario:** Permite la elección por parte del operador del estado deseado del sistema. El usuario puede elegir el apagado el sistema completo, o cualquiera de los 2 estados de funcionamiento. Si no es posible mantenerse en algún estado, el sistema se pondrá en el que mejor se acomode a la situación. Este es el caso en que se produce una falla, en que es posible que la conexión a la red no sea posible, o bien que el generador no se encuentra en condiciones de operar.

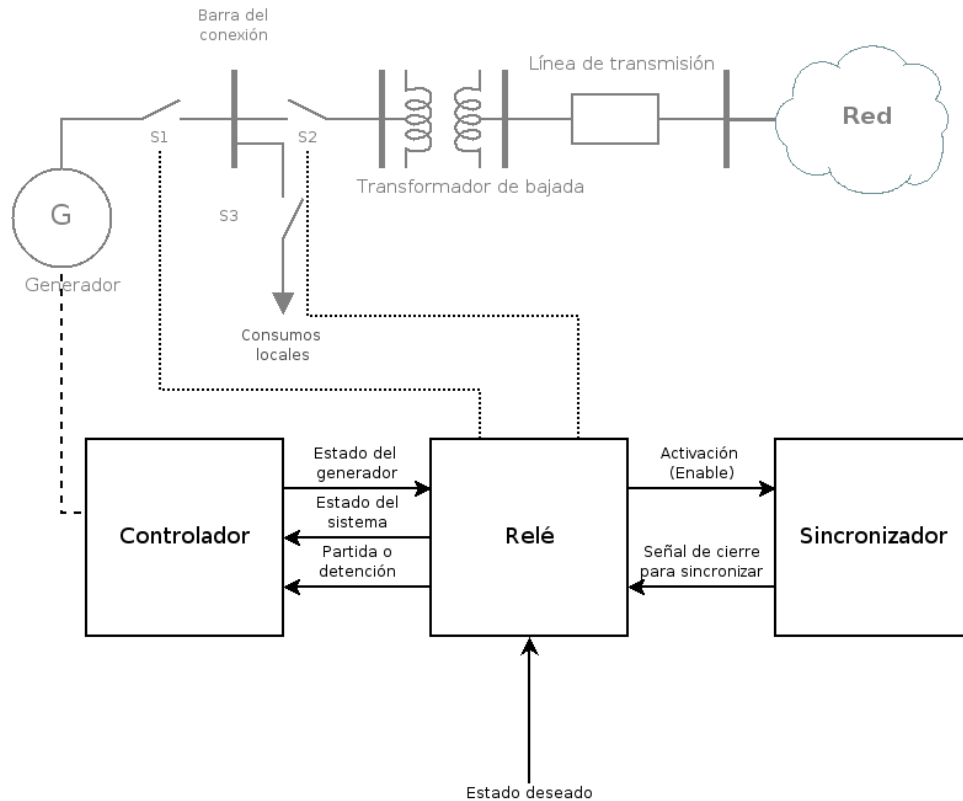


Figura 7.15: Esquema de comunicación de los módulos electrónicos

7.7. Montaje en laboratorio

Las primeras pruebas de la máquina eléctrica, sin controlador y posteriormente con controlador, fueron realizadas en el Laboratorio de Tracción eléctrica y Electrónica de Potencia, ubicado en el edificio del Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Para mover al generador se utilizó un motor de corriente continua (motor de CC) Briggs & Stratton Etek, cuyas características se resumen en la tabla 7.3. Este motor es ampliamente utilizado en vehículos eléctricos de pequeña escala, como carros de Golf, carros repartidores, y ha sido por años utilizado en la competencia de vehículos eléctricos “Formula i”^{***}.

Para el control del motor de CC fue utilizado un controlador comercial Alltrax AXE modelo 7245P [42], que permite su control de velocidad o torque, programable mediante interfaz serial.

El controlador y el motor se observan en la figura 7.16.

La elección del motor de CC y el controlador fue realizada de acuerdo al conocimiento y experiencia adquiridas anteriormente con estos elementos, y su disponibilidad en las dependencias del DIE.

^{***} <http://www.formulai.cl>

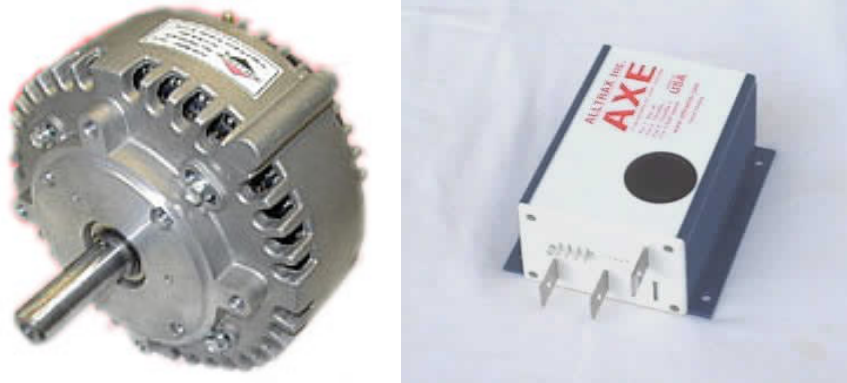


Figura 7.16: Fotografías del motor Briggs&Stratton y el controlador Alltrax

Tensión nominal	48 [V]
Corriente nominal	150 [A]
Potencia nominal	6 [kW]
Potencia máxima	11 [kW]
Velocidad nominal	3200 rpm
Eficiencia máxima	88 %
Constante de velocidad	72 [$\frac{rpm}{V}$]
Constante de torque	0,13 [$\frac{Nm}{A}$]

Tabla 7.3: Parámetros del motor de CC

El controlador Alltrax fue configurado en modo de control de velocidad, con limitación de corriente en 300 [A], que corresponde al límite crítico del motor Etek. La curva de respuesta de la referencia fue configurada como curva lineal respecto a la velocidad.

La referencia para el control del motor de CC fue asignada mediante un servomotor construido para simular parte de la dinámica de la turbina. Se acopla para este fin un pequeño motor de CC a un potenciómetro que sirve de transductor para la referencia del controlador AXE. El aspecto físico del servomotor se observa en la figura 7.17

El montaje del generador junto con el motor de CC se realiza sobre una superficie denominada “protoboard”, que consiste en una placa de acero con ranuras que forman un patrón reticular. Éste permite montar pernos de anclaje para las máquinas, permitiendo su utilización segura. Se observa este montaje en la figura 7.18

El acople entre motor y generador se realiza mediante un acople de goma construido en el Taller Mecánico del DIE. El acople permite holgura en la alineación de los ejes del motor y el generador.

Para la alimentación del motor de CC se cuenta en el laboratorio con un banco de baterías de plomo-ácido de 48 [V], que se mantiene cargado mediante un cargador/conversor DC/DC de alimentación trifásica. (fig. 7.19)



Figura 7.17: Aspecto físico del servomotor para el control del motor de CC



Figura 7.18: Montaje del conjunto motor-generador en laboratorio

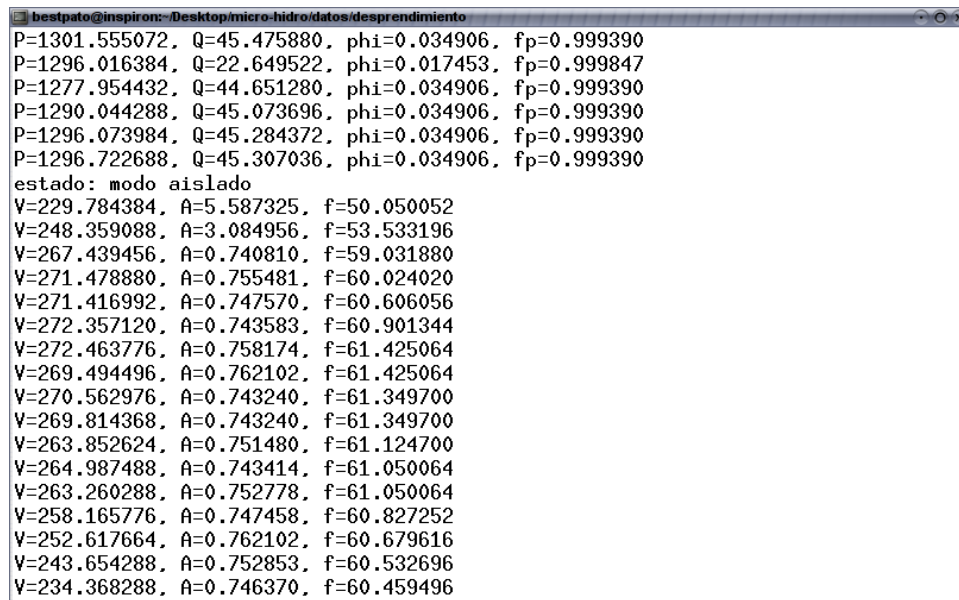


Figura 7.19: Banco de baterías y cargador utilizados como fuente de tensión continua para alimentar controlador Alltrax

7.8. Pruebas en Laboratorio

Para la realización de las pruebas y toma de datos, se incluyó en el circuito del controlador una interfaz serial, que permite enviar y recibir datos desde un computador o terminal.

Se utiliza esta interfaz para el envío de cambios de estado y control manual de la turbina y el generador, y se recibe desde el controlador el conjunto de variables medidas, a modo de asimilar un sistema adquisición de datos.



```
bestpato@inspiron: /Desktop/micro-hidro/datos/desprendimiento
P=1301.555072, Q=45.475880, phi=0.034906, fp=0.999390
P=1296.016384, Q=22.649522, phi=0.017453, fp=0.999847
P=1277.954432, Q=44.651280, phi=0.034906, fp=0.999390
P=1290.044288, Q=45.073696, phi=0.034906, fp=0.999390
P=1296.073984, Q=45.284372, phi=0.034906, fp=0.999390
P=1296.722688, Q=45.307036, phi=0.034906, fp=0.999390
estado: modo aislado
V=229.784384, A=5.587325, f=50.050052
V=248.359088, A=3.084956, f=53.533196
V=267.439456, A=0.740810, f=59.031880
V=271.478880, A=0.755481, f=60.024020
V=271.416992, A=0.747570, f=60.606056
V=272.357120, A=0.743583, f=60.901344
V=272.463776, A=0.758174, f=61.425064
V=269.494496, A=0.762102, f=61.425064
V=270.562976, A=0.743240, f=61.349700
V=269.814368, A=0.743240, f=61.349700
V=263.852624, A=0.751480, f=61.124700
V=264.987488, A=0.743414, f=61.050064
V=263.260288, A=0.752778, f=61.050064
V=258.165776, A=0.747458, f=60.827252
V=252.617664, A=0.762102, f=60.679616
V=243.654288, A=0.752853, f=60.532696
V=234.368288, A=0.746370, f=60.459496
```

Figura 7.20: Ejemplo de los datos obtenidos desde la interfaz serial, utilizando un programa de emulación de terminal

Los datos adquiridos son posteriormente filtrados para obtener la serie de datos que interesan para cada fenómeno estudiado.

Para las pruebas realizadas, se cuenta en el laboratorio con tenazas de medición de corriente *True RMS* y medición de potencia, osciloscopios digitales, resistencias *Shunt*, y multímetros.

7.8.1. Pruebas preliminares

Las primeras pruebas realizadas en el laboratorio (de las que no se registraron resultados) consistieron en las que probaron el funcionamiento normal del generador, en cuanto a velocidad de giro, resonancia mecánica, temperatura de servicio, condiciones eléctricas nominales de operación, etc.

Junto con esto se realizaron las pruebas para obtener los parámetros del generador, indicados en 7.1.

Además, se realizaron pruebas de sincronización a la red, con control manual, observando el comportamiento transitorio del generador.

En estas pruebas se detectó lo siguiente:

- **Tensión inducida con alto contenido armónico:** la tensión inducida posee una forma sinusoidal no regular, que se observó en la forma de onda mediante un osciloscopio. Esto hace necesario contar con medición RMS de la señal para considerar las diferencias generadas por las armónicas.
- **Efectos de las irregularidades del núcleo:** Un efecto que fue comprobado durante las pruebas preliminares es aquel en que existe una fuerza entre rotor y estator, ante la existencia de corriente de campo, que frena la máquina y genera por su parte pérdida de potencia activa. Se comprobó, mediante alimentación externa del campo, que la fuerza corresponde a pasos discretos de rotación, en que se facilita el cierre de campo por algunos caminos del estator, y se estima como causa las irregularidades del núcleo del estator. También es posible que el punto anterior (contenido armónico) sea causado por el mismo efecto de irregularidad.
- **Pérdida de campo ante fallas:** Al realizar las pruebas de cortocircuito abrupto, se percató del problema producido por la disminución de velocidad del generador respecto a la autoexcitación del campo. Ante una eventual falla que produzca similares caídas de frecuencia, se obtendría la pérdida de campo inmediatamente. Esto se debe a que el autoexcitado se alimenta también de enrollados excitados por el campo. Por esta razón es importante incorporar protecciones de pérdida de campo para proteger al generador.
- **Cambios en potencia reactiva con cambios de tensión:** La potencia reactiva inyectada o absorbida de la red depende fuertemente de la tensión de la red. Cuando esta cambia, por ejemplo por variaciones en de carga acoplada al punto de conexión con la red, la potencia reactiva también lo hace. Por lo tanto, ante variaciones bruscas de la tensión de la red, la potencia reactiva puede oscilar fuertemente, lo que debe tenerse en cuenta para las protecciones del sistema.

7.8.2. Control frecuencia-tensión

Se realizaron pruebas de frecuencia-tensión al controlador en modo aislado, conectando y desconectando cargas resistivas en terminales del generador.

Se comienzan las pruebas llevando las máquinas a velocidad sincrónica (3000 rpm en el caso de 2 polos), y una vez que se estabiliza, se comienza a conectar y desconectar carga, registrando los valores de tensión, corriente y frecuencia del generador.

En la figura 7.21 se muestran los resultados para el caso del control por histéresis. Se observan caídas y subidas de frecuencia para conexión y desconexión de cargas equivalentes a un 25 % y 50 % de la potencia nominal de la máquina. El mismo ejercicio se muestra en la figura 7.22 para el caso del control proporcional.

Se observa una respuesta similar a la esperada, pero de tiempos de respuesta malos en cuanto a la calidad del suministro que entregaría el generador. Esto último es importante

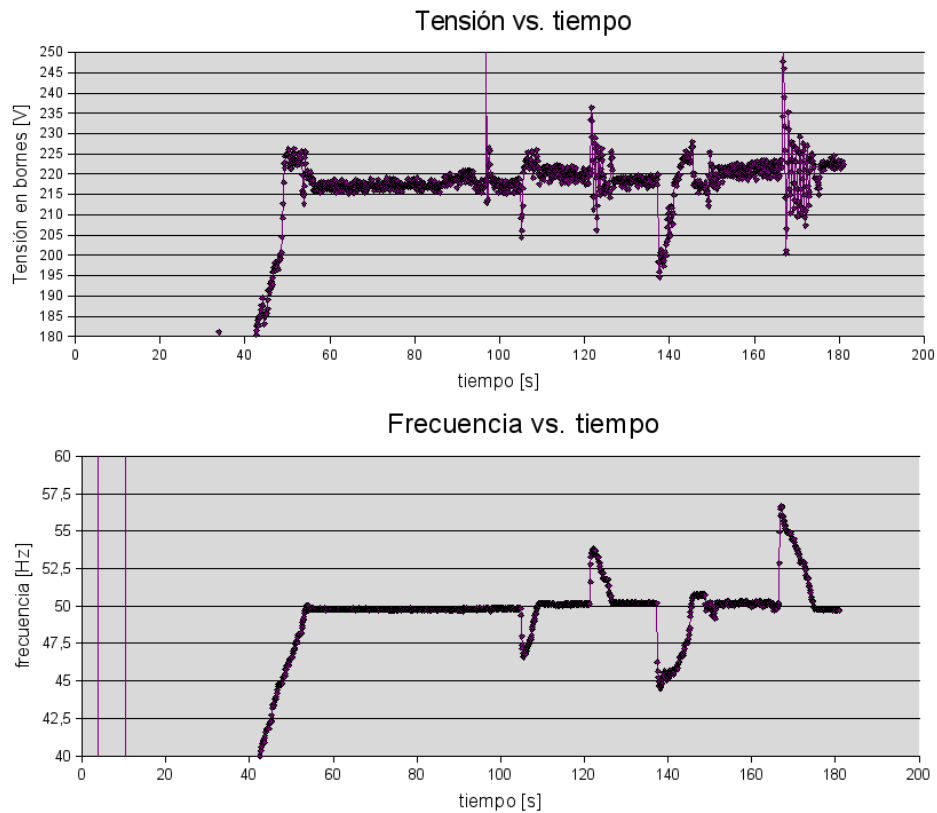


Figura 7.21: Prueba frecuencia-tensión para control por histéresis

porque la frecuencia y tensión debería mantenerse dentro de un rango aceptable bajo la normativa chilena, que por ejemplo para las instalaciones de generación, según la Norma Técnica de Exigencias de Seguridad y Calidad de servicio [43], se requiere entre 49,0 [Hz] y 51,0 [Hz], y los límites para unidades hidroeléctricas (que se muestran en el artículo 3-8 de la misma norma) dejan fuera la respuesta actual obtenida.

7.8.3. Prueba de rechazo de carga

Se realizó la prueba de rechazo o desprendimiento de carga, que consiste desconectar al generador de la red cuando éste está entregando potencia hacia la red. En este escenario, el conjunto motor-generador se embala, y este efecto debe ser absorbido por el controlador, que vuelve a controlar tensión y frecuencia.

En la figura 7.23 se observan las distintas pruebas de rechazo efectuadas para un 50 %, 66 %, 83 % y 100 % de potencia entregada a la red, respecto a la capacidad nominal de la máquina.

Se aprecia una cantidad de puntos erróneos en la figura 7.23, que corresponden a errores de medición de frecuencia, debido a la saturación de una parte del circuito controlador, que

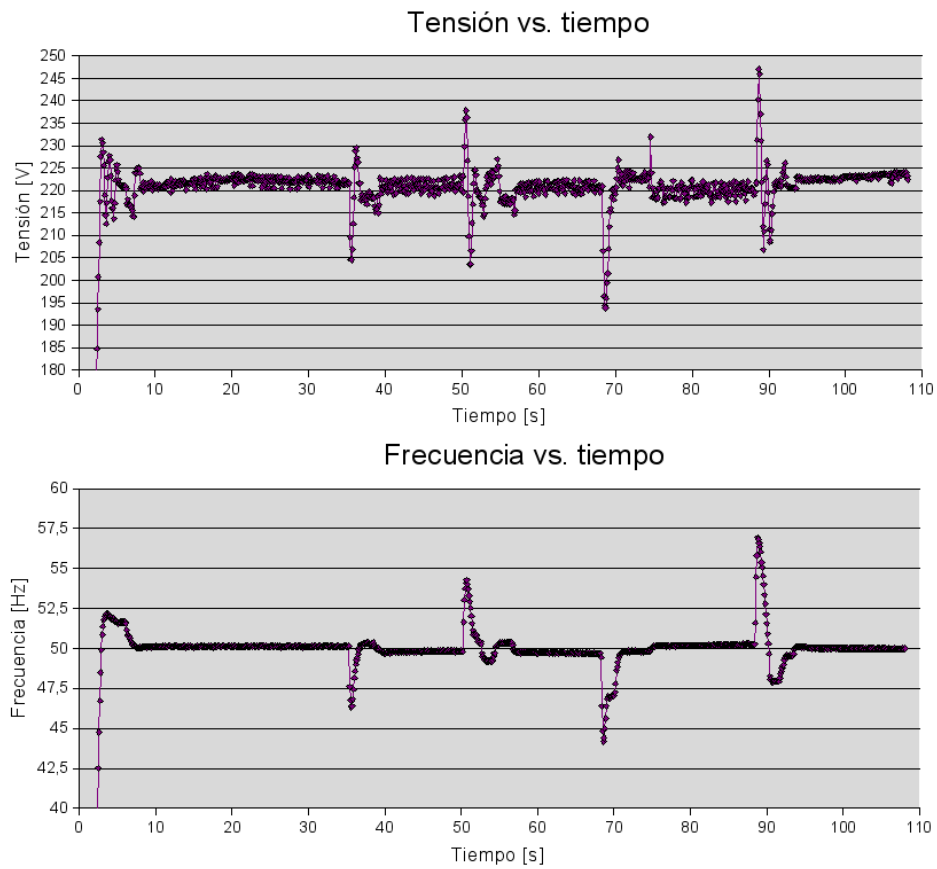


Figura 7.22: Prueba frecuencia-tensión para control proporcional

se produce por superar el rango nominal de medición.

