

Diseño de un sistema de almacenamiento de energía para la micro-red MredUV

Ing. Juan Manuel Armero Viveros



GRUPO DE INVESTIGACIÓN EN CONTROL INDUSTRIAL (GICI)

Universidad Del Valle
Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Cali, Calle 13 No 100 - 00
Tel: + 57 2 321 21 00 Ext. 8405
10 de abril de 2018

Diseño de un sistema de almacenamiento de energía para la micro-red MredUV

Ing. Juan Manuel Armero Viveros

Director:
Dr. José Miguel Ramírez

Trabajo de investigación para optar por el título Magíster en Ingeniería - Énfasis
en Automática

Universidad del Valle
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Santiago de Cali
10 de abril de 2018

Dedicatoria.

A Dios.

A mis padres.

A mi hermana.

A mi familia.

A mi novia.

« Hay una fuerza motriz más poderosa
que el vapor, la electricidad y la energía atómica:

la voluntad »

Albert Einstein

Agradecimientos

Cuando la culminación de una etapa en la vida personal y profesional se acerca, agradecer se convierte en un acto imprescindible, es una oportunidad para reconocerle el apoyo y compañía a aquellos y aquellas quienes han estado presente, motivando la terminación de éste proceso de formación profesional.

Primeramente agradezco a Dios por brindarme la fortaleza, el coraje y la sabiduría para que fuera posible alcanzar y disfrutar de éste triunfo.

Mis sinceros agradecimientos para mi padre, madre y hermana por su constante cariño, cuidados y comprensión, sin los cuales hubiese sido aún más difícil alcanzar éste logro. Gracias por haber forjado mis valores, principios y disciplina, por haber inculcado amor por mi trabajo. Siempre han sido la inspiración para permanecer en pie sin importar las adversidades.

A mi familia, por impulsarme a siempre ser mejor en todo lo que me he propuesto.

A mis compañeros, gracias por haberme permitido compartir con ustedes tantas experiencias académicas y personales que me permitieron acercarme y conocerlos como colegas y amigos; llevarán un lugar importante en mí a donde quiera que vaya, por aquello que me enseñaron, por las largas jornadas de trabajo, por las risas, frustraciones y trasnochos compartidos.

De manera especial, agradezco a los profesores José Miguel Ramírez, José Alex Restrepo, Daniel Campo y Jorge Quintero, por haber sido ejemplo de rigurosidad, disciplina y amor por la ingeniería electrónica, la academia y la investigación. Gracias por haber sido referentes en mi proceso formativo, por haberme permitido aprender de ustedes, por haber sido maestros en las aulas y en la vida, por haber creído en este proyecto y por haber brindado las herramientas necesarias para culminarlo. Agradezco profundamente a Freyner Piedrahita, por sus consejos y colaboración en la implementación del sistema.

Por último, agradezco por su amor, sus palabras de aliento y sacrificio a mi novia, amiga y compañera Vanessa Florez, que a pesar de los momentos duros de esta etapa siempre ha estado presente. Gracias por creer en mí, por confiar en mis sueños y nuestro futuro.

Resumen

Este libro trata el diseño de un sistema de almacenamiento de energía (SAE) para la micro-red eléctrica MredUV de la Universidad del Valle. El SAE se basa en una interfaz de potencia, la cual coordina dos convertidores electrónicos de potencia: 1. Convertidor de corriente continua a corriente continua bidireccional en medio puente para el control de tensión y corriente de carga del elemento de almacenamiento y regulación de la tensión continua de entrada del segundo convertidor en la descarga; 2. Convertidor de corriente alterna a corriente continua de cuatro cuadrantes trifásico para realizar el acople de tensiones y regulación de potencia del SAE con el bus de corriente alterna de la micro-red, mediante un control selectivo resonante de tensión y corriente de red. EL SAE tiene la capacidad de realizar un arranque en negro de la micro-red, participar en el compartimiento de carga mediante la estrategia de control de caída, compensar potencia del sistema por falta de generación, almacenar excedentes de generación y gestionar el estado de carga del elemento almacenador.

Palabras claves: Microgrids, Energy storage, Power control, Power systems, AC-DC converter, DC-DC converters, Storage management.

Introducción

Las microrredes permiten de manera distribuida, la generación, almacenamiento y transmisión a cortas distancias de la energía eléctrica, mediante funciones internas de comunicación, monitorización y control. Las microrredes por lo tanto, son sistemas eléctricos complejos, donde la interconexión ya no es predominantemente inductiva, las fuentes de generación de diverso tipo, los flujos de potencia pueden ser bidireccionales, el costo de la energía puede ser variable y su operación puede ser aislada, coordinada entre ellas y/o con el gran sistema de potencia. Para el desarrollo de las microrredes eléctricas se requiere igualmente la disposición de prototipos escalables a nivel de laboratorio de investigación, en los cuales se pueda también a futuro formar a los profesionales encargados de su desarrollo, mantenimiento y operación.

La MredUV es un proyecto que pretende la creación de un laboratorio de investigación para el desarrollo y validación de estrategias de control y metodologías para la conexión de diversas fuentes de energías renovable. Este trabajo de investigación, tiene el objetivo de diseñar un sistema de almacenamiento de energía para la MredUV. El propósito del almacenamiento de energía es mitigar el impacto de las fluctuaciones de potencia provenientes de las fuentes de energía renovables en un sistema eléctrico (micro-red), almacenando los excedentes de generación, gestionando la carga y descarga del elemento de almacenamiento.

Con el fin de facilitar al lector la comprensión de la concepción y diseño del sistema de almacenamiento de energía - SAE, este libro se ha organizado en tres capítulos: Capítulo 1, bases teóricas; capítulo 2, diseño del sistema; capítulo 3 control de la interfaz electrónica de potencia. Al final se presentan las conclusiones y el trabajo futuro.

Tabla de Contenido

Agradecimientos	II
Resumen	III
Lista de Figuras	IX
Lista de Tablas	X
Acrónimos	XI
1. Antecedentes y Literatura	1
1.1. Antecedentes - Problemática	1
1.2. Generación de energía eléctrica	2
1.2.1. Generación distribuida y energías renovables	3
1.3. Micro-redes	4
1.3.1. Laboratorios de Micro-redes eléctricas	6
1.4. Almacenamiento de energía	8
1.4.1. Rol del almacenamiento de energía en la micro-red	10
1.4.2. Requerimientos para el sistema de almacenamiento	12
1.4.3. Tecnologías de almacenamiento	13
1.4.4. Métodos de carga	17
1.4.5. Interfaz electrónica de potencia	18
1.4.6. Gestión y control del sistema de almacenamiento	20
2. Especificación y Diseño del Sistema de Almacenamiento de Energía - SAE	21
2.1. Proyecto Micro-red MredUV	21
2.2. Especificaciones para el sistema de almacenamiento	24
2.2.1. Selección y características del elemento de almacenamiento	25
2.2.2. Selección convertidor CC-CC	25
2.2.3. Control jerárquico del SAE	26
2.2.4. Construcción del SAE	27
3. Diseño de la Interfaz de Electrónica de Potencia	30
3.1. Control de nivel cero del convertidor CC-CA	31
3.1.1. Modelo matemático del filtro de salida del inversor	32
3.1.2. Control Resonante de tensión V_{cf}	39
3.1.3. Control resonante de corriente I_g	43
3.2. Control nivel cero del convertidor CC-CC	47
3.2.1. Modo recarga	47
3.2.2. Modo descarga	51
3.3. Control de nivel uno	53
3.3.1. Sincronización	54
3.3.2. Control de caída	57

3.3.3. Conmutación de controladores GV_r y GI_r	59
4. Control y Gestión del Sistema de Almacenamiento	62
4.1. Modelo del elemento almacenador	62
4.2. Gestión del sistema de almacenamiento	64
5. Conclusiones y Trabajo Futuro	66
5.1. Conclusiones	66
5.2. Trabajos Futuros	66
Bibliografía	68
A. Diagrama Unifilar MredUV	73
B. Transformada $\alpha\beta$	74
C. Controlador Resonante	76
D. Esquemáticos Simulink	78
E. Modelado Batería	81
E.1. Identificación del voltaje de circuito abierto	81
E.2. Identificación de parámetros	83

Índice de Figuras

1.1. Participación de generación eléctrica 2014 - Colombia	2
1.2. Modos de interconexión de la GD a la red eléctrica principal. Tomado de [Shahidehpour and Wang, 2003].	4
1.3. Diseño de una SmartGrid experimental en Texas - U.S.A.	7
1.4. Esquema general de una Micro-red experimental en Texas	7
1.5. Esquema de una micro-red de laboratorio [Zhangang et al., 2009].	8
1.6. Topologías de sistemas de almacenamiento de energía en una micro-red. (a) Centralizada. (b) Distribuida.	9
1.7. Almacenamiento de excedentes de potencia.	9
1.8. Aplicaciones Almacenamiento. Tomado de [IEC, 2009]	11
1.9. Clasificación de los elementos de almacenamiento dependiendo de su naturaleza de energía. Tomado de [IEC, 2009]	14
1.10. Interfaz electrónica para la interconexión a la red central mediante un transformador a frecuencia de línea.	19
1.11. Interfaz electrónica para la interconexión a la red central sin transformador de 60 Hz.	19
1.12. Interfaz electrónica para la interconexión a la red central con transformador de alta frecuencia.	20
2.1. Diagrama simplificado de la MredUV [Restrepo-Zambrano, 2016].	22
2.2. Interfaz CA-CC estandarizada de la MredUV.	22
2.3. Diagrama de bloques del hardware de la unidad de control y sensado.	23
2.4. Cuadrantes de operación de la interfaz electrónica de potencia.	26
2.5. Arquitectura jerárquica de control para el SAE.	26
2.6. Fotografía del sistema de Almacenamiento de energía. En rojo se encuentra el gabinete, en amarillo el filtro LCL y en azul la serie de baterías.	27
2.7. Fotografía del filtro LCL del SAE.	28
2.8. Fotografía de la interfaz electrónica de potencia e instrumentación. En rojo se encuentra la etapa de potencia, en amarillo la tarjeta de driver, azul el bus de continua del inversor y en fucsia la instrumentación	28
2.9. Fotografía de la unidad de control (en rojo) y accionamientos eléctricos (en azul).	29
3.1. Interfaz electrónica de potencia del SAE.	30
3.2. Filtro LCL trifásico de la interfaz de potencia.	32
3.3. Equivalente monofásico del filtro LCL de la interfaz de potencia.	32
3.4. Diagrama de bloques del Filtro LCL de la interfaz de potencia.	33
3.5. Mapa de polos y ceros del filtro LC de salida	34
3.6. Respuesta en frecuencia del filtro LC	34
3.7. Respuesta al escalón del filtro LC	35
3.8. Respuesta al escalón filtro LC + LQR	35
3.9. Mapa de polos y ceros filtro LC con realimentación de estados	36
3.10. Respuesta en frecuencia del filtro LC con realimentación de estados	36
3.11. Mapa de polos y ceros del filtro LCL de salida	37
3.12. Respuesta en frecuencia del filtro LCL	37

3.13. Respuesta al escalón del filtro LCL	37
3.14. Respuesta al escalón filtro LCL con LQR	38
3.15. Mapa de polos y ceros filtro LCL con LQR	38
3.16. Respuesta en frecuencia del filtro LCL con LQR	39
3.17. Estructura de control de los lazos internos de tensión o corriente.	39
3.18. Respuesta de red abierta (Sistema y controlador GV_r).	40
3.19. Lazo Resonante de Tensión.	40
3.20. Respuesta del control resonante de tensión.	41
3.21. Tensión de micro-red y tensión del condensador trifásico.	41
3.22. Tensión de micro-red y tensión del condensador.	42
3.23. Análisis de Fourier armónicos de tensión del condensador.	42
3.24. Corriente I_i	42
3.25. Corriente I_g	43
3.26. Controlador resonante de corriente.	44
3.27. Respuesta del control resonante de corriente.	44
3.28. Lazo Resonante de Corriente.	45
3.29. Potencia activa y reactiva del SAE.	45
3.30. Corriente I_i	46
3.31. Corriente I_g	46
3.32. Análisis de Fourier armónicos de corriente I_g	47
3.33. Respuesta al escalón del modelo $\frac{\tilde{I}_{bat}(s)}{d_{buck}(s)}$	48
3.34. Respuesta en frecuencia y LGR del convertidor Buck $\frac{\tilde{I}_{bat}(z)}{d_{buck}(z)}$	48
3.35. Respuesta al escalón del modelo $\frac{\tilde{V}_{bat}(s)}{d_{buck}(s)}$	48
3.36. Respuesta en frecuencia y LGR del convertidor $\frac{\tilde{V}_{bat}(z)}{d_{buck}(z)}$	49
3.37. Respuesta en frecuencia y respuesta al escalón del lazo cerrado de corriente para una carga resistiva.	49
3.38. Respuesta en frecuencia y respuesta al escalón del lazo cerrado de tensión para una carga resistiva.	50
3.39. Corriente de carga. Simulación convertidor Buck conectado al banco de baterías (ver figura D.4).	50
3.40. Tensión de carga. Simulación convertidor Buck conectado al banco de baterías (ver figura D.4).	51
3.41. Respuesta al escalón del modelo $\frac{\tilde{V}_{bus}(s)}{d_{boost}(s)}$	52
3.42. Respuesta en frecuencia y LGR del convertidor Boost $\frac{\tilde{V}_{bus}(z)}{d_{boost}(z)}$	52
3.43. Respuesta en frecuencia y respuesta al escalón del lazo cerrado de tensión para una carga resistiva.	53
3.44. Tensión del bus CC del inversor. Simulación convertidor Boost conectado al banco de baterías (ver figura D.4).	53
3.45. Tensión de la micro-red (Azul) y tensión del condensador trifásico segundo inversor (rojo) - sincronía. La señal en amarillo representa una bandera de conexión del inversor a la micro-red.	55
3.46. Error de tensión de sincronía.	55
3.47. Sincronía de los inversores en frecuencia y tensión	56
3.48. Corriente I_g de los inversores. La señal roja indica el momento de conexión a la micro-red.	56
3.49. Potencia Activa(azul) y Reactiva(rojo) de los inversores en la sincronía.	57
3.50. Control caída P-V y Q-F.	58
3.51. Compartimiento potencia activa y reactiva de los inversores.	58
3.52. Variación de la frecuencia - control caída.	59
3.53. Compartimiento de carga entre maestro (azul) y esclavo (rojo) como fuente de corriente.	60

3.54. Corriente I_g maestro (azul) y esclavo (rojo) como fuente de corriente.	60
3.55. Conmutación de señales de control U (azul), UV (rojo) y UI (amarillo). Las señales se desplazan 400 unidades para facilitar la visualización	61
4.1. Modelo eléctrico de una batería VRLA.	63
4.2. Diagrama de bloques del estimador de estado de carga.	64
4.3. Diagrama de flujo para la gestión del sistema de almacenamiento de energía. . . .	65
5.1. Control de caída, reparto de potencia reactiva inductiva (azul: maestro, rojo: esclavo. . .	67
5.2. Control de caída, Corrientes I_g del inversor maestro.	67
A.1. Diagrama unifilar de la micro-red MredUV.	73
C.1. Diagrama de bloques controlador resonante en continua.	76
C.2. Diagrama de bloques controlador resonante en discreta.	77
D.1. Esquemático de simulación Simulink control resonante de tensión V_{Cf}	78
D.2. Esquemático de simulación Simulink control resonante de corriente I_g	78
D.3. Esquemático de simulación Simulink control de nivel uno.	79
D.4. Esquemático de simulación Simulink convertidor CC-CC.	80
E.1. Simulación descarga y carga del banco de baterías.	81
E.2. Prueba voltaje de circuito abierto.	82
E.3. SoC Vs V_{CA}	82
E.4. Corriente I_{Bat} y tensión V_{Bat} durante la prueba.	83
E.5. Zoom: corriente I_{Bat} y tensión V_{Bat} durante la prueba.	84