La prueba de rechazo de carga, al igual que la prueba anterior, presenta resultados no deseados, debido a la lentitud con que se recupera el sistema.

En el caso de la regulación de tensión, se observan caídas de tensión de más de un 10 %, y variaciones de frecuencia que escapan de la banda 49-51 [Hz].

La prueba de rechazo de carga presenta un tiempo de recuperación demasiado elevado, del orden de los 20 segundos para el caso de plena carga.

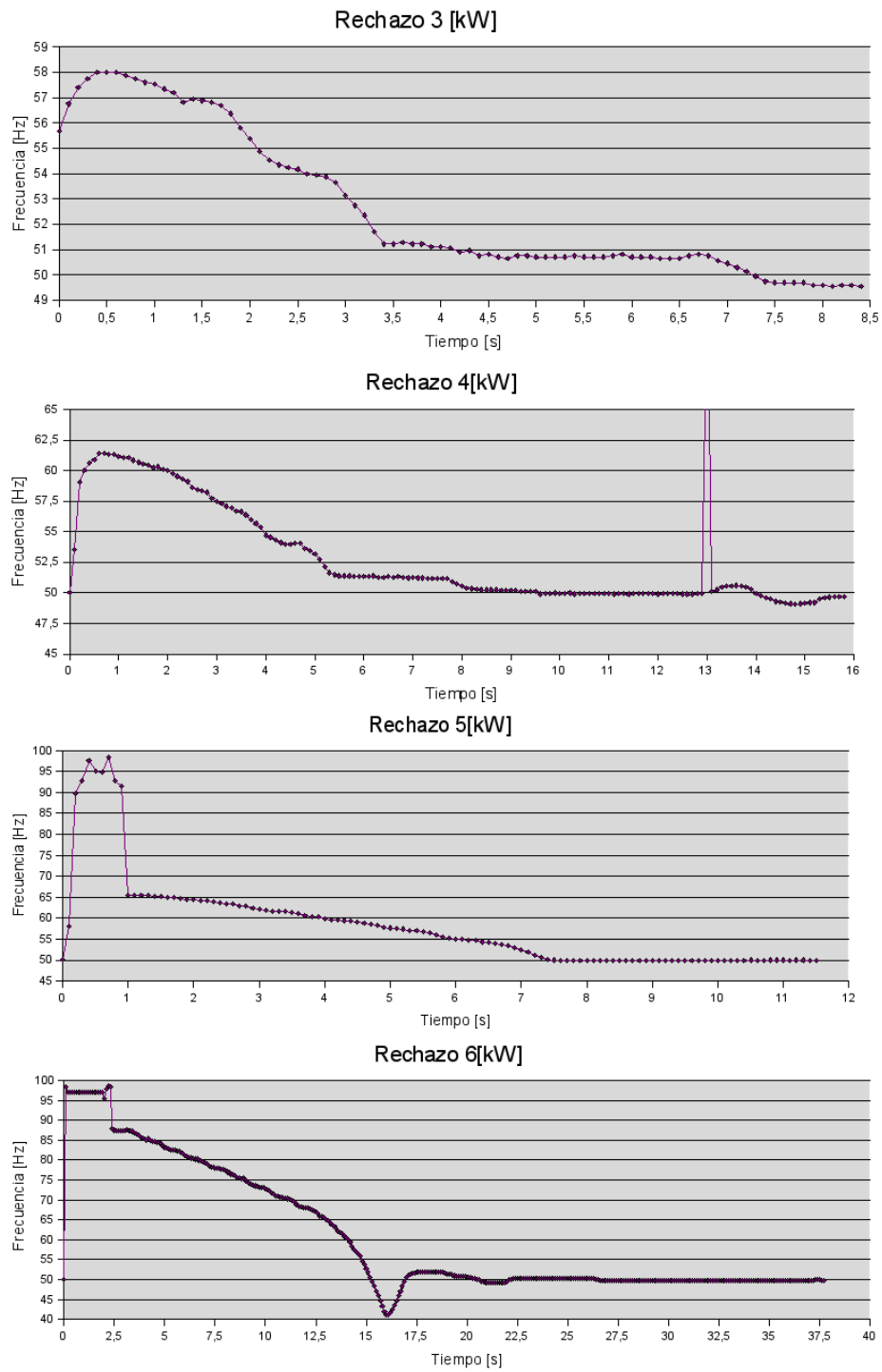


Figura 7.23: Prueba de rechazo de carga

7.9. Montaje en conjunto con la turbina

La realización de pruebas con la turbina fue realizada en las dependencias del Departamento de Ingeniería Mecánica, en su taller ubicado en calle Molina (en adelante, taller de Molina).

La instalación construida por Javier Larios, consiste en un simulador de caída de agua, utilizando una bomba centrífuga, un estanque, e instrumentos de medición que permiten la lectura de altura equivalente (midiendo un equivalente en presión) y caudal del recurso hidráulico (midiendo un equivalente con una placa orificio). En la figura 7.24 se muestra un esquema de la instalación.

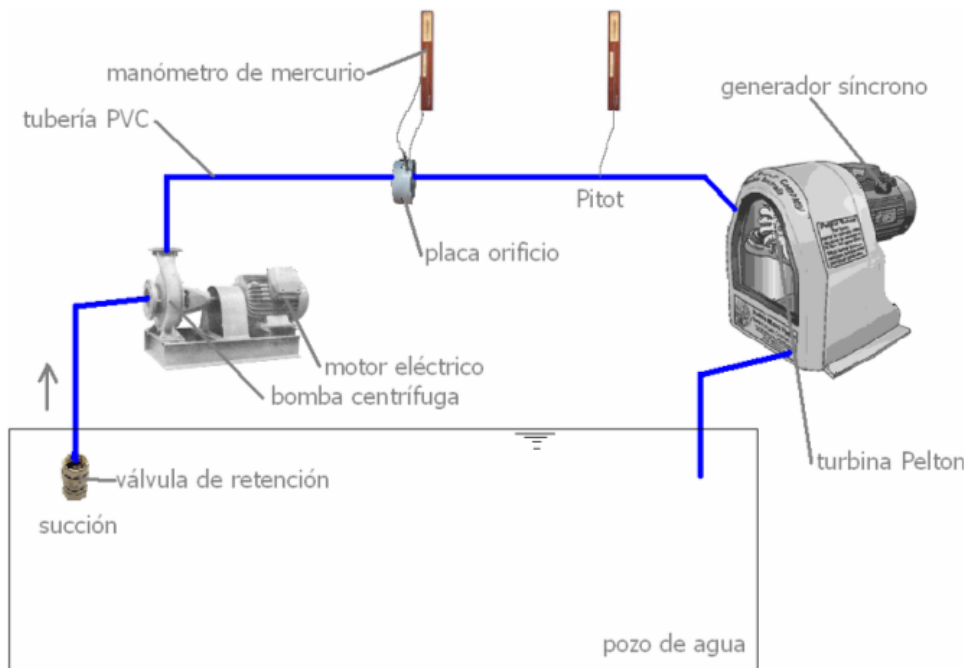


Figura 7.24: Esquema de la instalación mecánica para pruebas del conjunto turbina-generador

La turbina diseñada para el proyecto es de tipo Pelton, con velocidad nominal 300 [rpm], potencia máxima de 4[kW] (según datos de diseño y fabricación), y acoplada al generador mediante poleas y doble correa en V.

A la entrada de la turbina se encuentra una válvula de aguja que permite la regulación del caudal que entra a la turbina. La válvula es controlada por un servomotor Pittman GM14902S020 [44] de 24[V], 3,5[Nm] de torque, con caja de reducción incorporada (fig. 7.25).

En la figura 7.26 se puede observar el montaje del sistema mecánico y eléctrico de la central.

En la figura 7.27 se muestra el montaje del servomotor, que permite el movimiento de



Figura 7.25: Servomotor utilizado para el control de la válvula



Figura 7.26: Montaje en taller de Molina

la válvula de aguja. En este montaje se incorporaron interruptores de límite de carrera, que evitan la destrucción del servomotor por exceso de torque y el desgaste de la aguja por roce en los extremos del inyector.

En la figura 7.28 se observa a la salida del inyector la uniformidad del fluido que impacta a las cazoletas. El hecho de poseer un impacto uniforme en las cazoletas mejora la eficiencia de la turbina.

En la figura 7.29 se muestra una vista mas completa de la turbina, donde se pueden apreciar sus componentes como el rodete, cazoletas, inyector, eje y polea. La tubería de la parte inferior corresponde a la entrada del fluido, y la descarga es por la parte inferior (piso) de la turbina.

Mayores detalles del montaje mecánico y el estudio la turbina se encuentran en la Memoria de Título “Diseño, montaje y pruebas de un prototipo de Microcentral Hidroeléctrica con turbina Pelton” [45] desarrollada por Javier Larios.



Figura 7.27: Montaje del servomotor en conjunto con el vástago de la válvula de aguja

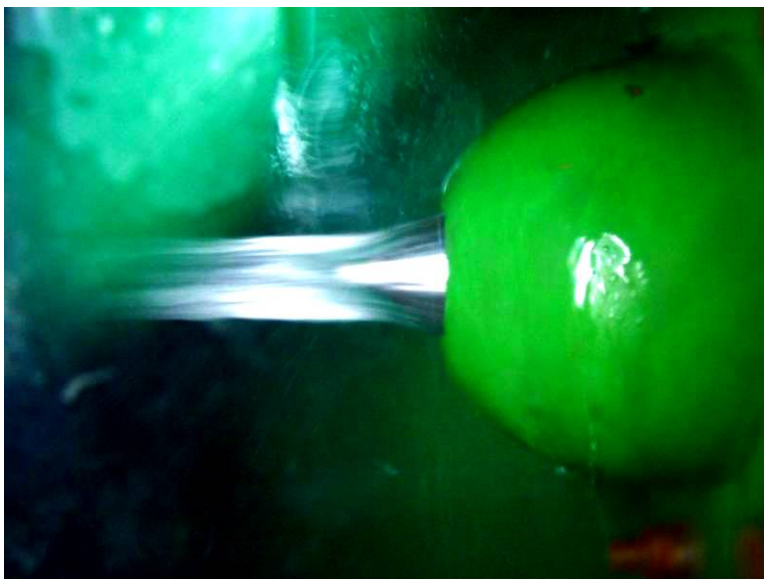


Figura 7.28: Aspecto del recurso hidráulico a la salida del inyector



Figura 7.29: Vista frontal de la turbina destapada. Se observan las cazoletas, rodete e inyector en el interior.

7.10. Pruebas de funcionamiento del sistema completo

Las pruebas de funcionamiento del sistema completo se realizan en la instalación del taller de Molina. Se dispone en ese lugar de un punto de conexión trifásico, de capacidad suficiente para permitir la inyección de la potencia nominal de la máquina hacia la red.

El montaje considera la existencia de cargas locales de potencia variable hasta el 50 % de la potencia nominal de la máquina.

7.10.1. Prueba del sincronizador

Se efectuaron en la instalación pruebas de funcionamiento del sincronizador, tomando los tiempos que demora la sincronización desde que el estado deseado cambia desde “Modo aislado” a “Operación normal” (conectado a la red).

Se obtuvo un tiempo promedio de 5,269[s] de demora de sincronización, siendo que para un deslizamiento de 0,1[Hz] se tienen 10[s] de período. Esto calza perfectamente con el peor caso de desfase (180°) entre las tensiones de los lados a sincronizar, en que el tiempo que toma en sincronizar debe ser la mitad del período.

Las muestras tomadas se encuentran en anexos.

7.10.2. Prueba de entrega de potencia con conexión a la red

Dentro de las primeras pruebas realizadas se encuentran aquellas que permiten el estudio de eficiencia del conjunto turbina-generador.

Apoyado de las mediciones hidráulicas de la instalación del taller de Molina, se obtienen los resultados de potencia inyectada y eficiencia del conjunto que se muestra en la figura 7.30.

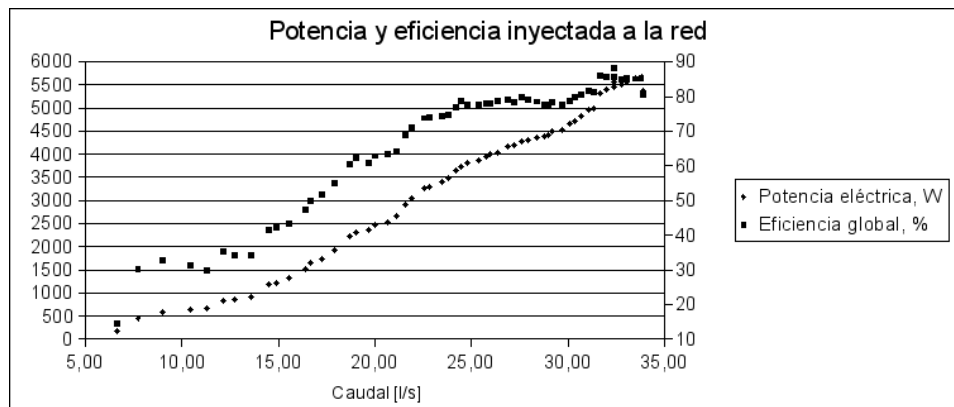


Figura 7.30: Datos obtenidos para la inyección de potencia a la red

Para el desarrollo de esta prueba se utilizó el control en modo manual del generador, interactuando mediante el puerto serial, independiente del funcionamiento autónomo de las protecciones y el sincronizador.

7.10.3. Prueba de operación de protecciones

Las pruebas de las protecciones se efectuaron preferentemente en modo aislado, salvo las protecciones de frecuencia y potencia inversa.

Las protecciones de sobretensión, baja tensión y frecuencia fueron probadas en el laboratorio eléctrico, obteniendo los rangos de funcionamiento de la tabla 7.4.

Protección	Prueba	Configuración	Resultado
Sobretensión	Límite de sobretensión permitido	250[V], 30 ciclos	$\approx 245[V]$, 1[s]
Baja tensión	Límite de baja tensión permitido	180[V], 30 ciclos	$\approx 190[V]$, 1[s]
Frecuencia	Rango de operación	48-52[Hz], 50 ciclos	$\approx 48-52[Hz]$, 1[s]

Tabla 7.4: Resultados de operación de protecciones en laboratorio

La protección de sobrecorriente se probó en la instalación, realizando cortocircuitos con impedancias que exigen corrientes entre 5[A] y 25[A] por fase. Se monitorea mediante un puerto serial, y se obtiene la siguiente información:

```

Iniciando...
Activando interrupciones...ok
cambio de estado deseado
estado deseado: no conectado, estado real: apagado
50.60 [Hz]
50.60 [Hz]
.
.
.
inconsistencia
Estado: no conectado
en este punto, se conecta a las cargas locales

.
.
.
0.00 [A]
0.00 [A]
12.58 [A] <--- momento del cortocircuito
9.31 [A]
9.03 [A]
9.45 [A]
9.60 [A]
9.93 [A]
11.18 [A]
10.44 [A]

```

```

trip 51V    <--- actúa la protección
Estado: apagado
0.00 [A]
0.00 [A]
.
.
.

```

Es importante destacar que el sistema de monitoreo no muestra el máximo de corriente alcanzado, pero que si es observado en cada ciclo por el relé de protecciones. Se observa, luego de la falla, un aumento lento de la corriente, debido al funcionamiento del controlador del generador.

Para la prueba de la protección de potencia inversa se realizó una prueba similar, esta vez con sincronización a la red:

```

50.25 [Hz]
50.15 [Hz]
  inconsistencia
Estado: no conectado
50.00 [Hz]
en este punto, se conecta a las cargas locales
.
.
.
cambio de estado deseado
estado deseado: conectado a la red, estado real: no conectado
el operador indica que desea conectarse a la red
.
.
.
trip 25    <-- funcionamiento del sincronizador
Estado: conectado a la red
50.05 [Hz]
50.00 [Hz]
50.05 [Hz]
en este punto, el sistema está conectado a la red
se procede a desconectar la bomba que impulsa el recurso hidráulico
.
.

```

.
trip 32
Estado: sin generador

La máquina queda desconectada de la red, pero las cargas locales siguen alimentadas de la red.

7.10.4. Efectos de la instalación sobre el comportamiento del sistema

Una de las pruebas que no fue posible realizar en la instalación del taller de Molina es la que valida el correcto funcionamiento del control frecuencia-tensión del conjunto turbina-generador. El problema radica en las condiciones hidráulicas de la instalación misma, inherentes a su topología.

El recurso hidráulico es impulsado por una bomba centrífuga, que posee una cierta característica altura-caudal, que puede ser modificada mediante una válvula de paso ubicada a la salida de ésta. El funcionamiento de la instalación, ante la presencia de la válvula de aguja ubicada en una cierta posición fija, está dada sólo por la curva de la bomba. Es posible, operando la válvula de aguja y la válvula de paso de la bomba, obtener una condición altura-caudal deseada cualquiera, dentro de los límites de la instalación.

Si la válvula de paso se ubica en una posición fija, la válvula de aguja presenta una característica altura-caudal inversa, aumentando la velocidad del recurso al cerrar la válvula (y consecuentemente disminuir el caudal). Esto produce efectos contradictorios para el control en modo aislado del sistema, que supone una velocidad (altura) fija del recurso hidráulico.

Dada la dinámica de la válvula de aguja resulta impracticable modificar la posición de la válvula de paso para mantener la altura constante, por lo que el control frecuencia-tensión no se puede probar por completo.

Fue posible comprobar el funcionamiento del control de tensión por separado, mediante el accionamiento manual de la válvula, obteniéndose resultados similares a los que se obtienen con el conjunto motor-generador. Esto se debe a que el control de tensión está relacionado con el control de la corriente de campo, que es independiente de la máquina motriz conectada al generador, y por lo tanto, del recurso hidráulico, cuando el sistema se encuentra a frecuencia cercana a la nominal.

Capítulo 8

Conclusiones

En cuanto al objetivo general, se ha logrado diseñar e implementar el controlador y las protecciones de una pequeña central hidráulica, que permite la conexión de ésta a la red de distribución.

Se realizó una revisión bibliográfica principalmente referenciada por publicaciones de primer nivel, para dar un contexto del avance actual en tecnologías que involucran centrales hidráulicas, y en particular aquellas relacionadas con generación distribuida. La mayor parte de las referencias se han publicado en la última década, lo que indica que ha habido un incentivo a la investigación en este ámbito.

Como parte del desarrollo del controlador, se diseñó el control electrónico de la corriente de campo, mediante un sistema de excitación estático controlado con dispositivos de electrónica de potencia, adecuado para los bajos niveles de corriente involucrados. La etapa de potencia fue implementada y validada en el laboratorio obteniendo resultados aceptables, en cuanto a confiabilidad de sus componentes y comportamiento dinámico, superando pruebas de larga duración que se efectuaron además durante todo el desarrollo del proyecto.

Se diseñó un algoritmo de control para generación en modo aislado, utilizando control en base a reglas con salida incremental, que puede ser implementado en diferentes plataformas de microcontroladores. La interfaz utilizada en los actuadores se comunica mediante modulación por ancho de pulso (PWM). El algoritmo fue validado en el montaje del laboratorio eléctrico, tanto en el modo aislado de la red como conectado a la red. Sin embargo, los resultados obtenidos en el laboratorio eléctrico no son satisfactorios, pues los niveles de variación de frecuencia y tensión en el modo aislado son inaceptables ante restricciones mínimas de calidad de suministro. El problema puede ser atribuido a la falta de inercia del conjunto motor-generador. Recordemos que en la ecuación (3.5) la inercia va integrada en el término H . Ante variaciones de potencia, cuando H es pequeño, las variaciones de ω son importantes. El conjunto motor-generador, por ser ambas máquinas pequeñas, no tienen más inercia que su propia masa de rotor. En el caso del motor utilizado en el laboratorio, por construcción es muy liviano en peso total, y siendo el estator de aluminio, el rotor es liviano también. En el caso de grandes centrales, la inercia es mucho mayor, considerando la turbina misma y el generador, aunque no hay que olvidar que las unidades de H son independientes de los niveles de potencia (es un símil a cantidades en p.u.). Una forma de

mitigar este problema es agregando un volante de inercia a la instalación del laboratorio. Sin embargo, puesto que los objetivos de este trabajo no incluyen el montaje en el laboratorio, no se realizaron pruebas incrementando la inercia del conjunto motor-generador.

Los resultados obtenidos en el taller mecánico muestran un buen desempeño del sistema completo, pudiendo inyectar potencias cercanas a los 6[kW] a la red. Es pertinente acotar los problemas que pueden producirse ante las variaciones de tensión de la red, que en muchas ocasiones es débil (en el sentido de bajo nivel de cortocircuito) y que, por lo tanto, presenta cambios de magnitud ante la conexión y desconexión de carga. En particular, el taller mecánico cuenta con una serie de máquinas que funcionan durante un período definido del día. Cuando las máquinas dejan de funcionar, el sistema necesita inyectar otra cantidad de reactivos a la red para permitir la inyección de potencia a la red. Esto indica que el ajuste de parámetros debe ser realizado en el lugar de la instalación.

Se propuso y validó en el mismo taller mecánico el esquema de conexión a la red de la central para su aplicación en generación distribuida, comprobando de modo experimental el funcionamiento de los 4 estados del sistema y sus transiciones. Se comprobó el funcionamiento de los contactores, de acuerdo con el estado deseado del sistema, no produciéndose falsas conexiones ni sincronizaciones erróneas. Se desarrolló un relé de protecciones para el generador, coordinado con el controlador, que permite el buen desempeño del sistema en cuando a las transiciones de estados, y la correcta protección del generador.

Se ha logrado construir el sistema electrónico completo a un costo razonable para la etapa de prototipo de la central. Se estima que el costo es del orden de un 15 % de los costos involucrados en las máquinas eléctrica y mecánica. Esto permitiría a futuro desarrollar a gran escala controladores que puedan ser incorporados a otras centrales en producción masiva.

El impacto en generación que puede tener el sistema desarrollado es muy grande, sobre todo en un país que posee potencial hidráulico no aprovechado, y que en un esquema distribuido puede aportar a la independencia energética de Chile.

Es pertinente destacar la escalabilidad del proyecto desarrollado, pues el control electrónico puede ser utilizado con otros generadores similares y de mayor capacidad, solo modificando los parámetros del controlador, sus sensores y actuadores. El sistema de accionamiento de corriente de campo desarrollado es fácil de escalar, utilizando los componentes de electrónica de potencia (transistores) adecuados para cada instalación. El accionamiento del servomotor, al realizarse mediante un controlador que recibe PWM, es intercambiable por otro que tenga una interfaz similar, incluso si es necesario cambiar la tecnología del servomotor (a corriente alterna por ejemplo). Dada la modularidad de cada etapa del control electrónico, está asegurada la escalabilidad del control y protección de la central.

Los trabajos futuros incluyen el mejoramiento de varios puntos:

- Topología del controlador electrónico: hay dos caminos a tomar en el desarrollo de un mejor controlador. Por un lado, es posible saltar a una tecnología en microcontroladores más avanzada, como los DSPs, que permitirían simplificar varias etapas integrándolas en un solo dispositivo. Esto permitiría reducir tamaño y costo de los módulos electrónicos de la central. Por otra parte, está el camino de realizar un esque-

ma de mayor modularidad. Por ejemplo, existe la posibilidad de desarrollar “sensores inteligentes”, que se conectan a un bus común y comparten información entre ellos. Tecnologías de alto rendimiento y confiabilidad, como el bus CAN*, permitirían conectar transductores y actuadores a un bus común, con un controlador maestro y protecciones utilizando el mismo bus.

- Protecciones: Es posible implementar varios niveles para cada una de las protecciones. Por ejemplo, en el modo aislado debería cambiarse el nivel de tolerancia en protecciones de frecuencia y sobre-y-baja-tensión, permitiendo un funcionamiento más relajado del generador.
- Compensación de reactivos inteligente: Uno de los problemas detectados durante la realización de pruebas es la incapacidad del sistema implementado de asegurar un buen factor de potencia visto desde el punto de conexión con la red. Esto se debe a que el control del generador solo mira la potencia reactiva del mismo. Puede producirse entonces que, dado un punto de operación del generador, el balance de potencia activa entregue un resultado casi nulo, mientras que la reactiva puede ser importante, comparada con la activa. Una forma de atacar este problema es mediante compensación inteligente, permitiendo que el controlador sea capaz de regular potencia reactiva vista desde la el punto de conexión. Otra forma es aplicar compensadores estáticos de reactivos (*SVC, Static VAr Compensator*) que regulen el punto de conexión de interés. Alternativamente, de acuerdo a los artículos 27 y 28 del DS-244 [18], puede diferenciarse el punto de conexión a la red del generador, y la compensación de reactivos puede realizarse para mantener la tensión dentro de su banda (fijada por la NTCO) en el punto de repercusión, que es el punto más cercano al generador en que conexión de un cliente.
- Medición RMS: Puede dedicarse un dispositivo analógico independiente a la medición RMS de las tensiones y corrientes, siempre que entregue una medida precisa, independiente de la frecuencia (o al menos en un rango conocido).
- Monitoreo remoto: Si bien se logró implementar un sistema básico de monitoreo en línea, mediante el uso de un computador, a futuro será necesario contar con sistema de monitoreo y control remoto, tipo SCADA, que permita una coordinación y despacho de los recursos distribuidos de forma centralizada. El apoyo de alumnos del curso SD20A ha sido de gran ayuda en la creación de un sistema básico de monitoreo desarrollado para la microcentral, sobre la plataforma LabView** que posee el laboratorio de Energía y Accionamientos del DIE.
- Estado de operación en micro-red: Es posible que, ante la presencia de múltiples generadores distribuidos conectados en una misma zona, por ejemplo a una misma subestación, pueda efectuarse una operación aislada del conjunto de generadores, ante fallas de mayor envergadura en el sistema interconectado. Esta operación difiere en

* Controller Area Network, <http://www.can-cia.org/can/>

** <http://www.ni.com/labview/>

cuanto es necesario coordinar la operación de las unidades distribuidas para no producir oscilaciones locales de potencia, permitir la regulación eficaz de frecuencia y tensión, y asegurar la calidad del suministro. Una forma de implementar esta nueva forma de operación es agregando un nuevo estado al sistema, capaz de recibir órdenes de control y sus parámetros de forma remota, y capaz de entregar su estado al operador de la micro-red.

Bibliografía

- [1] Comisión Nacional de Energía. “Energía Hídrica”. http://www.cne.cl/fuentes_energeticas/e_renovables/hidrica.php.
- [2] M. Mohibullah, A.M. Radzi, and M.I.A. Hakim. “Basic Design Aspects of Micro Hydro Power Plant and Its Potential Development in Malaysia”. *Power and Energy Conference, 2004. PECon 2004. Proceedings. National*, pages 220–223, November 2004.
- [3] Comisión Nacional de Energía. “Marco de desarrollo de las energías renovables en Chile”. http://www.cne.cl/fuentes_energeticas/e_renovables/marco.php.
- [4] Daniel Mugerza. “Microcentrales Hidroeléctricas”. Curso de Microturbinas Hidroeléctricas. <http://exa.unne.edu.ar/depar/areas/fisica/maestria/modulo2/microturbinas/apuntemch.pdf>.
- [5] C. Marinescu, L. Clotea, M. Cirstea, I. Serban, and C. Ion. “Controlling Variable load stand-alone hydrogenerators”. *Industrial Electronics Society, 2005. IECON 2005.32nd Annual Conference of IEEE*, page 6, November 2005.
- [6] Carlos Bonifetti. “Microcentral Hidroeléctrica en Patagonia”. *Hidrored, Red Latinoamericana de Microhidroenergía*, 1:5–12, 2002. ISSN 0935-0578.
- [7] Infraestructura y Servicios Básicos de Soluciones Prácticas ITDG Programa de Energía, editor. *Hidrored, Red Latinoamericana de Microhidroenergía*, volume 1. ITDG, 2003.
- [8] Comisión Nacional de Energía. “Programa de Electrificación Rural”. http://www.cne.cl/per/f_per.html, 2006.
- [9] Standards Coordinating Committee 21. *IEEE 1547 2003 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., July 2003.
- [10] Standards Coordinating Committee 21. *IEEE 1547.1 2005 Standard for Conformance Tests Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2005.
- [11] Standards Coordinating Committee 21. *IEEE P1547.2 Draft Application Guide for IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2006.

- [12] Standards Coordinating Committee 21. *IEEE P1547.3 Draft Guide For Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2006.
- [13] Standards Coordinating Committee 21. *IEEE P1547.4 Draft Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2006.
- [14] Standards Coordinating Committee 21. *IEEE P1547.5 Draft Technical Guidelines for Interconnection of Electric Power Sources Greater than 10MVA to the Power Transmission Grid*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2006.
- [15] Standards Coordinating Committee 21. *IEEE P1547.6 Draft Recommended Practice For Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems Distribution Secondary Networks*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2006.
- [16] Kiriaco Jarami Orellana. *Análisis de mecanismos de coordinación de Generadores distribuidos en sistemas eléctricos*. Departamento de Ingeniería Eléctrica, FCFM, Universidad de Chile, September 2006. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista.
- [17] Subsecretaría de Economía Fomento y Reconstrucción. “*Ley N° 19.940, Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, Establece un nuevo régimen de tarifas para Sistemas Eléctricos Medoanos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos*”. (Disponible en la página web de la Subsecretaría de Electricidad y Combustibles), March 2004.
- [18] Subsecretaría de Economía Fomento y Reconstrucción. “*Decreto Supremo N° 244, Aprueba reglamento para Medios de Generación no convencionales y Pequeños medios de Generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos*”. (Disponible en la página web de la Comisión Nacional de Energía), January 2006.
- [19] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. “*NCH Elec. 4/2003, Electricidad, Instalaciones de consumo en baja tensión*”. (Disponible en la página web de la Comisión Nacional de Energía), October 2003.
- [20] Ion Boldea. “*Control of electric generators: a review*”. *Industrial Electronics Society, 2003. IECON '03. The 29th Annual Conference of the IEEE*, 1:972–980 vol.1, November 2003.
- [21] P.M. Anderson and A.A. Fouad. *Power System Control and Stability*. IEEE Press Power Systems Engineering Series. IEEE Press, 1993. ISBN 0-7803-1029-2.
- [22] Electric Machinery Committee of the IEEE Power Engineering Society. *IEEE Std 115-1995, IEEE Guide: Test Procedures for Synchronous Machines*, July 1996.
- [23] U.Chile Oficina de Publicaciones Docentes, DIE. “*Máquinas Síncronas*”. *Publicación C/5*, (38).

- [24] Hoa Vu and J.C. Agee. “*Comparison of Power System Stabilizers For Damping Local Mode Oscillations*”. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 8(3):533–538, September 1993.
- [25] IEEE Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies. “*Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies*”. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(1), February 1992.
- [26] Walmir Freitas, Jose C.M. Vieira, Andre Morelato, and Wilsun Xu. “*Influence of Excitation System Control Modes on the Allowable Penetration Level of Distributed Synchronous Generators*”. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 20(2):474–480, June 2005.
- [27] M.G. McArdle, D.J. Morrow, P.A.J. Calvert, and O. Cadel. “*A Hybrid PI and PD Type Fuzzy Logic Controller for Automatic Voltage Regulation of the Small Alternator*”. *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. IEEE*, 3:1340–1345, 2001.
- [28] D.M. Auslander, Y. Takahashi, and M. Tomizuka. “*Direct digital process control: Practice and algorithms for microprocessor application*”. *Proceedings of the IEEE*, 66(2):199–208, February 1978.
- [29] U.Chile Oficina de Publicaciones Docentes, DIE. “*Transformadores de Medida*”. *Publicación C/4*, (32).
- [30] Energy Development and Power Generating Comitee of the Power Engineering Society. *IEEE Std 421.5-1992, IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, March 1992.
- [31] W.M. Strang et al. “*Generator Synchronizing, Industry Survey Results, IEEE Power System Relaying Committee Report*”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1(1):174–183, January 1996.
- [32] Norman T. Stringer. “*Voltage Considerations During Generator Synchronizing*”. *IEEE Industry Applications Conference, 1998. Thirty-Third IAS Annual Meeting*, pages 2348–2353, 1998.
- [33] P.M. Anderson. *Power System Protection*. IEEE Press Power Systems Engineering Series. IEEE Press, 1998. ISBN 0-7803-3427-2.
- [34] Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society. *IEEE Std C37.112-1996, IEEE Standard Inverse-time Characteristic Equations for Overcurrent Relays*, September 1996.
- [35] Walmir Freitas, Zhenyu Huang, and Wilsun Xu. “*A Practical Method for Assessing the Effectiveness of Vector Surge Relays for Distributed Generation Applications*”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 20(1):57–63, January 2005.

- [36] Jose C.M. Vieira, Walmir Freitas, Wilsun Xu, and Andre Morelato. “Performance of Frequency Relays for Distributed Generation Protection”. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 21(3):1120–1127, July 2006.
- [37] Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society. *IEEE Std C37.102-1995, IEEE Guide for AC Generator Protection*, December 1995.
- [38] Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society. *IEEE Std C37.2-1996, IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations*, December 1996.
- [39] Microchip. “PIC18C Reference Manual”. <http://ww1.microchip.com/downloads/en/DeviceDoc/39501.pdf>.
- [40] Philips Semiconductors. “The P²C-bus specification”. http://www.nxp.com/acrobat_download/literature/9398/39340011.pdf.
- [41] Copley Controls Corp. “Junus DC Brush Digital Servoamplifier”. <http://www.copleycontrols.com/motion/amplifiers/Digital/Junus/>.
- [42] Alltrax Inc. “AXE Series DC Motor controller”. http://exa.unne.edu.ar/depar_areas/fisica/maestria/modulo2/microturbinas/apuntemch.pdf.
- [43] Subsecretaría de Economía Fomento y Reconstrucción. “Modificación a la Norma Técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y el Sistema Interconectado Central”. (Disponible en la página web de la Centro de Despacho Económico de Carga), May 2005.
- [44] Pittman. “Series GM14900 LO-COG® Brush-Commutated Gearmotors”. <http://www.pennmotion.com/gm14900locogmotors.html>, 2006.
- [45] Javier Larios Lagos. *Diseño, montaje y pruebas de un prototipo de Microcentral Hidroeléctrica con turbina Pelton*. Departamento de Ingeniería Mecánica, FCFM, Universidad de Chile, September 2006. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Mecánico.

Anexo A

Datos de pruebas al generador

A continuación se muestran las tablas de datos correspondientes a las pruebas realizadas al generador en el Laboratorio de Tracción, del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile.

Curva de excitación

Corriente de campo [A]	Tensión en bornes [V]	Sin saturación
0	12	13,86
1,6	149	141,18
2,1	175	180,96
3	198	252,57
4	214	332,15
5	224	411,72
6	232	491,29
6,9	240	562,9
8	251	650,43
8,9	255	722,04
10	259	809,57
11	262	889,14
12	265	968,71
13	270	1048,28
13,2	270	1064,2

Regresión lineal:	ax+b
a	79,5706
b	13,8629
r	0,9967

Característica de cortocircuito

Corriente de campo [A]	Corriente de estator [A]
1	2
2,1	4
3	5,8
4,4	8,5
5,1	10
5,6	11
5,7	11,1

Regresión lineal:	ax+b
a	1,9600
b	-0,0463
r	0,9998

Curva de factor de potencia cero

Prueba con conexión a la red

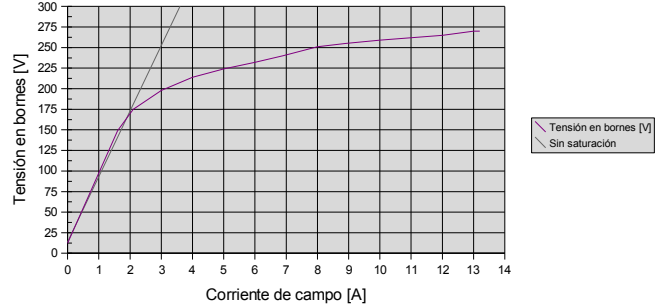
Corriente de campo [A]	12,8
Corriente de estator [A]	9,5
Factor de potencia	0 inductivo
Tensión de la red [V]	225,17

Curva de excitación desplazada

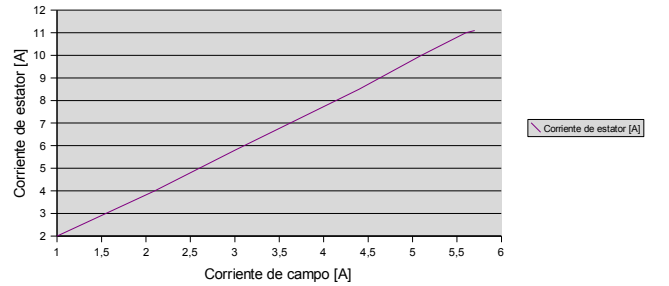
Corriente de campo [A]	Tensión desplazada [V]
5,6	12
7,2	149
7,7	175
8,6	198
9,6	214
10,6	224
11,6	232
12,5	240
13,6	251
14,5	255
15,6	259
16,6	262
17,6	265
18,6	270
18,8	270

Velocidad nominal (50Hz)

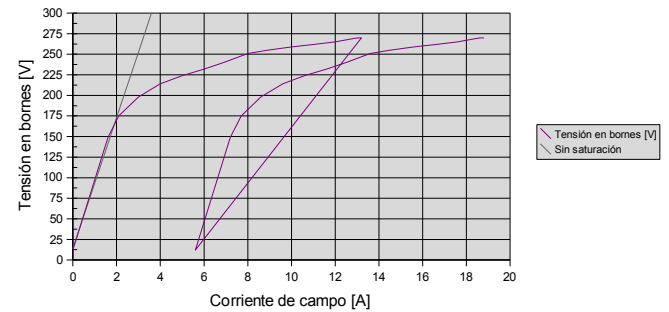
Curva de excitación



Curva de cortocircuito



Curva de fp cero



Parámetro Xs

Corriente de campo [A]	4
Tensión en bornes [V]	214
Tensión no saturada [V]	332,15
Corriente de cortocircuito	7,79

	Ohm	pu
Xs no saturado	42,62	2,21
Xs saturado	27,46	1,43

Corriente de campo [A]	6
Tensión en bornes [V]	232
Tensión no saturada [V]	491,29
Corriente de cortocircuito	11,71

	Ohm	pu
Xs no saturado	41,94	2,18
Xs saturado	19,81	1,03

Parámetros X_d y X_q

Corriente de armadura mediante shunt

Shunt [Ω] 0,100

	Amplitud	RMS
Tensión máxima en shunt [mV]	1400	700
Tensión mínima en shunt [mV]	1180	590
Corriente máxima [A]	14,0000	7,0000
Corriente mínima [A]	11,8000	5,9000

	Amplitud	RMS
Tensión máxima en bornes [V]	320	226,27
Tensión mínima en bornes [V]	308	217,79

	Ohm	pu
X_d	38,35	1,99
X_q	31,11	1,62

Relación X_q/X_d 0,81

X_d (X_s no saturado) 2,18

X_q 1,77

Shunt [Ω] 0,0015

	Amplitud	RMS
Tensión máxima en shunt [mV]	25,2	12,6
Tensión mínima en shunt [mV]	13,2	6,6
Corriente máxima [A]	16,8000	8,4000
Corriente mínima [A]	8,8000	4,4000

	Amplitud	RMS
Tensión máxima en bornes [V]	326	230,52
Tensión mínima en bornes [V]	272	192,33

	Ohm	pu
X_d	52,39	2,72
X_q	22,9	1,19

Relación X_q/X_d 0,44

X_d (X_s no saturado) 2,18

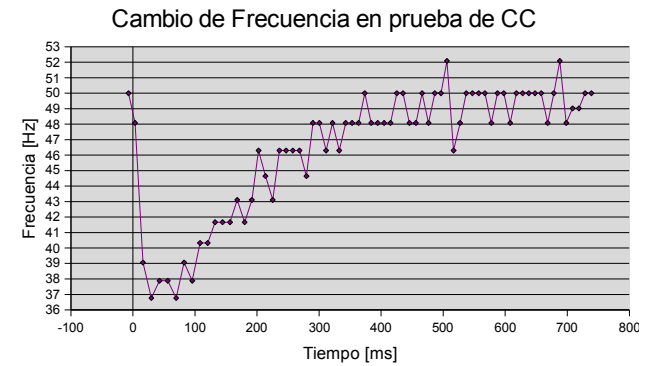
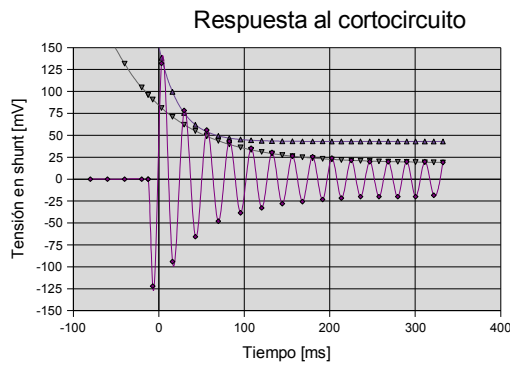
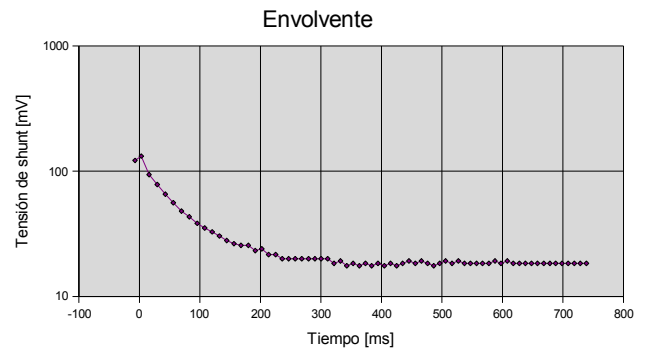
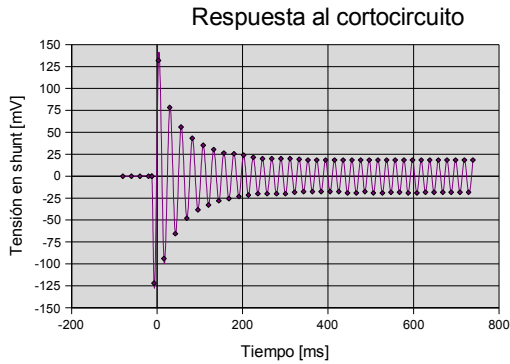
X_q 0,95