Índice de Tablas

1.1. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía. Tomado de [Guacaneme et al., 2014]	10
1.2. Ventajas y desventajas de las baterías de plomo-ácido. Tomado de [David and Thomas, 2002]	16
1.3. Tipos y aplicaciones de baterías plomo-ácido. Tomado de [David and Thomas, 2002]	17
2.1. Valor de carga y descarga batería.	25
3.1. Parámetros del filtro LCL del inversor trifásico	32
3.2. Polos filtro LC	33
3.3. Polos filtro LCL	34
3.4. Límites de sincronización para la interconexión a un sistema eléctrico. [IEEE, 2009].	54
3.5. Parámetros control de caída	57
3.6. Cargas compartimiento de potencia	58
3.7. Referencias de potencia activa y reactiva - fuente de corriente	59
4.1. Métodos de estimación de <i>SoC</i> de una batería.	63

Lista de Acrónimos

CA	Corriente Alterna
CB	Convertidor electrónico de potencia Bidireccional
CBA	Convertidor electrónico de potencia Bidireccional Aislado
CBNA	Convertidor electrónico de potencia Bidireccional No Aislado
CC	Corriente Continua
DER	Fuente de Energía Distribuida
DSP	Procesador Digital de Señales
FPGA	Matriz de puertas programables
GD	Generación Distribuida
GICI	Grupo de Investigación en Control Industrial
HEV	Vehículo eléctrico híbrido
IED	Dispositivo Electrónico Inteligente
LCL	Inductancia - Capacitancia - Inductancia
LGR	Lugar Geométrico de las Raíces
MG	Micro-red
MredUV	Micro-red de la Universidad del Valle
PCC	Punto de Conexión Común
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
PWM	Modulación de ancho de pulso
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SoC	Estado de carga
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
UPS	Sistema de alimentación ininterrumpida
VRLA	Plomo Ácido de Válvula Regulada

Capítulo 1

Antecedentes y Literatura

Una micro-red es una pequeña red de energía a nivel de distribución, limitada por su baja capacidad de potencia y ubicación geográfica. Está conformada por las cargas tradicionales de un sistema eléctrico, fuentes de generación distribuida y dispositivos de almacenamiento de energía. Gracias a la implementación de redes de comunicación y sistemas de control de potencia, las micro-redes son sistemas autónomos y consideradas por la red principal como cargas. La micro-red al estar concebida bajo un esquema de generación distribuida, es el escenario donde se espera la integración masiva de fuentes de energía renovable.

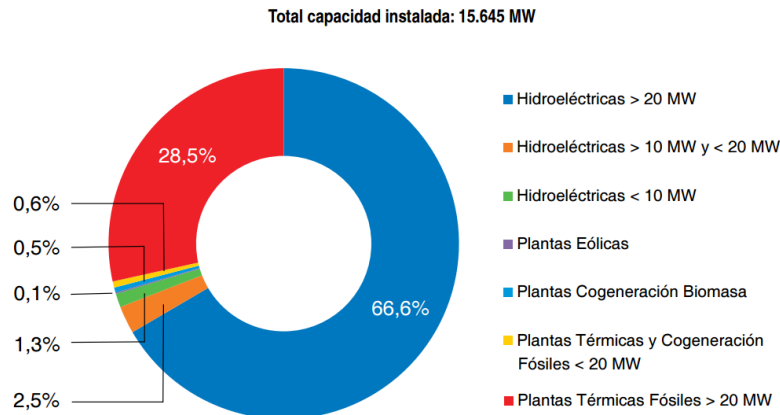
Este capítulo comienza con una breve descripción de los antecedentes, sistemas de generación distribuidos y renovables, definición de micro-red y una breve muestra de micro-redes de laboratorio en especial con sistemas de almacenamiento. Por último presenta sistemas de almacenamiento de energía en las micro-redes.

1.1. Antecedentes - Problemática

El aumento de la temperatura del planeta y las proyecciones de agotamiento de los combustibles fósiles ha impulsado a los países desarrollados a investigar en soluciones de generación de energías amigables con el medio ambiente (energías renovables), las cuales aprovechan directamente los recursos naturales considerados “inagotables” entre estos el sol, el viento, los cuerpos de agua, biomasa o el calor interno de la Tierra. El informe de situación mundial de energía renovables 2016, REN21 [Sawin et al., 2016], menciona que a finales del 2015, cerca del 23,7 % del consumo mundial de energía fue cubierto por energías renovables, donde el 16,6 % proviene de generación hidroeléctrica.

En el caso Colombiano, el Sistema Nacional Interconectado (SNI) esta concebido bajo el esquema de generación centralizada, siendo éste un sistema estable y robusto, que proporciona energía de forma confiable a la mayoría de las regiones del país. La política del país se basa en una generación centralizada teniendo como capacidad instalada en 2014 un total de 15.645 *MW* (Figura 1.1) [UPME, 2015].

Figura 1.1: Participación de generación eléctrica 2014 - Colombia. Tomado de [UPME, 2015].



Gracias a la abundancia de recursos hídricos que existen en la mayoría de zonas del país, la principal fuente de producción de energía es la generación hidroeléctrica; sin embargo, la quema de combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) se encuentra en el segundo lugar de producción [UPME, 2015] con un porcentaje de participación del 28,5 % de la capacidad total instalada (15,645 MW). Por tal motivo, el Gobierno Nacional ha invertido en los últimos años en la investigación, desarrollo e incorporación de tecnologías para la generación de energía mediante recursos renovables; por ejemplo, en el “Programas Luces para prender” [Ministerio de Minas y Energía, 2013], el Ministerio de Minas y Energía, a través del IPSE (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas), aportó un total de \$2.500 millones para la energización de escuelas rurales en el departamento del Chocó y Valle del Cauca mediante el uso de paneles solares fotovoltaicos; en el proyecto “Proyecto Nazareth y Puerto Estrella en la Guajira” [Ministerio de Minas y Energía, 2013], El IPSE mediante un Convenio Interadministrativo presupuestó \$6.000 millones para implementar una solución de 24 horas, consistente en un sistema híbrido solar - diesel, para atender las localidades de Nazareth y Puerto Estrella (Guajira); además se han dado avances en el marco legal como la Ley 1715 de 2014 [Congreso De Colombia, 2014], la cual establece los instrumentos para la promoción e integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético colombiano con el objeto de promover el desarrollo y la utilización de estas fuentes.

Un ejemplo de iniciativa nacional para impulsar el desarrollo de tecnología para la generación de energía mediante recursos renovables es el proyecto “Desarrollo de una plataforma de experimentación en micro-redes eléctricas” Colciencias - Universidad del Valle mediante la Convocatoria 65614 “es tiempo de volver”. En este proyecto se propone la construcción de una micro-red escalable (llamada “MredUV”, la cual será descrita en la sección 2.1), que permita estudiar el comportamiento de la misma ante diversas condiciones de operación. Este trabajo de investigación se enmarca en este proyecto, diseñando el sistema de almacenamiento de energía.

1.2. Generación de energía eléctrica

En la actualidad, suplir la demanda de energía de la humanidad implica un complejo proceso que inicia con la generación de electricidad a partir de diversas fuentes (energía mecánica, química, térmica, entre otras); continúa con la transmisión y por último la distribución de esta energía a los grandes centros de consumo. Existen dos métodos para suministrar energía a los usuarios [Valencia Quintero, 2008]: la generación centralizada y la generación distribuida (GD). La primera se caracteriza por tener grandes centrales generadoras, ubicadas lejos de los centros de consumo, que generan grandes cantidades de potencia, la cual es transportada hasta las ciudades a niveles de tensión elevados para disminuir las pérdidas, para ser distribuida entre los consumidores finales; por otro lado, la generación distribuida se caracteriza en que las centrales generadoras se encuentran

ubicadas cerca de los centros de consumo y se conectan directamente a la red de distribución, de esta forma el usuario puede interactuar con las redes de interconexión eléctrica sin incurrir en costos de transmisión. Una característica importante de la generación distribuida es el hecho de que la producción de energía se realiza mediante un gran número de pequeñas fuentes [Alvarez and Serna, 2012].

En el contexto actual, la generación distribuida ha tomado fuerza debido a factores tecnológicos, ambientales, condiciones de mercado y regulaciones. Todos estos factores están llevando a que la generación distribuida sea una opción para suministrar la energía que los usuarios están demandando.

1.2.1. Generación distribuida y energías renovables

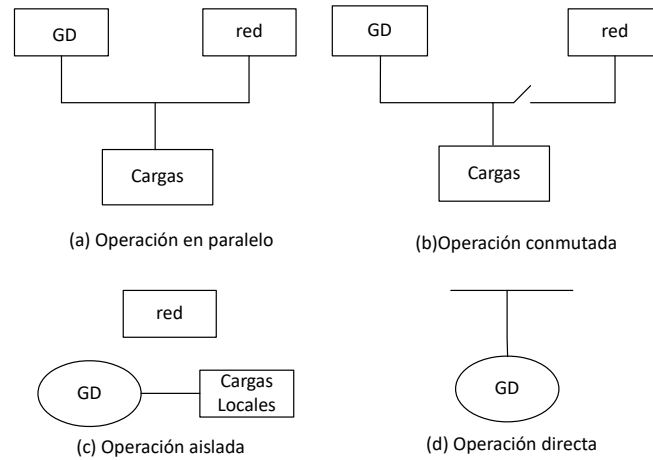
La generación distribuida (GD) abarca cualquier tecnología de generación de electricidad a pequeña escala que proporcione energía eléctrica en un sitio cercano a los consumidores [Shahidehpour and Wang, 2003]. La capacidad instalada varía entre unos cuantos kilowatts a cientos de megawatts. Hoy en día hay un interés creciente en la GD, que ha sido impulsada como una energía de mejor calidad, mayor confiabilidad, económica al no incurrir en costos de transmisión y distribución y amigable con el medio ambiente. Aparte de los grandes parques eólicos, la tecnología de la GD es modular, con componentes estandarizados y puede ser producida en masa por la industria, lo cual reduce sus costos, permitiendo una compra e instalación en un tiempo muy corto [Alvarez and Serna, 2012]. Dependiendo de la naturaleza de la generación, esta se suele agrupar con el almacenamiento distribuido (baterías, super-condensadores, volantes de inercia, etc.) y su combinación se conoce como un recurso de energía distribuida (DER) [Ruiz-Álvarez et al., 2010] representando una generación eléctrica modular o almacenamiento instalado en los sitios del consumidor.

En la generación distribuida se pueden encontrar múltiples fuentes de energía para llevar a cabo el proceso de generación de electricidad a partir de los recursos naturales y por medio de combustibles. Algunas de las tecnologías usadas en la GD son:

- Generadores tradicionales (Motores de Combustión).
 - Microturbinas: Gas, Diesel. [Strachan and Farrell, 2006]
- Generadores no tradicionales.
 - Dispositivos electroquímicos: Celdas de combustibles.
 - Turbinas de viento.
 - Sistemas fotovoltaicos.

La figura 1.2 muestra las alternativas de conexión de un sistema de generación distribuida. Las alternativas a, b, y c. son empleadas principalmente a nivel del consumidor, sin embargo a. y b. proporcionan el mayor nivel de fiabilidad. La alternativa c. es utilizada en las zonas donde los consumidores no tienen acceso a las redes eléctricas principales. La opción d. es utilizada por las empresas de servicios públicos con el propósito de suministrar energía al mercado.

Figura 1.2: Modos de interconexión de la GD a la red eléctrica principal. Tomado de [Shahidehpour and Wang, 2003].



La integración de GD en una red eléctrica tiene dos implicaciones: la integración técnica (es decir, hardware y software) que incluye el funcionamiento, control y optimización del sistema de potencia; segundo, es la integración del mercado, que incluye el establecimiento de nuevos mecanismos de mercado que permitan a la GD participar en el mercado.

La posibilidad de instalación de una generación dispersa basada en fuentes energéticas locales, diversificando los recursos, aumenta la autosuficiencia de una región y satisface las necesidades energéticas de aquellas poblaciones donde el servicio eléctrico tradicional no alcanza cubrir. Las pequeñas fuentes de generadores interconectadas forman una micro-red, ofreciendo un servicio fiable con una probabilidad de fallo baja. Generalmente, la GD hará el sistema eléctrico menos vulnerable a desastres naturales o provocados, contrario al caso de la generación centralizada.

El concepto micro-red da una solución para la integración de un gran número de fuentes de generación distribuidas sin causar trastornos en la red eléctrica. Las micro-redes también permiten el control local de las unidades de generación distribuidas y brindan la flexibilidad necesaria para funcionar de forma autónoma durante disturbios en la red de servicios públicos para aumentar la fiabilidad [Weaver et al., 2015].

En Colombia los recursos para obtener energía a partir de fuentes renovables son bastante amplios: existe potencial para energía eólica, solar, geotérmica, biomasa y cogeneración. Por tanto, el avance hacia la generación distribuida cuenta con recursos para lograr esta meta, sólo se necesita inversión, decisión y desarrollo.

1.3. Micro-redes

El concepto de la micro-red (MG) es propuesto por el Consorcio para soluciones tecnológicas para la Confiabilidad Eléctrica (CERTSs) [Tan et al., 2013] a fin de mejorar la fiabilidad local y flexibilidad de los sistemas de energía eléctrica, consistiendo en múltiples DERs, clientes, unidades de almacenamiento de energía, definiéndose como un pequeño sistema de energía eléctrica con la capacidad de operar físicamente aislado o interconectado con la red principal. Una micro-red tiene dos modos de operación [Pipattanasomporn et al., 2012] [Serban and Marinescu, 2014]: “operación interconectada”, en el cual la MG hace parte del gran sistema de potencia tradicional y coordina sus recursos internos distribuidos y cargas para el funcionamiento más óptimo; el segundo modo “operación aislada” la micro-red se encuentra desconectada físicamente de la red principal y

funciona de forma autónoma para asegurar las cargas críticas, la micro-red controla las cargas con base a una lista de prioridades predefinida.

Las MGs están diseñadas para integrar los sistemas de generación distribuida y de almacenamiento de energía, además hacen frente a la incorporación de sistemas de generación amigables con el ambiente, donde el usuario final es capaz de generar, almacenar, controlar y gestionar una parte de la energía que consume. Este cambio de paradigma permite que el usuario final sea no sólo un consumidor, sino también una parte activa del sistema [Guerrero et al., 2011]. A pesar de los beneficios potenciales, el desarrollo de MGs sufre de dificultades técnicas, falta de estandarización, desafíos económicos, barreras administrativas y legales. Aun así, mediante micro-redes experimentales en laboratorios (sección 1.3.1), se busca la forma de impulsar las micro-redes investigando en temas de optimización, estabilidad y fiabilidad de cada uno de sus componentes.

Uno de los principales desafíos para la implementación de micro-redes consisten en que la capacidad de generación está muy cercana a la demanda [Weaver et al., 2015], sumándole la naturaleza estocástica de la mayoría de las fuentes de energía renovables, evidencia la necesidad del almacenamiento de energía. El almacenamiento de energía puede mitigar transitorios del sistema a corto y largo plazo, cambios en la carga o fallas en el sistema en el que la respuesta está en el orden de segundos o fracciones de segundo.