X_s (promedio geométrico) 1,19

Parámetros Xd' y Xd''

Shunt [Ω]		0,0015				
Tiempo [ms]	Tensión de shunt [mV]	Valor absoluto [mV]	Corriente RMS [A]	Regresión Xd'	Regresión Xd''	Frecuencia
-80	0	0	0,00	214,09	2871,09	
-60	0	0	0,00	167,31	1295,08	
-40	0	0	0,00	131,71	597,33	
-20	0	0	0,00	104,62	288,42	
-12,5	0	0	0,00	96,23	223,8	
-12,4	0	0	0,00	96,12	223,07	
-7,2	-122	122	40,67	90,79	188,69	50
3,2	132	132	44,00	81,21	138,37	48,08
16	-94	94	31,33	71,13	99,62	39,06
29,6	78,4	78,4	26,13	62,19	75,53	36,76
42,8	-65,6	65,6	21,87	54,97	62	37,88
56	56	56	18,67	48,93	54,1	37,88
69,6	-48	48	16,00	43,76	49,38	36,76
82,4	43,2	43,2	14,40	39,69	46,79	39,06
95,6	-38,4	38,4	12,80	36,18	45,21	37,88
108	35,2	35,2	11,73	33,41	44,33	40,32
120,4	-32,8	32,8	10,93	31,07	43,8	40,32
132,4	30,4	30,4	10,13	29,15	43,49	41,67
144,4	-28	28	9,33	27,53	43,3	41,67
156,4	26,4	26,4	8,80	26,15	43,19	41,67
168	-25,6	25,6	8,53	25,01	43,12	43,1
180	25,6	25,6	8,53	24,01	43,07	41,67
191,6	-23,2	23,2	7,73	23,19	43,04	43,1
202,4	24	24	8,00	22,53	43,03	46,3
213,6	-21,6	21,6	7,20	21,95	43,02	44,64
225,2	21,6	21,6	7,20	21,43	43,01	43,1
236	-20	20	6,67	21,01	43,01	46,3
246,8	20	20	6,67	20,65	43	46,3
257,6	-20	20	6,67	20,34	43	46,3
268,4	20	20	6,67	20,08	43	46,3
279,6	-20	20	6,67	19,84	43	44,64
290	20	20	6,67	19,65	43	48,08
300,4	-20	20	6,67	19,48	43	48,08
311,2	20	20	6,67	19,33	43	46,3
321,6	-18,4	18,4	6,13	19,21	43	48,08
332,4	19,2	19,2	6,40	19,1	43	46,3
342,8	-17,6	17,6	5,87	19,01	43	48,08
353,2	18,4	18,4	6,13	18,93	43	48,08
363,6	-17,6	17,6	5,87	18,86	43	48,08
373,6	18,4	18,4	6,13	18,8	43	50
384	-17,6	17,6	5,87	18,75	43	48,08
394,4	18,4	18,4	6,13	18,7	43	48,08
404,8	-17,6	17,6	5,87	18,66	43	48,08
415,2	18,4	18,4	6,13	18,63	43	48,08
425,2	-17,6	17,6	5,87	18,6	43	50
435,2	18,4	18,4	6,13	18,57	43	50
445,6	-19,2	19,2	6,40	18,55	43	48,08
456	18,4	18,4	6,13	18,53	43	48,08
466	-19,2	19,2	6,40	18,51	43	50
476,4	18,4	18,4	6,13	18,5	43	48,08
486,4	-17,6	17,6	5,87	18,49	43	50
496,4	18,4	18,4	6,13	18,47	43	50
506	-19,2	19,2	6,40	18,47	43	52,08
516,8	18,4	18,4	6,13	18,46	43	46,3
527,2	-19,2	19,2	6,40	18,45	43	48,08
537,2	18,4	18,4	6,13	18,44	43	50
547,2	-18,4	18,4	6,13	18,44	43	50
557,2	18,4	18,4	6,13	18,43	43	50
567,2	-18,4	18,4	6,13	18,43	43	50
577,6	18,4	18,4	6,13	18,42	43	48,08
587,6	-19,2	19,2	6,40	18,42	43	50
597,6	18,4	18,4	6,13	18,42	43	50
608	-19,2	19,2	6,40	18,42	43	48,08
618	18,4	18,4	6,13	18,41	43	50
628	-18,4	18,4	6,13	18,41	43	50
638	18,4	18,4	6,13	18,41	43	50
648	-18,4	18,4	6,13	18,41	43	50
658	18,4	18,4	6,13	18,41	43	50
668,4	-18,4	18,4	6,13	18,41	43	48,08
678,4	18,4	18,4	6,13	18,41	43	50
688	-18,4	18,4	6,13	18,41	43	52,08
698,4	18,4	18,4	6,13	18,4	43	48,08
708,6	-18,4	18,4	6,13	18,4	43	49,02
718,8	18,4	18,4	6,13	18,4	43	49,02
728,8	-18,4	18,4	6,13	18,4	43	50
738,8	18,4	18,4	6,13	18,4	43	50

Corriente de campo antes de la falla: [A] 3
 Tensión en vacío antes de la falla (Em) [V] 200



Regresión Subtransiente $y = a \cdot \exp(b \cdot x) + c$

a 108,6530
 b -0,0407
 c 43

Regresión Subtransiente $y = a \cdot \exp(b \cdot x) + c$

a 65,6117
 b -0,0137
 c 18,4

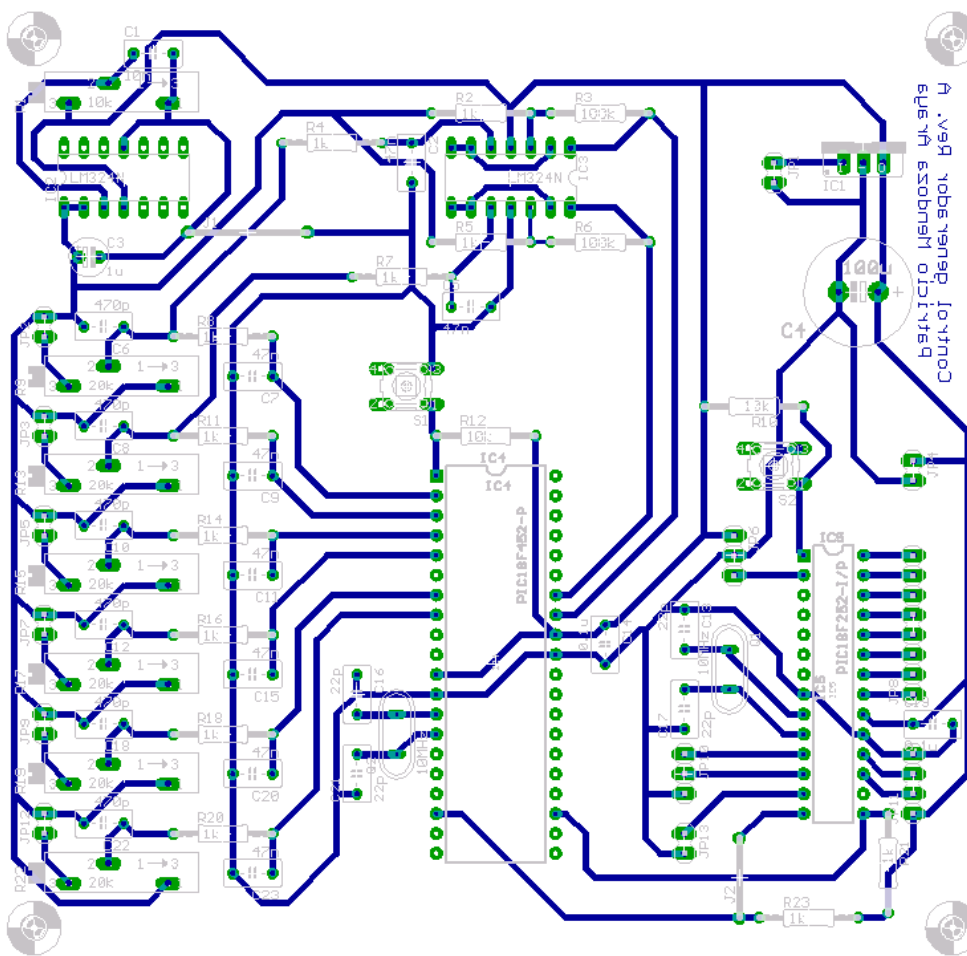
Determinación de Xd' y Xd''

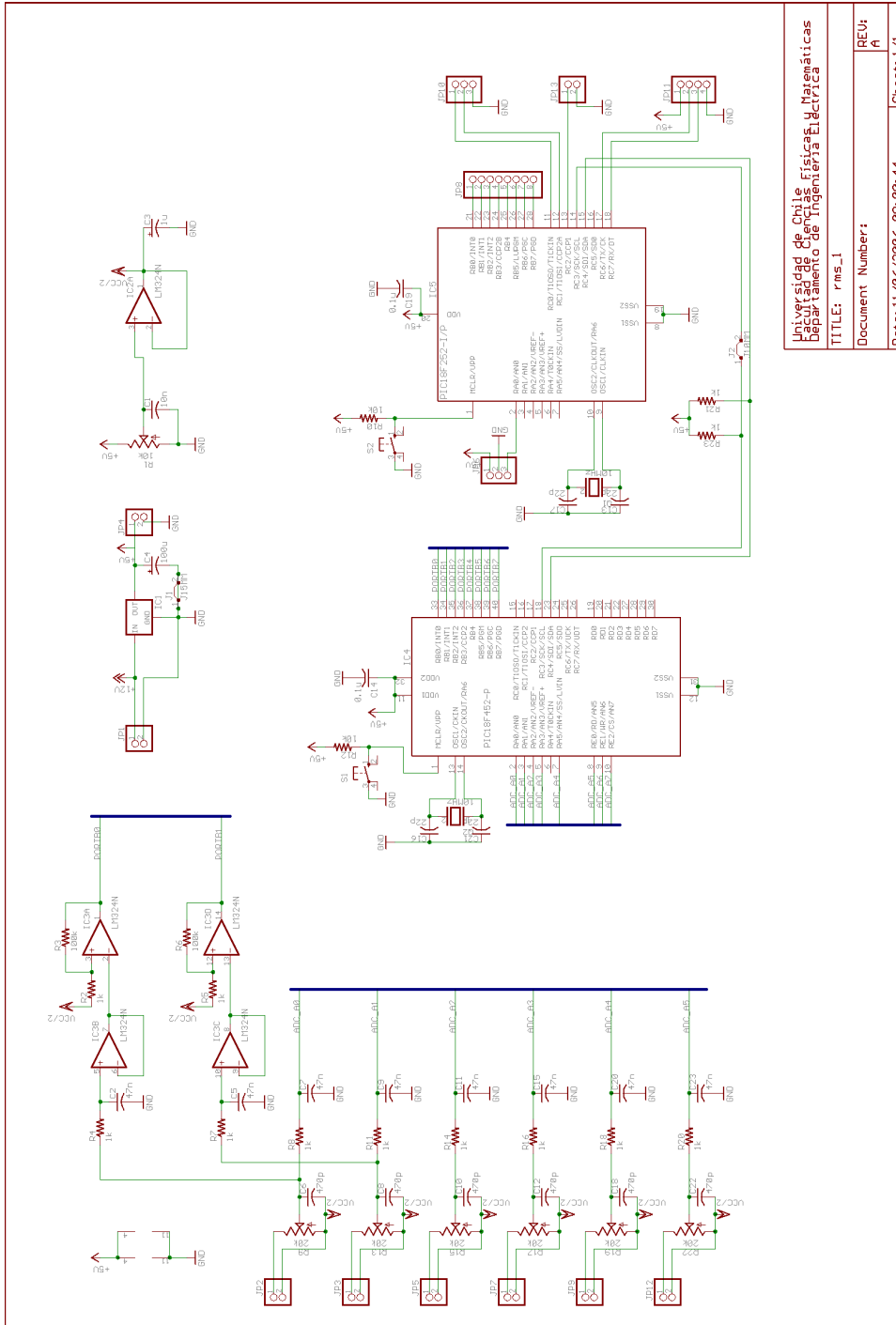
	Tensión de shunt [mV]	Corriente [A]
I''	151,6529	101,1019
I'	84,0117	56,0078
	Ohms	p.u.
Xd''	1,9782	0,1027
Xd'	3,5709	0,1855

Anexo B

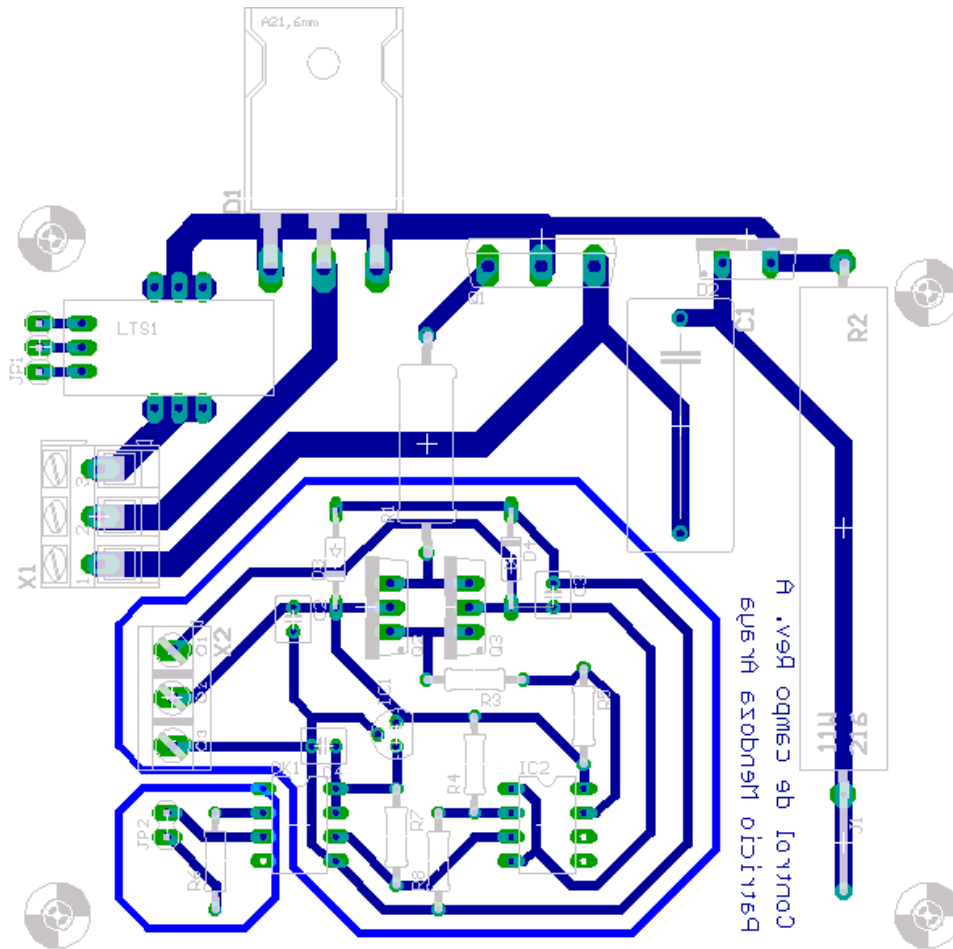
Diagramas esquemáticos y circuitos impresos

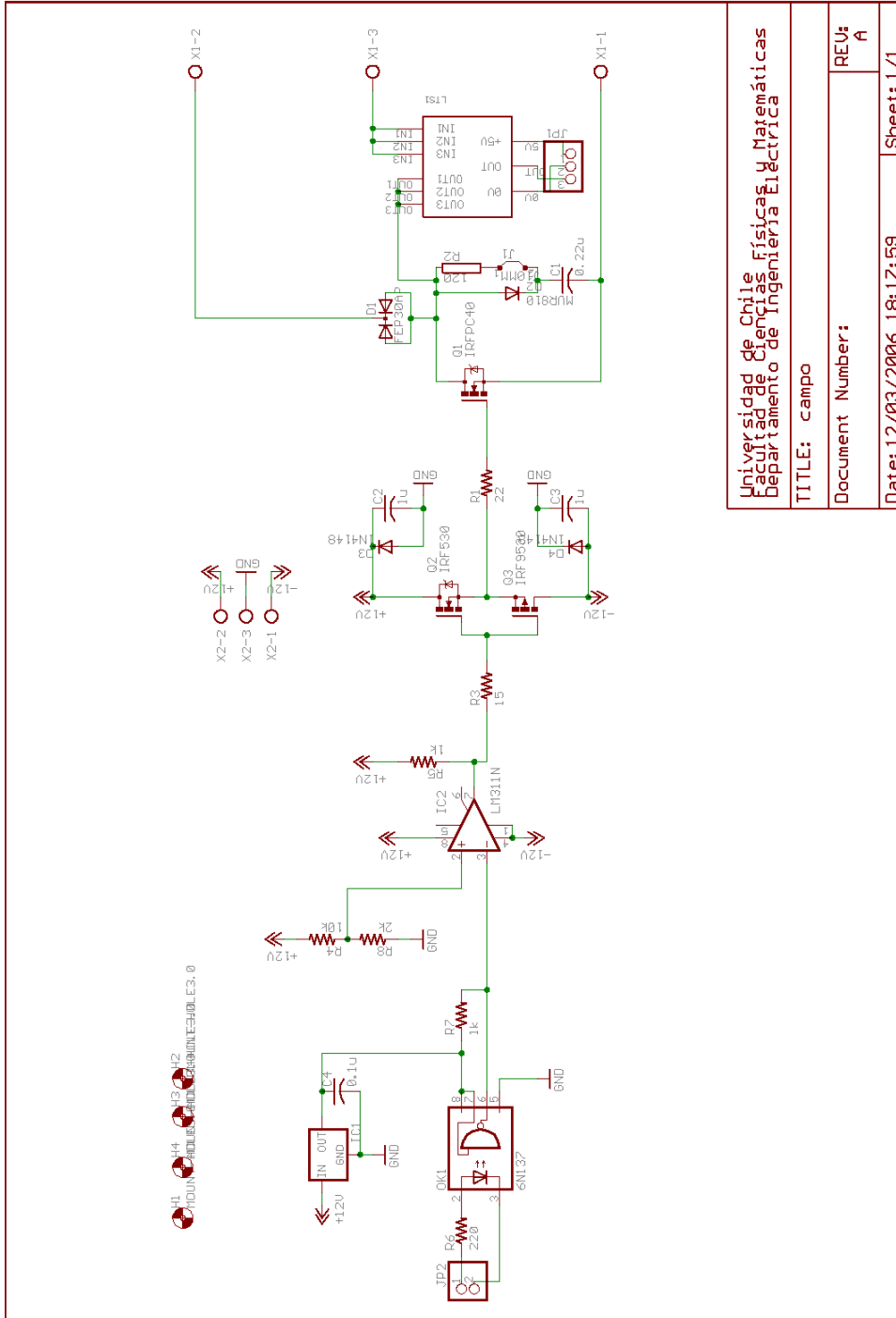
B.1. Controlador y medidor RMS





B.2. Control de corriente de campo





Universidad de Chile
 Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas
 Departamento de Ingeniería Eléctrica