A continuación, se muestran algunos de los elementos generales de una MG [Villafila-robles et al., 2013]:

- Cargas: todos los posibles consumos conectados a la micro-red.
- Generadores: incluye la generación renovable como la energía eólica y los paneles fotovoltaicos, sistemas de combustión y pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH).
- Sistemas de almacenamiento: Este término describe los diferentes elementos almacenadores de energía: baterías, volantes inerciales, térmicos, entre otros.
- Interruptores automáticos: permiten la conexión o la desconexión de las diferentes partes de la micro-red. El interruptor situado en el Punto de Conexión Común (PCC) permite el funcionamiento aislado de la micro-red.
- Sistema de Gestión de la energía: Está a cargo de la operación y control del sistema completo.
- Convertidores: Estos elementos son los encargados de realizar la integración adecuada de la generación distribuida y los sistemas de almacenamiento a la red.

Las micro-redes presentan un escenario energético diferente, en comparación con las instalaciones convencionales. En estas, elementos generadores y sistemas de almacenamiento podrían trabajar en conjunto, por lo tanto, se deben tener en cuenta varias consideraciones [Villafila-robles et al., 2013]:

- Las micro-redes no son consumidores pasivos. Por medio de sus propios sistemas de generación son capaces de alimentar parte o todo su consumo.
- Las protecciones clásicas no son suficientes debido al flujo bidireccional de potencia en los sistemas de almacenamiento y generación.
- Si el sistema tiene la opción de operar aislado de la red, se deben priorizar cargas e incluir un sistema de almacenamiento con el fin de alimentar adecuadamente las cargas sin interrupciones.
- La energía producida por las fuentes conectadas en la micro-red podría inyectarse a la red.
- Un sistema de gestión de la energía debe ser incluido para controlar toda la micro-red. La generación, el almacenamiento y las cargas deben ser controladas y coordinadas para asegurar un correcto funcionamiento del sistema.

1.3.1. Laboratorios de Micro-redes eléctricas

A continuación se presentan algunas implementaciones de micro-redes a nivel de laboratorio para estudios de estabilidad, integración de energías renovables, almacenamiento de energía, entre otros.

Building a Microgrid Laboratory [Cornforth et al., 2011]

[Cornforth et al., 2011] muestra en el artículo titulado “Building a Microgrid Laboratory” el diseño de un laboratorio de micro-redes construido por CSIRO *Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation* en Australia con el fin de investigar en generación distribuida, inclusión de energías renovables y el almacenamiento de energía. Este laboratorio incorpora tres tipos de tecnologías de energía solar fotovoltaica, dos tipos de energía eólica, tres tipos de almacenamiento y un banco de carga programable. La disponibilidad de una instalación flexible permite la recolección de información valiosa sobre el funcionamiento de la micro-red abriendo un camino para el desarrollo futuro de la red eléctrica de Australia. Este laboratorio consta de:

- Un único punto de interconexión a la red eléctrica.
- 110 kW de generación fotovoltaica.
- 62 kW de generación eólica.
- 120 kW en microturbinas de gas.
- 110 kWh de almacenamiento en baterías de plomo-ácido.
- 110 kWh de almacenamiento en Ultracapacitores.
- 500 kWh de almacenamiento en baterías de Zinc-Bromo.

Design and Development of a Reconfigurable Hybrid Microgrid Testbed [Feng et al., 2013]

En este artículo se describe el diseño y desarrollo de un banco de pruebas reconfigurable de una micro-red híbrida (Implementación física y simulación en tiempo real). El banco de pruebas presenta un sistema *Power Hardware-In-the-Loop* - emulación de Hardware de potencia- que permite una reconfiguración flexible y un sistema de supervisión y control en tiempo real con una red de comunicaciones reconfigurable. Además, el banco de pruebas contiene múltiples interfaces electrónicas de potencia, cargas, almacenamiento de energía y fuentes de alimentación programables para la emulación de fuentes de generación alternativas y cargas no lineales.

El almacenamiento de energía de esta micro-red consiste en la emulación de dispositivo de almacenamiento y su interfaz electrónica de potencia mediante un convertidor bidireccional de corriente continua, permitiendo investigaciones sobre el dimensionamiento del almacenamiento, distribución y estrategia de control en modo aislado o interconectado a la red principal.

Using a Microgrid Test Bed to Evaluate the Strategies for Seamless Renewable Energy Integration [Liu et al., 2014]

En este trabajo se presenta el diseño, desarrollo y configuración de un banco de pruebas de micro-redes inteligente en la Universidad de Texas en Arlington - EEUU, para los propósitos de investigación y educación. El banco de pruebas puede utilizar fuentes de energía renovables y tiene la capacidad de funcionar en paralelo con la red de suministro eléctrico. La implementación de este sistema ofrece una práctica de laboratorio para estudiantes de ingeniería en donde usan los conocimientos obtenidos de las aulas. Además, en términos de investigación se usa para verificar resultados del simulación y validar supuestos. El banco de pruebas de micro-redes incluye, entre otros, los siguientes aspectos:

- Proporcionar energía mediante el uso de fuentes renovables y dispositivos de almacenamiento.
- Implementación de estrategias de control para garantizar la calidad de energía.
- Conexión y desconexión a la red eléctrica.
- Gestión energética de la generación y la demanda.

El banco de pruebas se compone de tres micro-redes independientes (figuras 1.3 - 1.4) conectadas en un PCC. Esta estructura está destinada a aumentar la flexibilidad y fiabilidad mediante la configuración de diferentes combinaciones de los interruptores (BR). Cada micro-red cuenta con un dispositivo de almacenamiento de energía para suavizar la variación de la salida de las fuentes renovables y proporcionar energía de reserva en caso de emergencia.

Figura 1.3: Diseño de una SmartGrid experimental en la Universidad de Texas - Arlington, compuesta por tres micro-redes en paralelo. Tomado de [Liu et al., 2014].

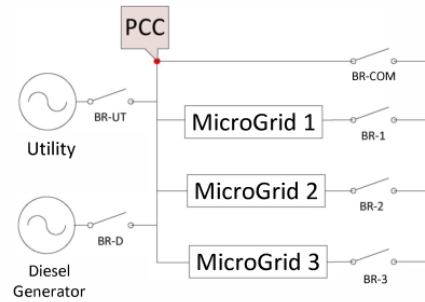
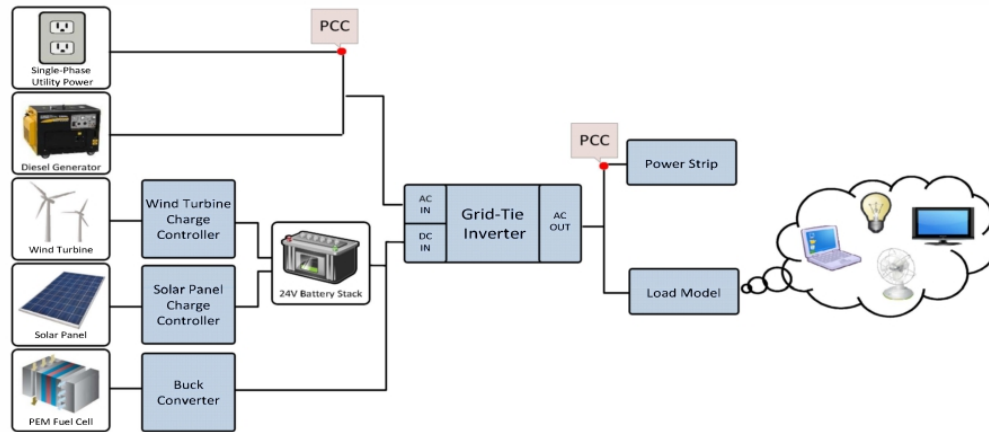


Figura 1.4: Esquema general de una de las micro-redes que componen la SmartGrid experimental de la Universidad de Texas - Arlington. Tomado de [Liu et al., 2014].



Development of a laboratory platform for testing new solutions to integrate renewable energy sources in power systems [Villafafila-robles et al., 2013]

Propone una plataforma de laboratorio micro-red que permite la realización de pruebas experimentales de investigación en una escala de potencia reducida. El objetivo principal de este banco de pruebas es crear un sistema completo que permita realizar la validación de estrategias de control, pruebas de comunicación, análisis de protecciones, ensayos de sistemas gestores de energía, entre otros. El sistema es flexible, seguro, escalable y de bajo costo. Estos requisitos se cumplen con el uso de emuladores programables para representar los diferentes recursos de una micro-red.

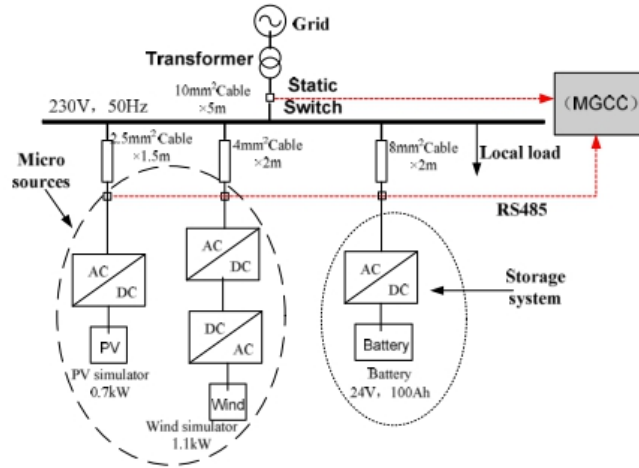
La plataforma de laboratorio micro-red se compone de tres elementos emulados: una instalación fotovoltaica (generación), una carga de Corriente Alterna CA y un sistema de almacenamiento de batería, conectados a una fase de la red principal. Los tres elementos están representados por diferentes emuladores, que también están conectados a la red de CA. En términos de hardware, estos emuladores son inversores puente completo monofásicos en modo fuente de tensión. Cada emulador está conectado por un lado a la red de CA y en el otro lado a una fuente de alimentación que les permite absorber o inyectar energía a la red.

Construction, Operation and Control of a Laboratory-Scale Microgrid [Zhangang et al., 2009]

Trata sobre la construcción de un sistema micro-red monofásico a escala de laboratorio para investigación de estrategias de integración de sistemas de generación distribuida avanzados. Dos generadores distribuidos se incluyen en esta micro-red, un simulador fotovoltaico y un simulador de turbina eólica. Ambos están conectados a la red de CA a través de la interfaz electrónica de potencia. Para el funcionamiento estable se instaló un almacenamiento de energía en baterías con un inversor de bidireccional.

La estructura del sistema se muestra en la figura 1.5. El sistema opera a una sola fase de $230 V_{rms}$ a $50 Hz$. Para la mitigación de fluctuaciones de generación de energía por energía solar o eólica y la demanda de energía fluctuante, la unidad de almacenamiento garantiza el equilibrio de potencia y el funcionamiento estable del sistema.

Figura 1.5: Esquema de una micro-red de laboratorio . Tomado de [Zhangang et al., 2009].



1.4. Almacenamiento de energía

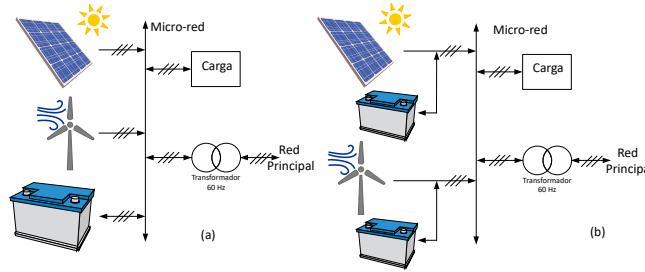
Para garantizar la estabilidad y calidad del servicio en un sistema eléctrico de potencia, la generación de energía debe ser igual a la demandada. En las micro-redes, la generación proveniente de las energías renovables depende de las condiciones climáticas, causando que la generación no sea controlable. Además, el cambio de cargas normal de todo el sistema eléctrico y los requerimientos de potencia se encuentran en magnitudes cercanas a la capacidad de generación de la micro-red. Así, un objetivo de control de la MG es obtener un correcto balance entre la generación y la demanda [Tenorio Melo, 2015]. Para conseguir este propósito, puede ser de gran importancia que la micro-red cuente con un sistema de almacenamiento de energía [Garimella and Nair, 2009].

En el 2013 [Roberts, 2009], el departamento de energía de los Estado Unidos de América en conjunto con representantes del sector eléctrico, industrial, manufactura, tecnologías de la información, universidades y laboratorios nacionales discutieron sobre el futuro del sistema eléctrico

de la nación, estableciendo como meta el plan “Grid 2030”, en donde el almacenamiento de energía surgió como uno de los cinco puntos claves para la red del futuro. Existen varios ejemplos prácticos de almacenamiento de energía [Leou, 2008]: Puerto Rico, un sistema de almacenamiento de $1,3 \text{ MW}/\text{min}$ para la estabilidad de la red eléctrica; en Utah-USA, se puso en servicio un instalación de un banco de baterías redox vanadio de $32 \text{ kW}/\text{h}$; en Wisconsin - USA, un sistema de seis superconductores magnéticos (SMES) de $1 \text{ MW}/\text{s}$ se puso en servicio para inyectar energía en un circuito de transmisión propenso al colapso.

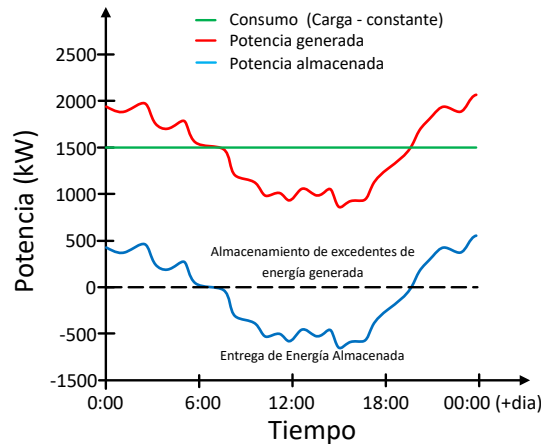
Hay dos configuraciones típicas de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) [Tan et al., 2013] en una MG (Figura 1.6): centralizada y distribuida. Para el primer caso (Figura 1.6.a), todos los SAEs se agregan como un único y gran SAE conectado a un punto de la MG. Toda la capacidad de un SAE centralizado se puede utilizar para mitigar las fluctuaciones de potencia. Si las necesidades de almacenamiento de energía aumentan, la fabricación y el control del SAE se convierten en una tarea complicada y poco rentable, por lo tanto es posible utilizar un almacenamiento distribuido y a pequeña escala para lograr la regulación de potencia (Figura 1.6.b).

Figura 1.6: Topologías de sistemas de almacenamiento de energía en una micro-red. (a) Centralizada. (b) Distribuida.



El almacenamiento de energía puede proporcionar estabilización en una micro-red de la siguiente manera [Dudiak et al., 2015]: cuando el sistema funciona de manera autónoma, el almacenamiento proporciona o absorbe energía para equilibrar la oferta y la demanda, contrarresta las fluctuaciones de cargas de los consumidores y las fluctuaciones impredecibles en la generación (ver figura 1.7). Cuando está conectada a la red principal, los sistemas de almacenamiento de energía también proporcionan servicios auxiliares para mejorar la calidad de la energía [Kousksou et al., 2014], como la regulación de voltaje y frecuencia, el filtrado de armónicos y mitigación de fallas.

Figura 1.7: Almacenamiento de excedentes de potencia.



Las ventajas técnicas y económicas de los sistemas de almacenamiento de energía a baja escala se presentan en [Garimella and Nair, 2009]:

- Integración de fuentes de energía limpias y eficientes en la red eléctrica.
- Aumento de confiabilidad y calidad del suministro eléctricos.
- Respaldo de energía para cargas críticas como hospitales y sistemas de emergencia.
- Gestión de costos al almacenar energía durante periodos de poca actividad y precios bajos para usarla en periodos de alta demanda y mayor costo.