TITLE: campo

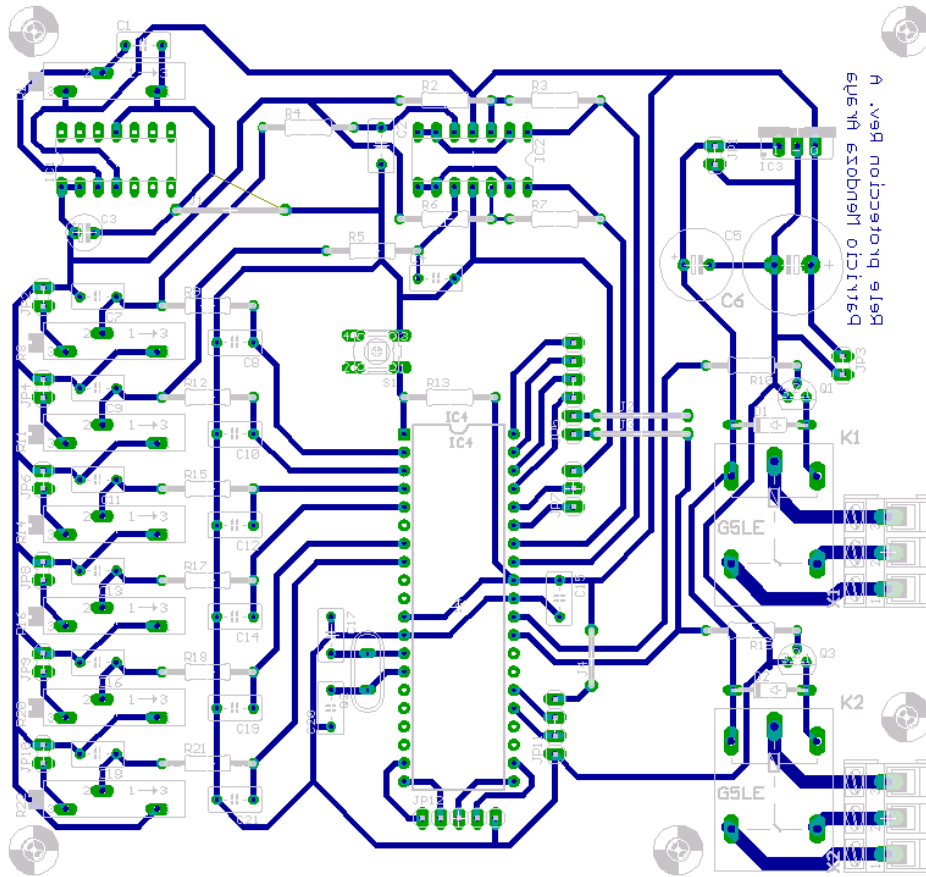
Document Number:

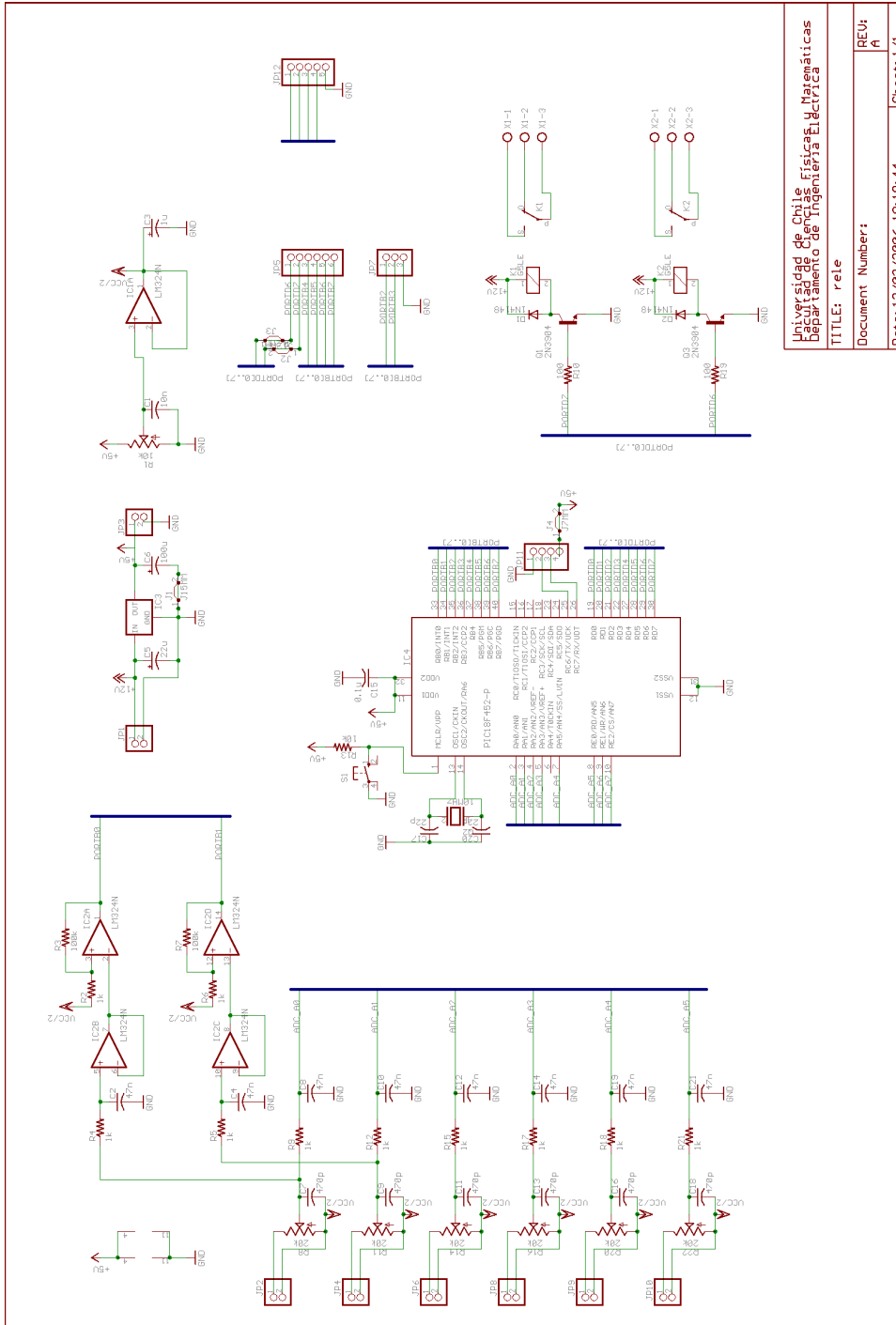
Date: 12/03/2006 18:17:59

REV: A

Sheet: 1/1

B.3. Relé de protección





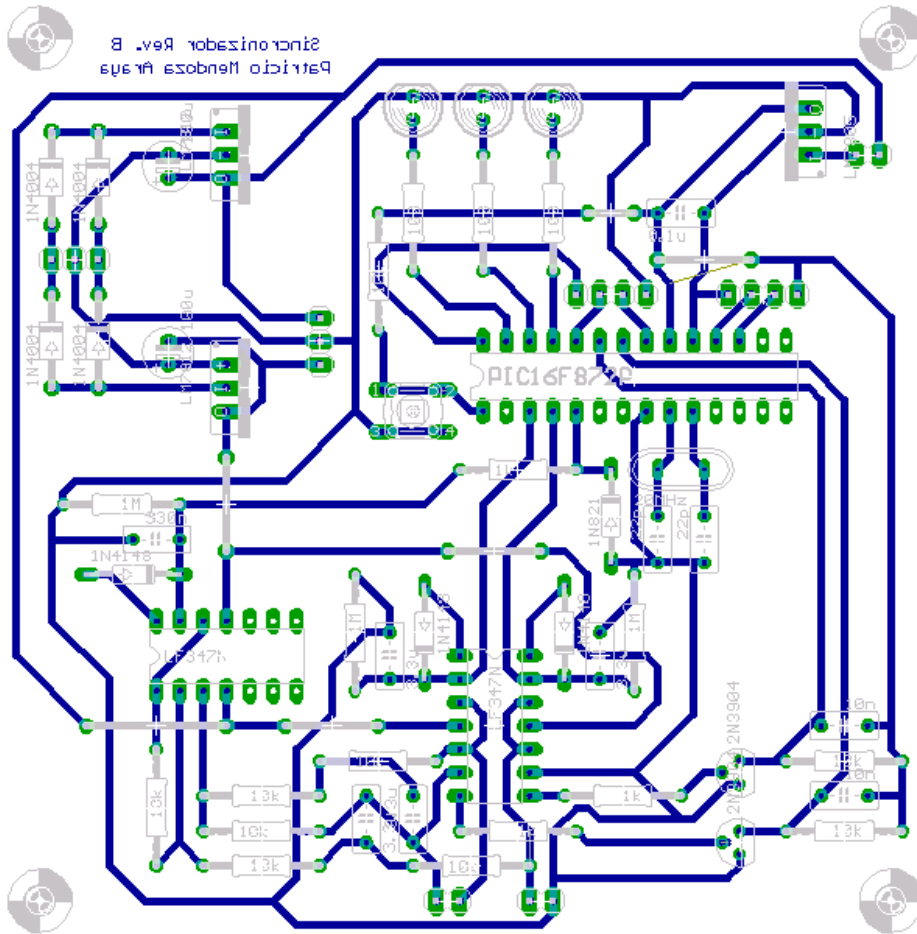
Universidad de Chile
Departamento de Ingeniería Eléctrica

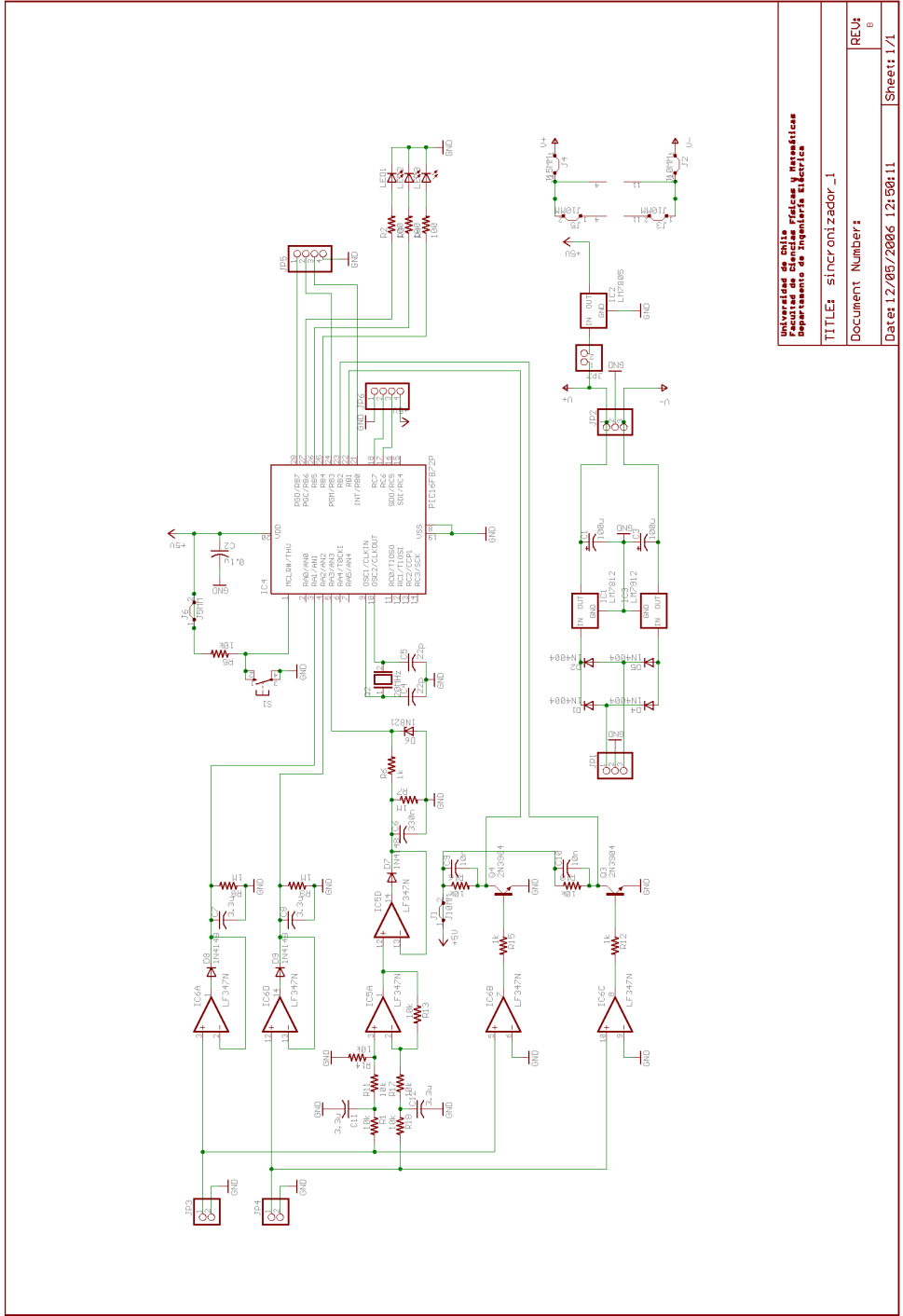
TITLE: rele

Document Number: REU: A

Date: 12/03/2006 18:19:44 Sheet: 1/1

B.4. Sincronizador





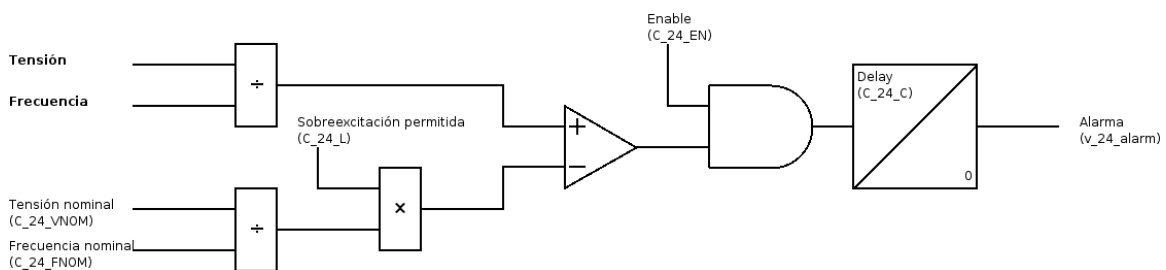
Universidad de Chile Facultad de Ciencias Exactas y Naturales Departamento de Ingeniería Eléctrica	
TITLE:	sincronizador_1
Document Number:	REF: B
Date:	12/05/2006 12:50:11
Sheet:	1/1

Anexo C

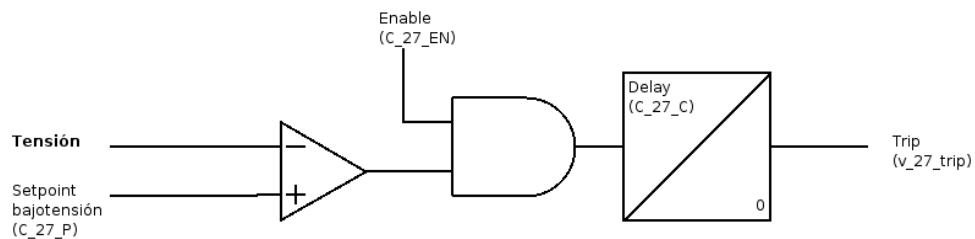
Diagramas lógicos de protecciones

Estos diagramas corresponden a la lógica de cada una de las protecciones implementadas.

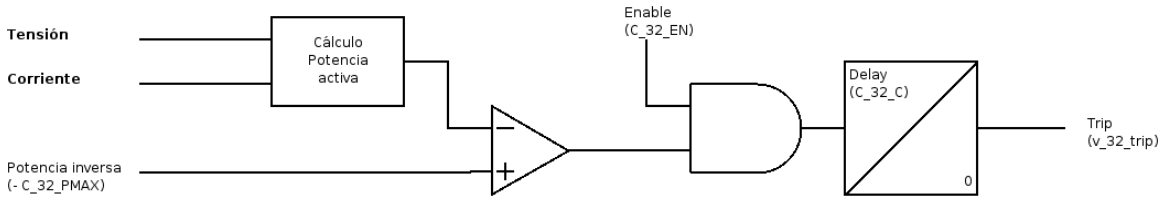
C.1. Protección de sobreexcitación (24)



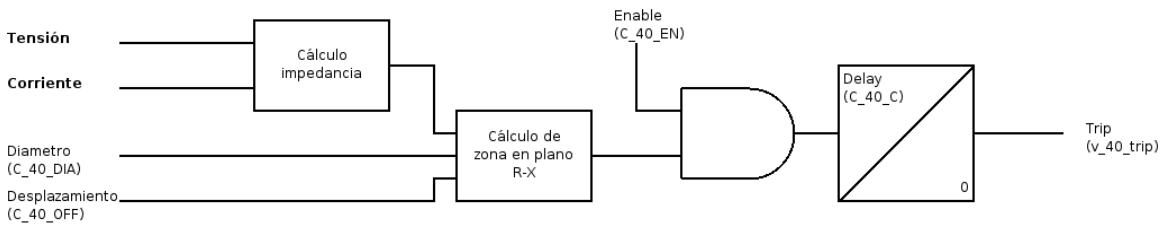
C.2. Protección de baja tensión (27)



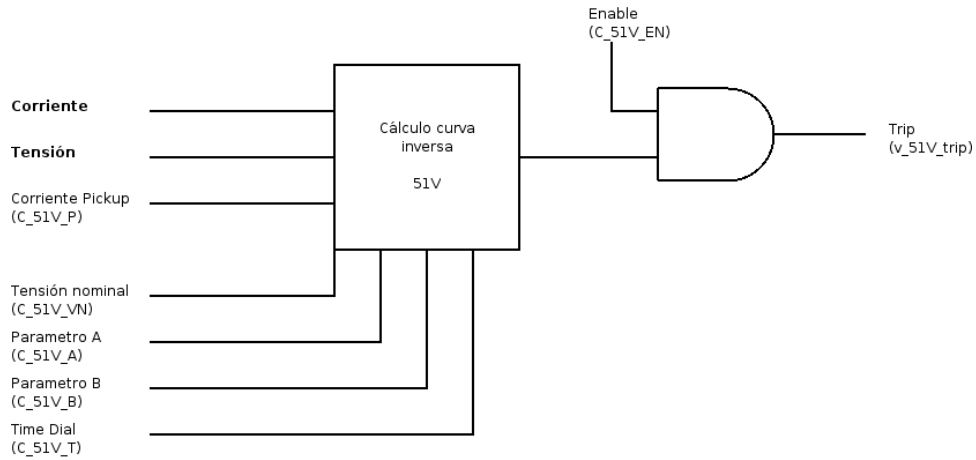
C.3. Protección de potencia inversa (32)



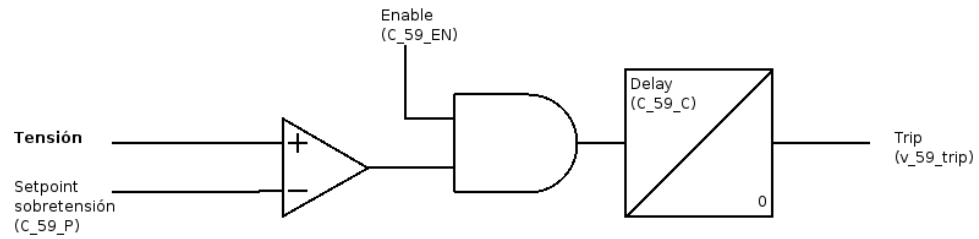
C.4. Protección de pérdida de campo (40)



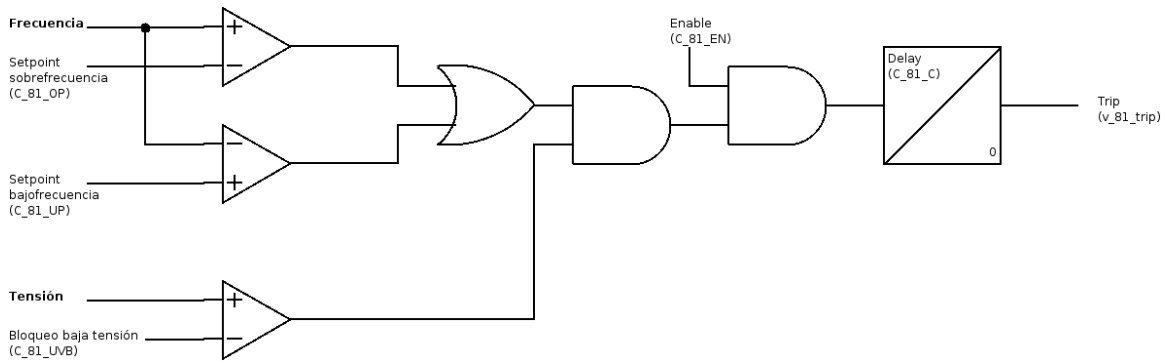
C.5. Protección de sobrecorriente con retención de tensión (51V)



C.6. Protección de sobre tensión (59)



C.7. Protección de frecuencia (81)



Anexo D

Código de programación

Aquí se incluyen todos los códigos de cada uno de los microcontroladores que se programaron para los diferentes dispositivos.