Los sistemas de almacenamiento de energía se clasifican en tres amplias categorías [Rosin and Tallinn, 2012]: Tiempos extra rápidos (orden de segundos a minutos) a corto plazo (unos segundos o minutos), tiempos rápidos (minutos u horas) y tiempos lentos (horas a días). En la tabla 1.1 se presenta la clasificación de las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía en los sistemas eléctricos de potencia, basados en la duración de la descarga (tiempo) como la capacidad del sistema de almacenamiento (MW). Dependiendo de la capacidad del sistema eléctrico, los requerimientos de los sistemas de almacenamiento cambian, es decir, si se trata de sistemas de alta potencia los sistemas de almacenamiento deben tener la capacidad de mantener la calidad de la energía y asegurar la continuidad del servicio (descargas de energía en fracciones de segundo), mientras que en los sistemas basados en generación distribuida la premisa es el almacenamiento de energía con el fin de entregarla en los momentos (horas) en los cuales la generación no está presente.

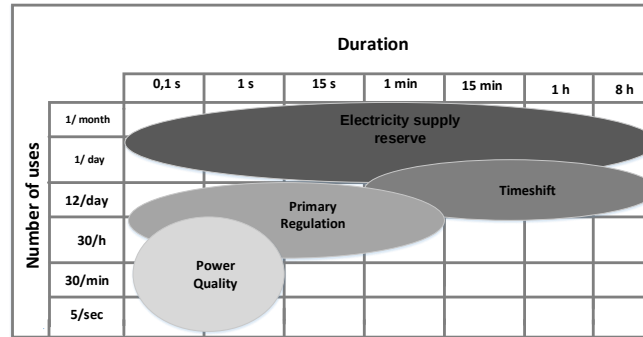
Tabla 1.1: Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía. Tomado de [Guacaneme et al., 2014]

← Alta Potencia		Alta Energía→
Aplicaciones de calidad de potencia y continuidad de servicio		Aplicaciones de administración de energía
Tiempos extra rápidos (orden de los segundos)	Tiempos rápidos (orden de los minutos)	Tiempos lentos (orden de las horas)
Compensación de flickers (parpadeo) Corrección de hundimientos de tensión (Sag)	Reserva rodante Sistemas de alimentación ininterrumpida Black Start Control de potencia activa y reactiva	Nivelado de carga Integración con fuentes renovables de energía Operación aislada Comercialización

1.4.1. Rol del almacenamiento de energía en la micro-red

Las funciones de los sistemas de almacenamiento en la micro-red pueden describirse por el número de usos (ciclos) y la duración de la operación, como se muestra en la figura 1.8. Para mantener la calidad de energía (por ejemplo, compensación de la potencia reactiva), se requiere un SAE con alta estabilidad y corta duración del ciclo de carga-descarga; para Desplazamiento de tiempo, por otro lado, se requiere una mayor duración de almacenamiento y menos ciclos carga-descarga. El almacenamiento de energía en una micro-red desempeñan dos roles [Espinar and Mayer, 2010]:

Figura 1.8: Aplicaciones Almacenamiento. Tomado de [IEC, 2009]



- **Balance de potencia a corto plazo:** rol relacionado con la regulación de la micro-red, el SAE absorbe o suministra potencia para mantener el balance entre la potencia instantánea generada y consumida en la MG, asegurando la estabilidad del voltaje y frecuencia. Requiere una respuesta rápida (milisegundos), capacidad de manejo de potencia simétrica (carga/descarga) ciclo de vida prolongado y bajo costo por kWh .
- **Gestión de energía a largo plazo:** relacionado con el sostenimiento de la carga de la micro-red para hacer coincidir el perfil de tiempo no despachable de los generadores con el perfil de tiempo de las cargas. La energía almacenada se descarga relativamente lento y durante un periodo prolongado (decenas de minutos a horas). El almacenamiento utilizado en esta aplicación debe tener una capacidad de almacenamiento mucho mayor que el utilizado para aplicaciones de balance de potencia.

En [Chen et al., 2009] y [Medina et al., 2014] se mencionan algunas de las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía en sistemas eléctricos:

1. Generación:

- a) Desplazamiento de tiempo: Para algunos servicios, el costo de generación se puede reducir almacenando electricidad en horas de menor actividad, por ejemplo la noche. Emplear el almacenamiento para disminuir la brecha entre el día y la noche permite aplanar la curva de generación, lo que conduce a una mejora en la eficiencia operativa y la reducción de costos.
- b) Servicios de contingencia.
- c) Control de área: Soporte en la transferencia de la micro-red de modo aislado a modo interconectado y viceversa.
- d) Regulación de frecuencia.
- e) Arranque en negro.

2. Trasmisión y distribución:

- a) Estabilidad del sistema.
- b) Regulación de tensión.
- c) Aplazamiento de activos: se refiere a diferir la necesidad de instalación de líneas de transmisión adicionales al complementar las instalaciones de transmisión existentes con sistemas de almacenamiento.

3. Servicios de energía:

- a) Reducción del pico de demanda.

- b) Calidad de potencia: suministro eléctrico sin distorsiones y/o oscilaciones.
 - c) Sistema de alimentación ininterrumpida.
4. Energías renovables de naturaleza estocástica (solar, eólica): aumenta la flexibilidad y el respaldo a la demanda.

1.4.2. Requerimientos para el sistema de almacenamiento

Al caracterizar un sistema de almacenamiento, los dos criterios clave son la potencia y la energía. La potencia indica la velocidad a la que el sistema puede suministrar energía. La energía se relaciona con la cantidad de energía que se puede entregar a las cargas. En términos prácticos, la cantidad de energía almacenada determina la cantidad de tiempo que el sistema puede descargar a su potencia nominal (salida), de ahí el término duración de la descarga. Entre las principales características del elemento almacenador del SAE se consideran: alta densidad de potencia, alta eficiencia, capacidad nominal, alta confiabilidad, tiempo de respuesta bajo y baja degradación ante la descarga. Sin embargo, estas características solo consideran aspectos técnicos y económicos; en [Daim et al., 2012], se realiza una revisión de criterios de selección de tecnologías en cuatro categorías: técnica, económica, ambiental y social. Esta subsección trata la categoría técnica y económica [Eyer and Corey, 2010]:

- **Capacidad de potencia** [kW] : Es la máxima potencia instantánea que el elemento de almacenamiento puede proveer.
- **Capacidad de almacenamiento de energía** [kWh] : Cantidad de energía eléctrica que un dispositivo puede almacenar.
- **Densidad de energía y potencia:** La densidad de potencia es la cantidad de potencia que puede entregar un sistema de almacenamiento respecto a su volumen. La densidad de energía es la cantidad de energía que puede almacenar el elemento almacenador respecto a su volumen. Son criterios de decisión cuando el espacio y peso son una limitante del sistema.
- **Eficiencia de descarga:** refleja la cantidad de energía que provee el almacenamiento respecto a la cantidad almacenada (pérdidas en el proceso de conversión). Valores típicos para baterías electro-químicas rondan entre el 60 % y 75 %.
- **Tiempo de descarga:** Es la cantidad de tiempo que el almacenamiento puede durar a potencia nominal sin recarga. Factor técnico de viabilidad para aplicaciones ya que afecta el costo del almacenamiento.
- **Costo de operación:** se divide en dos componentes claves: 1) costos relacionados con la energía y 2) costos de operación. Este último incluye: labores asociadas con la operación, mantenimiento, reemplazos por desgaste, disposición final, entre otros.
- **Tiempo de vida:** tiempo de degradación debido a los ciclo de carga y descarga. La tasa de degradación depende del tipo de tecnología de almacenamiento, las condiciones de operación y otras variables. Para algunas tecnologías de almacenamiento, especialmente baterías, la forma en que el sistema se descarga afecta la vida útil del medio de almacenamiento. La descarga de una pequeña porción de energía almacenada se conoce como descarga “poco profunda” y la descarga de la mayor parte o la totalidad de la energía almacenada es una descarga “profunda”. Una descarga poco profunda es menos perjudicial para el medio de almacenamiento que una descarga profunda.
- **Tiempo de respuesta:** tiempo que le toma al dispositivo de almacenamiento comenzar a liberar la energía.
- **Tasa de rampa (Ramp rate):** velocidad en la que puede cambiar la potencia entregada.