D.1. Controlador

```
----- controlador.h -----
```

```
#include <18F252.h>
/**OPT 11 /* nivel de optimizacion */
#device adc=8

#FUSES NOWDT           //No Watch Dog Timer
/**FUSES HS           //High speed Osc (> 4mhz)
#FUSES H4
#FUSES NOOCSSEN
#FUSES NOPUT          //No Power Up Timer
#FUSES NOPROTECT     //Code not protected from reading
#FUSES NODEBUG        //No Debug mode for ICD
#FUSES NOBROWNOUT    //No brownout reset
#FUSES NOLVP         //No low voltage prgming, B3(PIC16) or
                    //B5(PIC18) used for I/O
#FUSES NOCPD         //No EE protection
#FUSES NOWRT         //Program memory not write protected
#FUSES NOSTVREN

#define I2C_SCL      PIN_C3
#define I2C_SDA      PIN_C4

#use delay(clock=4000000)
#use rs232(baud=115200,parity=N,xmit=PIN_C6,rcv=PIN_C7,bits=8)
#use i2c(Slave,Fast,sda=I2C_SDA,scl=I2C_SCL,address=0xa0,FORCE_HW)

/* total de canales leidos por I2C */
#define NCHANNELS    6

/* comandos I2C */
#define CMD_ADC      0x30
#define CMD_FREQ     0x40
#define CMD_PHASE    0x50

/* estados del sistema */
#define STATE_OFF    0x00
#define STATE_NOTCON 0x01
#define STATE_CONN   0x03

/* canales ADC */
#define CH_LEM       0

/* setpoints */
#define SP_TENSION   220.0
#define SP_FREQ      50.0
#define SP_P         1000.0
#define SP_Q         0.0
```

```
/* limites */
#define IMAX         10
#define MIN_PWM      0
#define MAX_PWM      255
#define MAX_VDIFF    5.0
#define MAX_FDIFF    0.3
#define MAX_PQDIFF   50.0
#define PWM_SLOPE    1

#define pwm_campo    set_pwm1_duty
#define pwm_motor    set_pwm2_duty
#define motor_up     output_high(PIN_CO)
#define motor_down   output_low(PIN_CO)

#define PI           3.141592
```

```
----- controlador.c -----
```

```
#include "monitor.h"
#include <stdlib.h>
#include <math.h>

/* variables del microcontrolador de medicion */
float mediciones[6];
float frecuencia;
signed long fase;

/* variables para comunicacion i2c */
char buf[10];
int i2c_cmd, i2c_adc_channel;
int i2c_len, i2c_count;

/* variables de control */
int dutycycle_campo;

/* tiempo para pasos del lazo de control */
int timer;

/* variables temporales */
int tmp_estado;
float setpoint_p, setpoint_q;
float setpoint_v;
static int count = 0;
int invertir_pwm = 0;
int frena_pwm = 1;
float ke = 15.0;
int movimiento_max = 50;
int movimiento_min = 20;

/*
 * funciones
 */

void answer_msg();
int islanding_mode();
int connected_mode();
int turn_off();
int takeprom();

inline float get_float();
inline long get_long();
```

```

inline int get_int();

void suma_con_limsup(int *p, int delta, int limsup);
void resta_con_liminf(int *p, int delta, int liminf);

void acelera(long t);
void frena(long t);

inline float get_float(){
  char *p;
  float f;

  p = &f;
  *p = buf[0];
  *(p+1) = buf[1];
  *(p+2) = buf[2];
  *(p+3) = buf[3];

  return f;
}

inline long get_long(){
  char *p;
  long l;

  p = &l;
  *p = buf[0];
  *(p+1) = buf[1];

  return l;
}

inline int get_int(){
  int i;

  i = buf[0];

  return i;
}

void put_float(float f);
void put_long(long l);
void put_int(int i);

void put_float(float f){
  char c1,c2,c3,c4;
  char *p;

  p = &f;

  c1 = *p;
  c2 = *(p+1);
  c3 = *(p+2);
  c4 = *(p+3);

  if(i2c_write(c1));// return;
  if(i2c_write(c2));// return;
  if(i2c_write(c3));// return;
  i2c_write(c4);
}

void put_long(long l){
  char c1,c2;
  char *p;

  p = &l;

  c1 = *p;
  c2 = *(p+1);

  if(i2c_write(c1)) return;
  i2c_write(c2);
}

void put_int(int i){
  i2c_write(i);
}

int takeprom(){
  int i;
  float r=0.0;
  for(i=0;i<10;i++){
    r += read_adc();
    delay_us(10);
  }
}

}
return (int)(r/10.0);
}

/*
 * interrupciones
 */

#int_RTCC
void RTCC_isr()
{
  timer++;
}

#int_SSP
void SSP_isr()
{
  char data, i2c_state;

  output_high(PIN_B7);
  output_low(PIN_B7);

  i2c_state = i2c_isr_state();

  if(i2c_state < 0x80 && i2c_state > 0) //Master is sending data
  {
    data = i2c_read();

    if(i2c_state == 1){ /* comando */
      i2c_count = 0;

      if( (data & 0xF0) == CMD_ADC ){
        int i;
        i = (data & ~CMD_ADC);
        i2c_cmd = CMD_ADC;
        i2c_adc_channel = i;
        i2c_len = 4;
      }
      else if (data == CMD_FREQ){
        i2c_cmd = CMD_FREQ;
        i2c_len = 4;
      }
      else if (data == CMD_PHASE){
        i2c_cmd = CMD_PHASE;
        i2c_len = 2;
      }
    }

    else{ /* datos */
      buf[i2c_count] = data;
      ++i2c_count;
      if(i2c_count == i2c_len) switch(i2c_cmd){
        case CMD_ADC:
          mediciones[i2c_adc_channel] = get_float();
          break;
        case CMD_FREQ:
          frecuencia = get_float();
          break;
        case CMD_PHASE:
          fase = (signed long) get_long();
          fase = fase > 180 ? (fase-360) : fase;
          break;
      }
    }
  }

  if(i2c_state >= 0x80) //Master is requesting data
  {
    i2c_write(0xFF);
  }
}

/*
 * main
 */

void main(){
  int i;

  setup_adc_ports(ALL_ANALOG);
  setup_adc(ADC_CLOCK_INTERNAL);

  output_float(I2C_SCL);
  output_float(I2C_SDA);
}

```

```

/* timer para lazo de control */
setup_timer_0(RTCC_INTERNAL|RTCC_DIV_16); /* overflow a 104ms */

/* PWM */
setup_timer_2(T2_DIV_BY_16,63,1); /* 9.766kHz duty=0..255 */
setup_ccp1(CCP_PWM);
setup_ccp2(CCP_PWM);

for(i=0;i<NCHANNELS;i++)
  mediciones[i] = 0.0;
frecuencia = 0.0;
fase = 0.0;
for(i=0;i<10;i++)
  buf[i] = 0;
i2c_cmd = i2c_adc_channel = 0;
i2c_len = i2c_count = 0;
dutycycle_campo = 0;
timer = 0;

pwm_campo(0);
pwm_motor(0);

delay_ms(100);

enable_interrupts(INT_SSP);
enable_interrupts(INT_RTCC);
enable_interrupts(GLOBAL);

tmp_estado = STATE_OFF;
setpoint_p = SP_P;
setpoint_q = SP_Q;
setpoint_v = SP_TENSION;

for(;;){
  int state;

  answer_msg();

  /** lazo de control **/

  /* vemos en que modo estamos
   * (isla, conectado a la red, sin funcionamiento)
   */

  // state = read_state();
  state = tmp_estado;

  switch(state){
  case STATE_NOTCON:
    /* modo isla */
    islanding_mode();
    break;

  case STATE_CONN:
    /* conectado a la red */
    connected_mode();
    break;

  case STATE_OFF:
  default:
    /* desconectamos la maquina */
    turn_off();
    break;

  }

  /* espera de cumplimiento de tiempo de muestreo */
  while(timer<1);
  timer = 0;
}

int connected_mode(){
  /* modo conectado a la red
   *
   * en este modo se maneja la máquina para alcanzar un punto
   * (P,Q) dado
   */

  float p1, p2, p3, q1, q2, q3, pp, qq;
  float phi, cosphi, senphi;

  phi = (float)(fase)*PI/180.0;

  cosphi = cos(phi);
  senphi = sin(phi);
  p1 = mediciones[0]*(mediciones[1]*cosphi);
  q1 = mediciones[0]*(mediciones[1]*senphi);
  p2 = mediciones[2]*(mediciones[3]*cosphi);
  q2 = mediciones[2]*(mediciones[3]*senphi);
  p3 = mediciones[4]*(mediciones[5]*cosphi);
  q3 = mediciones[4]*(mediciones[5]*senphi);

  // pp = (p1+p2+p3)/3.0;
  // qq = (q1+q2+q3)/3.0;
  pp = p1;
  qq = q1;

  /* revisar desbalance de potencias */

  /* revisar que estamos dentro de los limites */

  /* proteccion basica: ver que la frecuencia sea 50 Hz */
  if(abs(frecuencia-SP_FREQ) > MAX_FDIF){
    /* cambiamos de estado */
    tmp_estado = STATE_NOTCON;
    printf("detectado cambio de frecuencia... modo aislado\n\r");
  }

  /* guiar hacia setpoint */
  if(abs(pp-setpoint_p) > MAX_PQDIFF){
    if( pp >= setpoint_p ){
      frena(32);
    }
    else{
      acelera(32);
    }
  }

  if(abs(qq-setpoint_q) > MAX_PQDIFF){
    if( qq >= setpoint_q ){
      resta_con_liminf(&dutycycle_campo,PWM_SLOPE,MIN_PWM);
    }
    else{
      suma_con_limsup(&dutycycle_campo,PWM_SLOPE,MAX_PWM);
    }
    pwm_campo(dutycycle_campo);
  }

  count++;
  if(count>=1) {
    printf("P=%f, Q=%f, phi=%f, fp=%f\n\r",pp,qq,phi,cosphi);
    count=0;
  }

  return 0;
}

int turn_off(){
  /* mientras exista tensión generada, frenamos la máquina
   * y bajamos la corriente de campo
   */
  if(frecuencia >= 10.0 ){
    frena(40);
    resta_con_liminf(&dutycycle_campo,PWM_SLOPE,MIN_PWM);
    pwm_campo(dutycycle_campo);
  }
  return 0;
}

int islanding_mode(){
  float tension_prom, corriente_campo;
  float setpoint_tension;
  float corriente_maxima;

  /* modo isla
   *
   * en este modo regulamos tension y frecuencia, dentro de los
   * limites permitidos por la maquina
   */

  /* las mediciones de V y f ya estan disponibles en memoria
   * tomamos un promedio de las 3 tensiones
   */
  tension_prom = mediciones[0]; // + mediciones[2] + mediciones[4];

  /* medir corriente de campo (LEM) */

```

```

set_adc_channel(CH_LEM);
corriente_campo = (126.0 - (float)(takeprom())) * 0.46875;

/* compensacion de carga: no se usa en regulacion de tension
 * pues regula en bornes
 */

/* limitacion V/Hz */
if(frecuencia <= 5.0){ // para la partida
    setpoint_tension = setpoint_v*0.2;
    corriente_maxima = IMAX/4;
}
else if(frecuencia*1.1 < SP_FREQ){
    setpoint_tension = setpoint_v * (frecuencia/SP_FREQ);
    corriente_maxima = IMAX;
}
else{
    setpoint_tension = setpoint_v;
    corriente_maxima = IMAX;
}

/*
 * control de tension: actuar en campo
 */
if(abs(tension_prom-setpoint_tension) > MAX_VDIFF){
    /* si hay suficiente diferencia de tensión */

    if(tension_prom >= setpoint_tension){ /* bajamos Icampo */
        resta_con_liminf(&dutycycle_campo,PWM_SLOPE,MIN_PWM);
    }
    else { /* subimos Icampo */
        suma_con_limsup(&dutycycle_campo,PWM_SLOPE,MAX_PWM);
    }
}

/* revisamos no pasar Imax */
if(corriente_campo > corriente_maxima){
    resta_con_liminf(&dutycycle_campo,3*PWM_SLOPE,MIN_PWM);
}

pwm_campo(dutycycle_campo);

/*
 * control de frecuencia: actuar en servo
 */
if(abs(frecuencia-SP_FREQ) > MAX_FDIF){
    float error;
    if(frecuencia <= SP_FREQ){
        /* baja frecuencia, abrimos valvula */
        error = (SP_FREQ - frecuencia) * ke;
        acelera((long)(error));
    }
    else {
        /* alta frecuencia, cerramos valvula */
        error = (frecuencia - SP_FREQ) * ke;
        frena((long)(error));
    }
}

count++;
if(count>=1) {
    printf("V=%f, A=%f, f=%f, Ic=%f\n\r",
        mediciones[0],mediciones[1],frecuencia,
        corriente_campo);
    count=0;
}

return 0;
}

void acelera(long t){
    if(t>movimiento_max) t = movimiento_max;
    if(t<movimiento_min) t = movimiento_min;
    motor_up;
    pwm_motor( (invertir_pwm ? 255-t : t) );
    delay_ms(30);
    if(frena_pwm) pwm_motor( (invertir_pwm ? 255 : 0) );
}

void frena(long t){
    if(t>movimiento_max) t = movimiento_max;
    if(t<movimiento_min) t = movimiento_min;
    motor_down;
    pwm_motor( (invertir_pwm ? 255-t : t) );
    delay_ms(30);
    if(frena_pwm) pwm_motor( (invertir_pwm ? 255 : 0) );
}

void suma_con_limsup(int *p, int delta, int limsup){
    if(*p > limsup - delta)
        *p = limsup;
    else
        *p += delta;
}

void resta_con_liminf(int *p, int delta, int liminf){
    if(*p < delta + liminf)
        *p = liminf;
    else
        *p -= delta;
}

void modo_manual(){
    for(;;){
        char c;
        c = getc();

        /* info */
        if(c >= '1' && c <= '6'){
            printf("%f\n\r",mediciones[c-'1']);
        }
        else if(c == 'f'){
            printf("%f\n\r",frecuencia);
        }
        else if(c == 'p'){
            printf("%Ld\n\r",fase);
        }
        else if(c == 'c'){
            printf("%u\n\r",dutycycle_campo);
        }
        else if(c == 'q'){
            printf("%f\n\r",
                (mediciones[0]*mediciones[1]*cos((float)(fase)*PI/180.0));
        }
        else if(c == 'w'){
            printf("%f\n\r",
                (mediciones[0]*mediciones[1]*sin((float)(fase)*PI/180.0));
        }
        /* cambio de estado */
        else if(c == '7'){
            printf("estado: apagado\n\r");
            tmp_estado = STATE_OFF;
            break;
        }
        else if(c == '8'){
            printf("estado: modo aislado\n\r");
            tmp_estado = STATE_NOTCON;
            break;
        }
        else if(c == '9'){
            printf("estado: modo conectado\n\r");
            tmp_estado = STATE_CONN;
        }
        /* setpoints */
        else if(c == ','){
            setpoint_p += 100.0;
            printf("Setpoint P=%f\n\r",setpoint_p);
        }
        else if(c == '){
            setpoint_p -= 100.0;
            printf("Setpoint P=%f\n\r",setpoint_p);
        }
        else if(c == 'Q'){
            setpoint_q += 100.0;
            printf("Setpoint Q=%f\n\r",setpoint_q);
        }
        else if(c == 'Q){
            setpoint_q -= 100.0;
            printf("Setpoint Q=%f\n\r",setpoint_q);
        }
        else if(c == 'V'){
            setpoint_v += 1.0;
            printf("Setpoint V=%f\n\r",setpoint_v);
        }
    }
}

```

```

else if(c == 'k'){
    setpoint_v -= 1.0;
    printf("Setpoint V=%f\n\r",setpoint_v);
}
else if(c == 's'){
    suma_con_liminf(&dutycycle_campo,PWM_SLOPE,MAX_PWM);
    pwm_campo(dutycycle_campo);
}
else if(c == 'a'){
    resta_con_liminf(&dutycycle_campo,PWM_SLOPE,MIN_PWM);
    pwm_campo(dutycycle_campo);
}
else if(c == 'z'){
    frena(movimiento_max);
}
else if(c == 'x'){
    acelera(movimiento_max);
}
else if(c == 'e'){
    ke -= 1.0;
    printf("ke=%f\n\r",ke);
}
else if(c == 'r'){
    ke += 1.0;
    printf("ke=%f\n\r",ke);
}
else if(c == 'u'){
    movimiento_max -= 10;
    printf("movimiento_max=%u\n\r",movimiento_max);
}
else if(c == 'i'){
    movimiento_max += 10;
    printf("movimiento_max=%u\n\r",movimiento_max);
}
else if(c == 't'){
    movimiento_min -= 10;
    printf("movimiento_min=%u\n\r",movimiento_min);
}
else if(c == 'y'){
    movimiento_min += 10;
    printf("movimiento_min=%u\n\r",movimiento_min);
}
else if(c == '-'){
    invertir_pwm = (invertir_pwm == 1) ? 0 : 1;
    printf("invertir pwm = %c\n\r", (invertir_pwm==1) ? 's' : 'n');
}
else if(c == 'm'){
    frena_pwm = (frena_pwm == 1) ? 0 : 1;
    printf("frena_pwm = %c\n\r", (invertir_pwm==1) ? 's' : 'n');
}
}
}

void answer_msg(){
    char c;

    if(!kbhit()) return;

    c = getch();

    /* info */
    if(c >= '1' && c <= '6'){
        printf("%f\n\r",mediciones[c-'1']);
    }
    else if(c == 'f'){
        printf("%f\n\r",frecuencia);
    }
    else if(c == 'p'){
        printf("%Ld\n\r",fase);
    }
    else if(c == 'c'){
        printf("%u\n\r",dutycycle_campo);
    }
    else if(c == 'q'){
        printf("%f\n\r",
            (mediciones[0]*mediciones[1]*cos((float)(fase)*PI/180.0));
    }
    else if(c == 'w'){
        printf("%f\n\r",
            (mediciones[0]*mediciones[1]*sin((float)(fase)*PI/180.0));
    }
    /* cambio de estado */
    else if(c == '7'){
        printf("estado: apagado\n\r");
        tmp_estado = STATE_OFF;
    }
    else if(c == '8'){
        printf("estado: modo aislado\n\r");
        tmp_estado = STATE_NOTCON;
    }
    else if(c == '9'){
        printf("estado: modo conectado\n\r");
        tmp_estado = STATE_CONN;
    }
    else if(c == '0'){
        printf("estado: modo manual\n\r");
        modo_manual();
    }

    /* setpoints */
    else if(c == '.') {
        setpoint_p += 100.0;
        printf("Setpoint P=%f\n\r",setpoint_p);
    }
    else if(c == ',') {
        setpoint_p -= 100.0;
        printf("Setpoint P=%f\n\r",setpoint_p);
    }
    else if(c == '=') {
        setpoint_q += 100.0;
        printf("Setpoint Q=%f\n\r",setpoint_q);
    }
    else if(c == '<') {
        setpoint_q -= 100.0;
        printf("Setpoint Q=%f\n\r",setpoint_q);
    }
    else if(c == '1') {
        setpoint_v += 1.0;
        printf("Setpoint V=%f\n\r",setpoint_v);
    }
    else if(c == 'k') {
        setpoint_v -= 1.0;
        printf("Setpoint V=%f\n\r",setpoint_v);
    }
    else if(c == 'e') {
        ke -= 1.0;
        printf("ke=%f\n\r",ke);
    }
    else if(c == 'r') {
        ke += 1.0;
        printf("ke=%f\n\r",ke);
    }
    else if(c == 'u') {
        movimiento_max -= 10;
        printf("movimiento_max=%u\n\r",movimiento_max);
    }
    else if(c == 'i') {
        movimiento_max += 10;
        printf("movimiento_max=%u\n\r",movimiento_max);
    }
    else if(c == 't') {
        movimiento_min -= 10;
        printf("movimiento_min=%u\n\r",movimiento_min);
    }
    else if(c == 'y') {
        movimiento_min += 10;
        printf("movimiento_min=%u\n\r",movimiento_min);
    }
    else if(c == '-') {
        invertir_pwm = (invertir_pwm == 1) ? 0 : 1;
        printf("invertir pwm = %c\n\r", (invertir_pwm==1) ? 's' : 'n');
    }
}

----- rms.h -----

#include <18F452.h>
#OPT 11 /* nivel de optimizacion */
#device adc=8
#device HIGH_INTS=TRUE

#FUSES NOWDT //No Watch Dog Timer
//#FUSES HS //High speed Osc (> 4mhz)
#FUSES H4
#FUSES NOOCSSEN

```

```

#FUSES NOPUT           //No Power Up Timer
#FUSES NOPROTECT      //Code not protected from reading
#FUSES NODEBUG        //No Debug mode for ICD
#FUSES NOBROWNOUT     //No brownout reset
#FUSES NOLVP          //No low voltage prgming, B3(PIC16) or
                    //B5(PIC18) used for I/O
#FUSES NOCPD          //No EE protection
#FUSES NOWRT          //Program memory not write protected
#FUSES NOSTVREN

#define I2C_SCL    PIN_C3
#define I2C_SDA    PIN_C4

#use delay(clock=4000000)
#use rs232(baud=115200,parity=N,xmit=PIN_C6,rcv=PIN_C7,bits=8)
#use i2c(Master,Fast,sda=I2C_SDA,scl=I2C_SCL,FORCE_HW)

#define abs_diff(x,y)  ( (x)>(y) ? (x)-(y) : (y)-(x) )

/* canales del ADC */
#define CH_TENSION    1
#define CH_LEM        2

#define NCHANNELS     6

#define CMD_ADC       0x30
#define CMD_FREQ      0x40
#define CMD_PHASE     0x50

----- rms.c -----

#include "rms.h"
#include "math.h"

long index, muestras;
int32 accum[NCHANNELS];
int32 suma[NCHANNELS];
float tension[NCHANNELS];
long fase;
int c;
long tiempo;
long periodo, periodo_old;
long periodo_c;

int i2c_adc_ch;
int i2c_cmd;
int i2c_state;
int i2c_activity;

int dt;
int serial_data;

int new_values;

float get_float();
long get_long();
int get_int();

float get_float(){
    char c1,c2,c3,c4;
    char *p;
    float f;

    c1 = i2c_read(1);
    c2 = i2c_read(1);
    c3 = i2c_read(1);
    c4 = i2c_read(0);

    p = &f;
    *p = c1;
    *(p+1) = c2;
    *(p+2) = c3;
    *(p+3) = c4;

    return f;
}

long get_long(){
    char c1,c2;
    char *p;
    long l;

    c1 = i2c_read(1);
    c2 = i2c_read(0);

    p = &l;
    *p = c1;
    *(p+1) = c2;

    return l;
}

void put_float(float f);
void put_long(long l);
void put_int(int i);

void put_float(float f){
    char c1,c2,c3,c4;
    char *p;

    p = &f;
    c1 = *p;
    c2 = *(p+1);
    c3 = *(p+2);
    c4 = *(p+3);

    if(i2c_write(c1) return;
    if(i2c_write(c2) return;
    if(i2c_write(c3) return;
    i2c_write(c4);
}

void put_long(long l){
    char c1,c2;
    char *p;

    p = &l;
    c1 = *p;
    c2 = *(p+1);

    if(i2c_write(c1) return;
    i2c_write(c2);
}

void put_int(int i){
    i2c_write(i);
}

#int_EXT
void EXT_isr() {
    int i;

    if(tiempo>periodo_old && (tiempo-periodo_old)>500){
        periodo=tiempo-periodo_old;
    }
    periodo_old=tiempo;

    if(c<4) {
        c++;
        return;
    }

    for(i=0;i<NCHANNELS;i++){
        suma[i] = accum[i];
        accum[i] = 0;
    }
    muestras = index;
    index=0;

    c=0;
}

#int_EXT1
void EXT1_isr() {
    if(tiempo>periodo_old){

```



```

    periodo_c=tiempo-periodo_old;
}
}

#int_TIMER2 //HIGH
void TIMER2_isr()
{
    tiempo++;
    dt++;
}

/*
#int_SSP HIGH
void SSP_isr()
{
    char data, state;

    i2c_state = i2c_isr_state();

    if(i2c_state < 0x80 && i2c_state > 0) //Master is sending data
    {
        data = i2c_read();
        if( (data & CMD_ADC) == CMD_ADC ){
            i2c_cmd = CMD_ADC;
            i2c_adc_ch = (data & ~CMD_ADC);
        }
        else
            i2c_cmd = data;
    }
    if(i2c_state >= 0x80) //Master is requesting data
    {
        switch(i2c_cmd){
            case CMD_ADC:
                put_float(tension[i2c_adc_ch]);
                break;
            case CMD_FREQ:
                put_float(50000.0/periodo);
                break;
            case CMD_PHASE:
                put_long(fase);
                break;
            default:
                put_int(0xFF);
                break;
        }
    }
}
*/

#int_RDA
void RDA_isr(){
    serial_data=getc();
}

void main(){
    int32 sumaold;
    long t;
    float p;
    int i;

    /* puertos A/D */
    setup_adc_ports(ALL_ANALOG);
    // setup_adc(ADC_CLOCK_INTERNAL);
    setup_adc(ADC_CLOCK_DIV_32);
    // setup_spi(FALSE);
    // setup_wdt(WDT_OFF);

    /* timer para calcular periodo*/
    setup_timer_0(RTCC_INTERNAL|RTCC_DIV_1); /* overflow cada 51us */
    // setup_timer_0(RTCC_INTERNAL|RTCC_DIV_2); /* overflow cada 102us */
    setup_timer_1(T1_DISABLED);

    /*** a 40 Mhz ***/
    setup_timer_2(T2_DIV_BY_1,199,1); /* overflow cada 20us */

    /* PWM off */
    setup_ccp1(CCP_OFF);
    setup_ccp2(CCP_OFF);
    // setup_comparator(NC_NC_NC_NC);
    // setup_vref(FALSE);
    setup_psp(PSP_DISABLED);

    output_float(I2C_SCL);

    periodo_c=tiempo-periodo_old;
}

index = 0;
c = 0;

periodo = periodo_old = 65535;
dt = 0;

serial_data=0;

ext_int_edge(0, H_TO_L );
ext_int_edge(1, H_TO_L );

delay_ms(200);

enable_interrupts(INT_TIMER2);
enable_interrupts(INT_EXT);
enable_interrupts(INT_EXT1);
enable_interrupts(INT_RDA);
enable_interrupts(GLOBAL);

for(i=0;i<NCHANNELS;i++){
    suma[i]=0;
    accum[i]=0;
}

sumaold = suma[0];
new_values = 0;

for(;;){

    if(dt>=50) { /* cada 1ms */
        int valor, j;

        dt = 0;

        output_high(PIN_CO);

        for(i=0;i<NCHANNELS;i++){

            set_adc_channel(i);
            delay_us(6);
            valor = read_adc();

            if(valor <= 127)
                accum[i] += _mul(127-valor,127-valor);
            else
                accum[i] += _mul(valor-127,valor-127);
        }

        index++;

        output_low(PIN_CO);
    }

    if(sumaold != suma[0]){
        sumaold = suma[0];
        disable_interrupts(INT_EXT);
        for(i=0;i<NCHANNELS;i++){
            p = sqrt((suma[i]<<3)*0.95918 / muestras);
            tension[i] = (i%2==0) ? p : (p*0.1);
        }
        fase = (long)( periodo_c * 360.0 / 1000.0 );
        enable_interrupts(INT_EXT);
        new_values = 1;
    }

    if(serial_data>0){
        int ch;
        ch = serial_data;
        serial_data=0;
        if( ch >= '1' && ch <= '6' )
            printf("%3.2f [%c]\n\r",tension[ch-'1'],
                ( ((ch-'i')%2==0) ? 'V' : 'A' ));
        else{
            switch(ch){
                case 'f':
                    printf("%3.2f [Hz]\n\r", (50000.0/periodo));
                    break;
                case 'm':
                    printf("%Lu\n\r",muestras);
                    break;
                case 'p':

```

```

        printf("%c%Lu\n\r", (fase>180?'-' : '+'),
            (fase>180?360-fase:fase));
        break;
    }
    default:
}
}

/* enviar por I2C */
if(new_values){
    int k;
    new_values = 0;

    /** tensiones y corrientes **/
    for(k=0;k<NCHANNELS;k++){

        i2c_start();
        if(i2c_write(0xa0)){
            /* error en write */
            i2c_stop();
            continue;
        }

        if(i2c_write(CMD_ADC+k)){
            /* error en cmd */
            i2c_stop();
            continue;
        }
        put_float(tension[k]);

        i2c_stop();
    }

    /** frecuencia **/
    i2c_start();
    if(i2c_write(0xa0)){
        /* error en write */
        i2c_stop();
        continue;
    }

    if(i2c_write(CMD_FREQ)){
        /* error en cmd */
        i2c_stop();
        continue;
    }
    put_float(50000.0/periodo);

    i2c_stop();

    /** desfase 1 **/
    i2c_start();
    if(i2c_write(0xa0)){
        /* error en write */
        i2c_stop();
        continue;
    }

    if(i2c_write(CMD_PHASE)){
        /* error en cmd */
        i2c_stop();
        continue;
    }
    put_long(fase);

    i2c_stop();

}
} /* for(;;) */
}

#FUSES NOWDT //No Watch Dog Timer
#FUSES WDT128 //Watch Dog Timer uses 1:128 Postscale
#FUSES HS //High speed Osc (> 4mhz)
#FUSES NOPROTECT //Code not protected from reading
#FUSES OSCSEM //Oscillator switching is enabled
#FUSES NOBROWNOUT //No brownout reset
#FUSES NOPUT //No Power Up Timer
#FUSES NOSTVREN //Stack full/underflow will not cause //reset

#FUSES NOLVP

#use delay(clock=2000000)
#use rs232(baud=9600,parity=N,xmit=PIN_C6,rcv=PIN_C7,bits=8)

#define abs_diff(x,y) ((x)>(y) ? (x)-(y) : (y)-(x))

/* pines */
#define CONTACTOR PIN_B7
#define LED_NOSYNC PIN_B6
#define LED_TRY PIN_B5
#define LED_SYNC PIN_B4

/* canales del ADC */
#define CH_DESFASE 3
#define CH_1 1
#define CH_2 2

----- sincronizador.c -----

#include "sincronizador.h"

#define MIN_DESFASE 50
#define TOLERANCIA 50
#define MIN_TENSION 5 /* 8.8 Vmax de diferencia (6.2 VRMS) */
#define MIN_PERIODO 4 /* diferencia de 1Hz ==> 4 pasos de 100[us] (solo el torno a 50Hz) */

/* variables globales */
long tiempo;
long periodo1, periodo2;
long periodo1old, periodo2old;
/* periodo = 200 ==> 50Hz */

/* funcion de interrupcion, que se ejecuta cada 10us */
#int_TIMER2
TIMER2_isr()
{
    tiempo++;
}

/* funcion que se ejecuta en el flanco de subida del canal 0 */
/*
#int_EXT
EXT_isr()
{
}
*/

/* funcion que se ejecuta en el flanco de subida del canal 1 */
#int_EXT1
EXT1_isr()
{
    if(tiempo>periodo1old){
        periodo1=tiempo-periodo1old;
    }
    periodo1old=tiempo;
}

/* funcion que se ejecuta en el flanco de subida del canal 2 */
#int_EXT2
EXT2_isr()
{
    if(tiempo>periodo2old){
        periodo2=tiempo-periodo2old;
    }
    periodo2old=tiempo;
}

void main()
{

```

D.2. Sincronizador

```

----- sincronizador.h -----

#include <18F242.h>
#device adc=8

```

```

int error1;
int desfase, desfase_old;
int tension1, tension2;

setup_adc_ports(ALL_ANALOG);
setup_adc(ADC_CLOCK_INTERNAL);
setup_spi(FALSE);
setup_wdt(WDT_OFF);
setup_timer_0(RTCC_INTERNAL);
setup_timer_1(T1_DISABLED);
// setup_timer_2(T2_DIV_BY_1,49,1); /* overflow cada 10us */
setup_timer_2(T2_DIV_BY_1,49,10); /* overflow cada 100us */
setup_timer_3(T3_DISABLED|T3_DIV_BY_1);
setup_oscillator(False);

/* setea interrupciones por flanco de subida */
ext_int_edge(0, L_TO_H);
ext_int_edge(1, L_TO_H);
ext_int_edge(2, L_TO_H);
/*
/* inicializamos variables */
error1 = 0;
tiempo = 0;
periodo1 = periodo2 = 0;
periodo1old = periodo2old = 0;

/* seteamos puerto B en modo input para B0, B1 y B2
* los demas pines en modo output
*/

set_tris_b(0x07);
output_low(CONTACTOR);

/* activamos interrupciones */
enable_interrupts(INT_TIMER2);
// enable_interrupts(INT_EXT);
enable_interrupts(INT_EXT1);
enable_interrupts(INT_EXT2);
enable_interrupts(GLOBAL);

/* LEDES */
output_high(LED_SYNC); output_high(LED_TRY); output_high(LED_NOSYNC);
delay_ms(200);

output_low(LED_SYNC); output_low(LED_TRY); output_low(LED_NOSYNC);
delay_ms(200);

for(;;){

/* LEDES */

output_low(LED_SYNC); output_low(LED_TRY);
output_high(LED_NOSYNC);

while(1){
/* Vemos si estamos en condiciones de sincronizar.
* Suponemos que en uno de los canales esta la red
* por lo que en uno de los lados la frecuencia y tension
* seran relativamente constantes
*/

/* leemos tensiones del ADC */
set_adc_channel(CH_1);
tension1 = read_adc();

set_adc_channel(CH_2);
tension2 = read_adc();

/* trafos de 220:2.5 [V], por lo que 1 volt en
* alta son 11.36mV en baja y el ADC lee a pasos
* de 20mV, por lo tanto tenemos resolucion de
* 1.76V en alta
*/

/* si las tensiones en los TP son bajas, no actuamos,
* por seguridad ante desconexion de alguno de ellos
* (gracias Jaime!)
*/
if( ( tension1 <= MIN_TENSION ) || ( tension2 <= MIN_TENSION ) ){
output_high(LED_NOSYNC);

delay_ms(500);
continue;
}

/* exigimos menos de 10V de diferencia, y menos de 1 Hz */
if( ( abs_diff(tension1,tension2) <= MIN_TENSION )
&& ( abs_diff(periodo1,periodo2) <= MIN_PERIODO ) )
break;

/* si no se cumplen condiciones, esperamos un rato */
output_toggle(LED_NOSYNC);
delay_ms(500);
}

/* LEDES */
output_low(LED_NOSYNC); output_low(LED_SYNC);
output_high(LED_TRY);

/* en este punto estamos en condiciones de sincronizar
* el algoritmo sigue asi:
* Tenemos frecuencias muy cercanas, por lo que la diferencia
* de fase cambia muy poco. Con el ADC vamos monitoreando
* esa lenta variacion, y esperamos que esta pase por cero.
* y en ese momento mandamos la señal de cierre del rele
*/

set_adc_channel(CH_DESFASE);
desfase_old = read_adc();
delay_ms(500);
error1 = 0;

while(1){
//set_adc_channel(CH_DESFASE);
desfase = read_adc();

if( ( abs_diff(desfase_old,desfase) > TOLERANCIA )
|| ( abs_diff(periodo1,periodo2) > MIN_PERIODO ) ){
/* si estamos aqui, perdimos las condiciones
* de sincronizacion */
error1 = 1;
break;
}

if( desfase < MIN_DESFASE ){
/* podemos cerrar el contactor */
error1 = 0;
break;
}

desfase_old = desfase;
delay_ms(50);
output_toggle(LED_TRY);
}

if(error1 == 0){
/* LEDES */
output_low(LED_NOSYNC); output_low(LED_TRY);
output_high(LED_SYNC);

/* cerramos contactores */
output_high(CONTACTOR);

/* loop infinito */
disable_interrupts(GLOBAL);
disable_interrupts(INT_TIMER2);
// disable_interrupts(INT_EXT);
disable_interrupts(INT_EXT1);
disable_interrupts(INT_EXT2);

while(1);
}
} /* for */
}

```

D.3. Relé

```

#include <18F452.h>
#define OPT 11 /* nivel de optimizacion */
#define device adc=8
#define device HIGH_INTS=TRUE

#FUSES NOWDT           //No Watch Dog Timer
//#FUSES HS           //High speed Osc (> 4mhz)
#FUSES H4
#FUSES NOOCSSEN
#FUSES NOPUT          //No Power Up Timer
#FUSES NOPROTECT     //Code not protected from reading
#FUSES NODEBBUG      //No Debug mode for ICD
#FUSES NOBROWNOUT    //No brownout reset
#FUSES NOLVP         //No low voltage prgming, B3(PIC16)
//or B5(PIC18) used for I/O
#FUSES NOCPD         //No EE protection
#FUSES NOWRT         //Program memory not write protected
#FUSES NOSTVREN

#define I2C_SCL      PIN_C3
#define I2C_SDA      PIN_C4

#use delay(clock=4000000)
#use rs232(baud=115200,parity=N,xmit=PIN_C6,rcv=PIN_C7,bits=8)
#use i2c(Master,Fast,sda=I2C_SDA,scl=I2C_SCL,FORCE_HW)

#define abs_diff(x,y)  ((x)>(y) ? (x)-(y) : (y)-(x))

/* canales del ADC */
#define CH_TENSION  1
#define CH_LEM      2

#define NCHANNELS  6

#define CMD_ADC      0x30
#define CMD_FREQ     0x40
#define CMD_PHASE    0x50

#define PI           3.141592654

/* parametros y variables de protecciones */

/* 51V */
#define C_51V_EN  0           /* 51V enable */
#define C_51V_P  10.0        /* pickup */
#define C_51V_A  5.95        /* parametro A */
#define C_51V_B  0.18        /* parametro B */
#define C_51V_T  1.0         /* time dial */
#define C_51V_VN  230.0      /* Vnominal */

float v_51V_accum = 0.0;
int v_51V_trip = 0;

/* 81 */
#define C_81_EN  0           /* 81 enable */
#define C_81_OP  52.0        /* pickup sobrefrecuencia */
#define C_81_UP  48.0        /* pickup bajofrecuencia */
#define C_81_C  50           /* ciclos para trip */
#define C_81_UVB 50.0        /* bloqueo de baja tension */

long v_81_0_counter = 0;
long v_81_U_counter = 0;
int v_81_trip = 0;

/* 59 */
#define C_59_EN  0           /* 59 enable */
#define C_59_P  250.0        /* pickup sobrevoltaje */
#define C_59_C  30          /* ciclos para trip */

long v_59_counter = 0;
int v_59_trip = 0;

/* 27 */
#define C_27_EN  0           /* 27 enable */
#define C_27_P  180.0        /* pickup bajovoltaje */
#define C_27_C  30          /* ciclos para trip */

long v_27_counter = 0;
int v_27_trip = 0;

/* 40 */
#define C_40_EN  0           /* 40 enable */
#define C_40_OFF 0.1         /* offset, Xd'/2 */

#define C_40_DIA 0.3         /* diametro, 1[pu] */
#define C_40_C  50           /* ciclos para trip */

long v_40_counter = 0;
int v_40_trip = 0;

/* 24 */
#define C_24_EN  0           /* 24 enable */
#define C_24_VNOM 230.0     /* tension nominal */
#define C_24_FNOM 50.0     /* frecuencia nominal */
#define C_24_L  1.20        /* sobreexcitacion permitida en
                             pu de V/Hz */
#define C_24_C  50          /* ciclos para alarma */

long v_24_counter = 0;
int v_24_alarm = 0;

/* 32 */
#define C_32_EN  0           /* 32 enable */
#define C_32_PMAX 1000      /* potencia inversa 3fasica maxima */
#define C_32_C  150         /* ciclos para trip */

long v_32_counter = 0;
int v_32_trip = 0;

/* 25 */
#define C_25_EN  1           /* 25 enable */

int v_25_trip = 0;

/* estados del sistema (para el control del generador) */
#define STATE_OFF  0x00
#define STATE_NOTCON 0x01
#define STATE_CONN 0x03
/* estado extra sin generador */
#define STATE_NOGEN 0x02

int estado_del_sistema;
int estado_del_sistema_anterior;
int estado_deseado;
int estado_deseado_anterior;
int estado_control;

/* puerto de com. con el control */
#define input_control  input_b
#define output_control output_b
#define set_tris_control set_tris_b
#use fast_io(B)

/* pin de inhibicion desde control (para partidas de la maquina) */
#define PIN_INH_CONTROL PIN_B4
/* pin para señal de trip al control */
#define PIN_TRIP      PIN_B5

/* pines de sincronizador */
#define PIN_SYNC      PIN_B2
#define PIN_RESETSYNC PIN_B3

/* pines para contactores */
#define CONTACTOR_GEN PIN_D7
#define CONTACTOR_RED  PIN_D6

----- rele.c -----

#include "rele.h"
#include "math.h"

long index, muestras;
int32 accum[NCHANNELS];
int32 suma[NCHANNELS];
float mediciones[NCHANNELS];
long fase;
int c;
long tiempo;
long periodo, periodo_old;
long periodo_c;
float frecuencia;

int dt;
int serial_data;

int new_values, new_suma;

int trip;

```

```

int recien_sincronizado = 0;

float get_float();
long get_long();
int get_int();

void tomar_muestras();
void recalcular();
void answer_msg();

float my_sqrt(float x);

float get_float(){
    char c1,c2,c3,c4;
    char *p;
    float f;

    c1 = i2c_read(1);
    c2 = i2c_read(1);
    c3 = i2c_read(1);
    c4 = i2c_read(0);

    p = &f;
    *p = c1;
    *(p+1) = c2;
    *(p+2) = c3;
    *(p+3) = c4;

    return f;
}

long get_long(){
    char c1,c2;
    char *p;
    long l;

    c1 = i2c_read(1);
    c2 = i2c_read(0);

    p = &l;
    *p = c1;
    *(p+1) = c2;

    return l;
}

int get_int(){
    int i;

    i = i2c_read(0);

    return i;
}

void put_float(float f);
void put_long(long l);
void put_int(int i);

void put_float(float f){
    char c1,c2,c3,c4;
    char *p;

    p = &f;

    c1 = *p;
    c2 = *(p+1);
    c3 = *(p+2);
    c4 = *(p+3);

    if(i2c_write(c1)) return;
    if(i2c_write(c2)) return;
    if(i2c_write(c3)) return;
    i2c_write(c4);
}

void put_long(long l){
    char c1,c2;
    char *p;

    p = &l;

    c1 = *p;

```

```

    c2 = *(p+1);

    if(i2c_write(c1)) return;
    i2c_write(c2);
}

void put_int(int i){
    i2c_write(i);
}

#int_EXT
void EXT_isr() {
    int i;

    if(tiempo>periodo_old && (tiempo-periodo_old)>500){
        periodo=tiempo-periodo_old;
    }
    periodo_old=tiempo;

    /* calculamos en cada ciclo */

    for(i=0;i<NCHANNELS;i++){
        suma[i] = accum[i];
        accum[i] = 0;
    }
    muestras = index;
    index=0;
    new_suma = 1;
}

#int_EXT1
void EXT1_isr() {
    if(tiempo>periodo_old){
        periodo_c=tiempo-periodo_old;
    }
}

#int_EXT2
void EXT2_isr() {
    /* Esto ocurre cuando el sincronizador envia la señal de
    * conexion. Aqui se tiene que encender un contactor,
    * dependiendo del estado actual
    */

    if(estado_deseado != STATE_CONN) return;

    estado_del_sistema_anterior = estado_del_sistema = STATE_CONN;

    /* poner contactores como corresponda */
    printf("Estado: conectado a la red\n\r");
    output_high(CONTACTOR_GEN);
    output_high(CONTACTOR_RED);

    recien_sincronizado = 1;
}

#int_TIMER2 //HIGH
void TIMER2_isr()
{
    tiempo++;
    dt++;
}

#int_RDA
void RDA_isr(){
    serial_data=getc();
}

void main(){
    int32 sumaold;
    int i;

    printf("Inicializando...\n\r");

    /* puertos A/D */
    setup_adc_ports(ALL_ANALOG);
    // setup_adc(ADC_CLOCK_INTERNAL);
    setup_adc(ADC_CLOCK_DIV_32);
    // setup_spi(FALSE);
    // setup_wdt(WDT_OFF);

```

```

/* timer para calcular periodo*/
setup_timer_0(RTCC_INTERNAL|RTCC_DIV_1); /* overflow cada 51us */
// setup_timer_0(RTCC_INTERNAL|RTCC_DIV_2); /* overflow cada 102us */
setup_timer_1(T1_DISABLED);

/*** a 40 MHz ***/
setup_timer_2(T2_DIV_BY_1,199,1); /* overflow cada 20us */

/* PWM apagado */
setup_ccp1(CCP_OFF);
setup_ccp2(CCP_OFF);
// setup_comparator(MC_NC_NC_NC);
// setup_vref(FALSE);
setup_psp(PSP_DISABLED);

output_float(I2C_SCL);
output_float(I2C_SDA);

index = 0;
c = 0;

periodo = periodo_old = 65535;
dt = 0;

serial_data=0;

ext_int_edge(0, H_TO_L );
ext_int_edge(1, H_TO_L );

estado_del_sistema_anterior = estado_del_sistema = STATE_OFF;
estado_control = STATE_OFF;
trip = 0;

output_low(PIN_RESETSYNC);
output_low(PIN_TRIP);

output_low(CONTACTOR_RED);
output_low(CONTACTOR_GEN);

set_tris_control(0xD7);
set_tris_d(0x0F);

while(1){
    int d0, d1;
    d0 = input(PIN_D0) & input(PIN_D0);
    d1 = input(PIN_D1) & input(PIN_D1);
    estado_deseado = ( d0 | (d1<1) ) & 0x03;
    if(estado_deseado == STATE_OFF) break;
}

estado_deseado_anterior = estado_deseado;

printf("Activando interrupciones...");

/* delay de inicio */
delay_ms(200);

enable_interrupts(INT_TIMER2);
// enable_interrupts(INT_TIMER0);
enable_interrupts(INT_EXT);
enable_interrupts(INT_EXT1);
enable_interrupts(INT_RDA);
// enable_interrupts(INT_SSP);
enable_interrupts(GLOBAL);

for(i=0;i<NCHANNELS;i++){
    suma[i]=0;
    accum[i]=0;
}

sumaold = suma[0];
new_values = 0;

printf("ok\n\r");

for(;;){
    int d0, d1;

    /* vemos si ha habido cambio de estado */
    if(estado_del_sistema_anterior != estado_del_sistema){
        long i;

        /* poner contactores como corresponda */

switch(estado_del_sistema){
case STATE_NOTCON:
    printf("Estado: no conectado\n\r");
    output_low(CONTACTOR_RED);
    output_high(CONTACTOR_GEN);
    break;
case STATE_NOGEN:
    printf("Estado: sin generador\n\r");
    output_low(CONTACTOR_GEN);
    output_high(CONTACTOR_RED);
    break;
case STATE_CONN:
    printf("Estado: conectado a la red\n\r");
    output_high(CONTACTOR_GEN);
    output_high(CONTACTOR_RED);
    break;
default:
case STATE_OFF:
    printf("Estado: apagado\n\r");
    output_low(CONTACTOR_RED);
    output_low(CONTACTOR_GEN);
    break;
}

/* mandar estado nuevo al control:
 * el estado se manda a traves de los contactores
 * ==> no hace falta accion
 */

/* delay 500 ms */
for(i=0; i<2500;i++){
    delay_us(200);
    tomar_muestras();
    recalcular();
}

estado_del_sistema_anterior = estado_del_sistema;
}

tomar_muestras();
recalcular();

/* atendemos puerto serial */
answer_msg();

/* vemos cambio de estado desde el control */
estado_control = (input_control() >> 6) & 0x03;
estado_control = estado_control & ((input_control() >> 6) & 0x03);

/* leemos estado deseado */
d0 = input(PIN_D0) && input(PIN_D0) ? 1 : 0;
d1 = input(PIN_D1) && input(PIN_D1) ? 1 : 0;
estado_deseado = ( d0 | (d1<1) ) & 0x03;

if(estado_deseado != estado_deseado_anterior){

    printf("cambio de estado deseado\n\r");

    switch(estado_deseado){
case STATE_OFF:
    /* nada que hacer */
    estado_del_sistema = STATE_OFF;
    /* desactivamos sincronizador */
    output_low(PIN_RESETSYNC);
    /* apagamos generador */
    output_low(PIN_TRIP);
    break;
case STATE_NOGEN:
    /* desactivamos sincronizador */
    output_low(PIN_RESETSYNC);
    /* apagamos generador */
    output_low(PIN_TRIP);

    printf("estado deseado: sin generador,");

    /*si hay tension en la red, conectamos*/
    if(1){
        estado_del_sistema = STATE_NOGEN;
        printf(" estado real: sin generador\n\r");
    }
    else{
        estado_del_sistema = STATE_OFF;

```

```

    printf(" estado real: apagado\n\r");
}
break;

case STATE_NOTCON:
/* desactivamos sincronizador */
output_low(PIN_RESETSINC);
/* encendemos generador */
output_high(PIN_TRIP);

printf("estado deseado: no conectado,");

if( input(PIN_INH_CONTROL) == 0
    && input(PIN_INH_CONTROL) == 0) {
    estado_del_sistema = STATE_OFF;
    printf(" estado real: apagado\n\r");
}
else{
    estado_del_sistema = STATE_NOTCON;
    printf(" estado real: no conectado\n\r");
}
break;

case STATE_CONN:
/* activamos sincronizador */
output_high(PIN_RESETSINC);
/* encendemos generador */
output_high(PIN_TRIP);

printf("estado deseado: conectado a la red,");

if( input(PIN_INH_CONTROL) == 0
    && input(PIN_INH_CONTROL) == 0){
    /*si hay tension en la red, conectamos */
    if(1){
        estado_del_sistema = STATE_NOGEN;
        printf(" estado real: sin generador\n\r");
    }
    else{
        estado_del_sistema = STATE_OFF;
        printf(" estado real: apagado\n\r");
    }
}
else{
    estado_del_sistema = STATE_NOTCON;
    printf(" estado real: no conectado\n\r");
}
break;

} /* switch */

estado_deseado_anterior = estado_deseado;

/* volvemos al inicio del for */
continue;
}

if( input(PIN_INH_CONTROL)==1 && input(PIN_INH_CONTROL)==1
    && estado_control!=estado_del_sistema ){
/* inconsistencia */

printf(" inconsistencia\n\r");

if(estado_control == STATE_NOTCON
    && estado_del_sistema == STATE_CONN){
/* dos opciones:
 * - recién nos sincronizamos y el control no lo sabe
 * - perdimos la red
 */

/* salimos del modo sincronizado */
if(recien_sincronizado == 0)
    estado_del_sistema = STATE_NOTCON;
/* si no, esperamos al control */
else{
    while(1){
        estado_control = (input_control() >> 6) & 0x03;
        estado_control = estado_control
            & ((input_control() >> 6) & 0x03);
        if(estado_control == STATE_CONN){
            recien_sincronizado = 0;
            break;
        }
    }
}
}

}

}

}

if(estado_control == STATE_NOTCON
    && estado_del_sistema == STATE_OFF){
/* el generador esta andando... pero no hemos conectado las
 * cargas locales
 * vemos si el estado deseado es realmente
 * STATE_NOTCON o STATE_CONN
 */
if(estado_deseado == STATE_NOTCON
    || estado_deseado == STATE_CONN){
    estado_del_sistema = STATE_NOTCON;
}
}

/* combinaciones que no se pueden dar:
 * -----
 * estado_control estado_sistema razon
 * -----
 * STATE_OFF STATE_CONN rele inhibido o protecciones
 * pot. inversa actua antes
 *
 * STATE_NOTCON STATE_NOGEN generador estaria apagado
 * -----
 */

/* volvemos al inicio del for */
continue;
}

/** inicio calculo de protecciones de generador ****/
if(new_values && (estado_del_sistema == STATE_NOTCON
    || estado_del_sistema == STATE_CONN) ){
    float max_I, max_V, min_V;

    new_values = 0;

    /* calcular valores minimos y maximos */
    max_I = mediciones[1];
    if(mediciones[3] > max_I) max_I = mediciones[3];
    if(mediciones[5] > max_I) max_I = mediciones[5];

    max_V = mediciones[0];
    if(mediciones[2] > max_V) max_V = mediciones[2];
    if(mediciones[4] > max_V) max_V = mediciones[4];

    min_V = mediciones[0];
    if(mediciones[2] < min_V) min_V = mediciones[2];
    if(mediciones[4] < min_V) min_V = mediciones[4];

    tomar_muestras();

    /* sobrecorriente con retencion de tension (51V) */
    if(C_51V_EN){
        float Ip;

        /* retencion de tension: pickup baja lineal con tension */
        if( min_V/C_51V_VN < 0.125 ){
            Ip = C_51V_P * 0.125;
        }
        else{
            Ip = C_51V_P * min_V / C_51V_VN;
        }

        if(max_I > Ip){
            float Ix;
            Ix = max_I / Ip;
            v_51V_accum += 1.0 / (C_51V_T * (C_51V_A /
                ((Ix*Ix) - 1.0) + C_51V_B ));
        }
        else if (max_I < Ip){
            float Ix;
            Ix = max_I / Ip;
            v_51V_accum -= 1.0 / (C_51V_T * (C_51V_A /
                (1.0 - (Ix*Ix))) );
        }
    }

    if(v_51V_accum >= 50.0){ /* trip */
        v_51V_trip = 1;
        printf("trip 51V\n\r");
    }
}
}

```

```

    if(v_51V_accum < 0.0){ /* reset */
        v_51V_trip = 0;
        v_51V_accum = 0.0;
    }
}

tomar_muestras();
recalcular();

/* sobre y bajo frecuencia (81) */
if(C_81_EN){
    if(min_V > C_81_UVB){
        if(frecuencia > C_81_OP)
            v_81_0_counter++;
        else if(frecuencia < C_81_UP)
            v_81_U_counter++;
        else{
            v_81_U_counter = 0;
            v_81_0_counter = 0;
        }
        if(v_81_U_counter > C_81_C || v_81_0_counter > C_81_C){
            v_81_trip = 1;
            printf("trip 81\n\r");
        }
    }
}

/* sobretensión (59) */
if(C_59_EN){
    if(max_V >= C_59_P){
        v_59_counter++;
        if(v_59_counter > C_59_C){
            v_59_trip = 1;
            printf("trip 59\n\r");
        }
    }
    else{
        v_59_counter = 0;
    }
}

/* baja tensión (27) */
if(C_27_EN){
    if(min_V <= C_27_P){
        v_27_counter++;
        if(v_27_counter > C_27_C){
            v_27_trip = 1;
            printf("trip 27\n\r");
        }
    }
    else{
        v_27_counter = 0;
    }
}

tomar_muestras();
recalcular();

/* perdida de campo (40) */
if(C_40_EN){
    float xm, rm;
    float phi, cosphi, senphi;

    phi = (float)(fase)*PI/180.0;
    cosphi = cos(phi);
    senphi = sin(phi);

    /* por ser falla balanceada, usamos 1 fase */
    /* xm se lleva al centro del circulo */
    xm = ((mediciones[0]/mediciones[1])*senphi)
        + C_40_OFF + (C_40_DIA/2.0);
    rm = (mediciones[0]/mediciones[1])*cosphi;

    /* vemos si esta dentro del circulo */
    if( ((xm*xm)+(rm*rm)) <= (C_40_DIA*C_40_DIA)/4.0 ){
        v_40_counter++;
        if(v_40_counter > C_40_C){
            v_40_trip = 1;
            printf("trip 40\n\r");
        }
    }
    else{
        v_40_counter = 0;
    }
}

}

}

tomar_muestras();
recalcular();

/* sobreexcitacion, V/Hz (24) */
if(C_24_EN){
    float k, knom;
    /* solo como alarma */

    k = max_V / frecuencia;
    knom = C_24_VNOM / C_24_FNOM;

    if(k > knom * C_24_L){
        v_24_counter++;
        if(v_24_counter > C_24_C){
            v_24_alarm = 1;
            printf("alarm 24\n\r");
        }
    }
    else{
        v_24_counter = 0;
    }
}

tomar_muestras();
recalcular();

/* potencia inversa (32) */
if(C_32_EN){
    float pot;
    float phi, cosphi;

    phi = (float)(fase)*PI/180.0;
    cosphi = cos(phi);

    pot = max_V * (max_I * cosphi) * 3; /* trifasica */

    if(max_I > 1.0 && pot < -C_32_PMAX){
        v_32_counter++;
        if(v_32_counter > C_32_C){
            v_32_trip = 1;
            printf("trip 32\n\r");
        }
    }
    else{
        v_32_counter = 0;
    }
}

tomar_muestras();
recalcular();

/* revisar sincronizador (25) */
if(C_25_EN){
    if(input(PIN_SYNC) == 1 && input(PIN_SYNC) == 1
        && v_25_trip == 0){
        v_25_trip = 1;
        printf("trip 25\n\r");
    }
    else if ( input(PIN_SYNC) == 0 && input(PIN_SYNC) == 0 )
        v_25_trip = 0;

    if(v_25_trip){
        /* estamos sincronizados, nuestro estado deberia
        * ser conectado a la red
        */
        if(estado_del_sistema != STATE_CONN){
            recien_sincronizado = 1;
        }

        estado_del_sistema = STATE_CONN;
    }
}

/* procesar señales de trip */
if(estado_del_sistema != STATE_OFF){
    if(v_51V_trip || v_59_trip || v_27_trip
        || v_40_trip || v_32_trip){
        /* trip al generador y campo ==> estado cero */
        if(estado_del_sistema == STATE_CONN){
            estado_del_sistema = STATE_NOGEN;
        }
        else{

```



```

        estado_del_sistema = STATE_OFF;
    }

    trip = 1;
    output_low(PIN_TRIP);
    /* resetear señales de trip */
    v_51V_trip = v_59_trip = v_27_trip
                = v_40_trip = v_32_trip = 0;
}

if(v_81_trip){
    /* cambio de estado: a modo aislado */
    if(estado_del_sistema == STATE_CONN){
        estado_del_sistema = STATE_NOTCON;
    }
    else{ /* si ya estabamos en otro modo, sacamos generador */
        estado_del_sistema = STATE_OFF;
    }

    trip = 1;
    output_low(PIN_TRIP);
    /* resetear señales de trip */
    v_81_trip = 0;
}

if(v_24_alarm){
    /* alarma */

    /* resetear señales de trip */
    v_24_alarm = 0;
}

} /* if estado != off */
}
/** fin calculo de protecciones ****/

} /* for(;;) */
}

void tomar_muestras(){
    if(dt>=50){ /* cada 1ms */
        int valor, i;

        dt = 0;

        output_high(PIN_C0);

        for(i=0;i<NCHANNELS;i++){

            set_adc_channel(i);
            delay_us(6);
            valor = read_adc();
            if(valor <= 127)
                accum[i] += _mul(127-valor,127-valor);
            else
                accum[i] += _mul(valor-127,valor-127);
        }

        index++;

        output_low(PIN_C0);

    }
}

float my_sqrt(float x){
    float y, res;
    BYTE *p;

#ifdef _ERRNO
    if(x < 0)
    {
        errno=EDOM;
    }
#endif

    if( x<=0.0)
        return(0.0);

    y=x;
    p=&y;
    (*p)=(BYTE)((((int16)(*p)) + 127) >> 1);

```

```

    do {
        res=y;
        y+=(x/y);
        (*p)--;

        tomar_muestras();

    } while(res != y);

    return(res);
}

void recalcular(){
    if(new_suma != 0){
        int i;

        output_high(PIN_C1);

        //        disable_interrupts(INT_EXT);
        for(i=0;i<NCHANNELS;i++){
            mediciones[i] = ( (my_sqrt((suma[i]<<3) / muestras)
                               + mediciones[i] ) ) / 2.0;
            tomar_muestras();
        }
        fase = (long)( periodo_c * 360.0 / 1000.0 );
        fase = (long)( periodo_c * 0.36);
        tomar_muestras();
        //        enable_interrupts(INT_EXT);
        frecuencia = (50000.0/periodo) - 0.1 ;
        tomar_muestras();
        new_values = 1;
        new_suma = 0;

        output_low(PIN_C1);

    }
}

void answer_msg(){
    if(serial_data>0){
        int ch;
        ch = serial_data;
        serial_data=0;
        if( ch >= '1' && ch <= '6' )
            printf("%3.2f [%c]\n\r",mediciones[ch-'1'],
                ( ((ch-'i')%2==0) ? 'V' : 'A' ));
        else{
            switch(ch){
                case 'f':
                    printf("%3.2f [Hz]\n\r",frecuencia);
                    break;
                case 'm':
                    printf("%Lu\n\r",muestras);
                    break;
                case 'p':
                    printf("%c%Lu\n\r", (fase>180?'-':'+'),
                        (fase>180?360-fase:fase));
                    break;
                default:
            }
        }
    }
}

```