- **Tasa de carga:** velocidad a la que se puede cargar el almacenamiento. Si el almacenamiento no se puede recargar lo suficientemente rápido, entonces no tendrá suficiente energía para proporcionar el servicio necesario. En la mayoría de los casos, esta tasa es similar a la tasa de descarga.
- **Auto-descarga:** el tiempo de retención de energía es la cantidad de tiempo que el almacenamiento retiene la carga. El concepto de retención de energía es importante debido a la tendencia de algunos tipos de almacenamiento a auto-descargarse (disipar energía mientras el almacenamiento no está en uso).

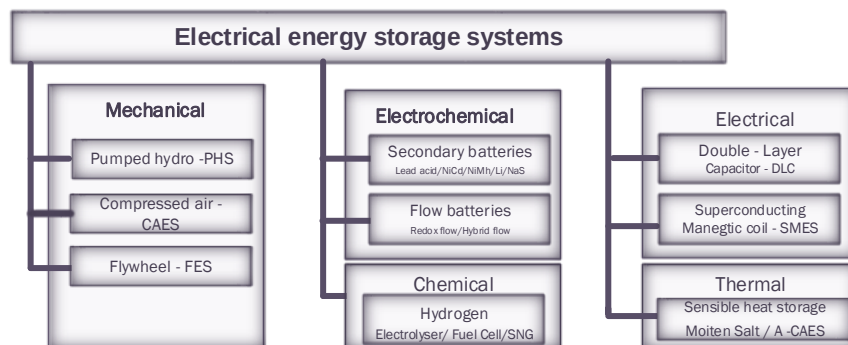
Según [David and Thomas, 2002], se deben considerar varios factores al seleccionar la mejor batería para una aplicación en particular. Las características de cada elemento de almacenamiento disponible deben ponderarse según los requisitos del sistema y se selecciona la tecnología que mejor se ajuste a estas necesidades. Es importante que la selección de la batería se tenga en cuenta al comienzo del diseño del sistema de esta forma, se pueden hacer los compromisos más efectivos entre las capacidades del elemento de almacenamiento y los requisitos del sistema. Las consideraciones que son importantes e influyen en la selección incluyen:

1. Tipo de almacenamiento (Ver subsección 1.4.3).
2. Tensión nominal o de operación, máxima y mínima tensión permisible.
3. Corriente y perfil de carga: corriente constante, potencia constante, carga variable o pulsante, entre otras.
4. Ciclo de trabajo: continuo o intermitente.
5. Temperatura de operación.
6. Vida de servicio.
7. Requerimientos físicos: Tamaño, forma, área.
8. Ciclos carga-descarga: disponibilidad y características de carga. Eficiencia.
9. Condiciones ambientales: vibraciones, golpes, aceleraciones, humedad, presión, entre otros.
10. Seguridad y confiabilidad: tasas de falla, necesidad de gasificación o fuga, uso de componentes potencialmente peligrosos y tóxicos.
11. Mantenimiento y abastecimiento: facilidad de adquisición, distribución accesible; facilidad de reemplazo; requieren procedimientos especiales de transporte, recuperación o eliminación.
12. Costo: costo inicial; costo operativo o del ciclo de vida.

1.4.3. Tecnologías de almacenamiento

Para clasificar los elementos de almacenamiento existen dos criterios: función y naturaleza de la energía. En cuanto a la función, las tecnologías se dividen en aquellas destinadas a aplicaciones de alta potencia con un contenido bajo de energía y en aquellas para aplicaciones de gestión de energía. La segunda clasificación depende de la forma como la energía es almacenada (ver imagen 1.9 [Luo et al., 2015]: energía eléctrica, energía química, energía mecánica, entre otras.

Figura 1.9: Clasificación de los elementos de almacenamiento dependiendo de su naturaleza de energía. Tomado de [IEC, 2009]



Tecnología de almacenamiento electroquímica: batería

Una batería es un dispositivo que convierte la energía química contenida en sus materiales activos directamente en energía eléctrica por medio de una reacción electroquímica de oxidación-reducción (redox). En el caso de un sistema recargable, la batería se recarga mediante una inversión del proceso. Este tipo de reacción implica la transferencia de electrones de un material a otro a través de un circuito eléctrico [David and Thomas, 2002].

Las baterías electroquímicas se identifican como primarias (no recargables) o secundarias (recargables), estas baterías se pueden recargar eléctricamente, después de la descarga, a su condición original pasando corriente a través de ellas en la dirección opuesta a la de la corriente de descarga. Las baterías secundarias son dispositivos de almacenamiento de energía eléctrica y también se conocen como “baterías de almacenamiento” o “acumuladores” [Giaouris et al., 2013]. La aplicación de baterías secundarias cae en dos categorías:

- Como un dispositivo de almacenamiento de energía, generalmente se conectan eléctricamente y se cargan con una fuente de energía primaria y entregan su energía a la carga a demanda. Algunos ejemplos son los sistemas automotrices y de aviación, las fuentes de energía de emergencia, los vehículos eléctricos híbridos y los sistemas de almacenamiento de energía estacionaria para la nivelación de la carga eléctrica.
- La batería secundaria se usa esencialmente como batería principal, pero se recarga después del uso en lugar de desecharse. Las baterías secundarias se usan de esta manera como, por ejemplo, en productos electrónicos de consumo, herramientas eléctricas, vehículos eléctricos, etc., para ahorrar costos (ya que pueden recargarse en lugar de reemplazarse) y en aplicaciones que requieren drenajes de energía más allá de la capacidad de baterías primarias.

Además, las baterías secundarias se caracterizan por tener una alta densidad de potencia, alta velocidad de descarga, curvas de descarga planas y un buen rendimiento a baja temperatura. Sus densidades de energía y retención de carga son generalmente más bajas que las de las baterías primarias. A continuación se describen brevemente las baterías secundarias empleadas en aplicaciones de almacenamiento de energía [Roberts, 2009, Kousksou et al., 2014] .

- **Batería de Ion-litio:** es la tecnología de baterías con el mayor rango de aplicaciones hoy en día. La alta energía y densidad de potencia de las celdas de iones de litio las hacen atractivas para una amplia gama de aplicaciones. Además, ésta tecnología se puede emplear en una amplia variedad de formas y tamaños, lo que permite que la batería llene eficientemente el espacio disponible, como un teléfono celular o una computadora portátil. Son baterías livianas en relación con las tecnologías de baterías acuosas, como las baterías de plomo-ácido.

En las baterías de ion-litio, la tasa de auto-descarga es muy baja, con un máximo del 5 % por mes y la vida útil de la batería puede alcanzar más de 1500 ciclos. Sin embargo, la vida útil depende de la temperatura y puede acortarse severamente debido a las descargas profundas. Esto hace que las baterías de ion-litio sean inadecuadas para su uso en aplicaciones de respaldo donde pueden descargarse por completo. Aunque las baterías Li-ion ocupan más del 50 % del mercado de dispositivos portátiles pequeños, existen algunos desafíos para fabricarlas a gran escala. El principal obstáculo es el alto costo debido a los circuitos especiales de protección de sobrecarga y empaque interno. Algunos fabricantes de baterías (SAFT, Shin-Kobe, Japan Storage, Avestor) están desarrollando baterías basadas en litio (Titanio-Litio, Fosfato de hierro-litio) [Roberts, 2009] tanto en configuraciones de alta energía como de alta potencia para vehículos eléctricos, híbridos y aplicaciones de potencia.

- **Níquel cadmio (NiCd), níquel metal hidruro (NiMH) y níquel zinc (NiZn):** los tres tipos de baterías utilizan el mismo material para el electrodo positivo y el electrolito que es hidróxido de níquel y una solución acuosa de hidróxido de potasio con algo de hidróxido de litio, respectivamente. En cuanto al electrodo negativo, el tipo NiCd usa hidróxido de cadmio, el NiMH usa una aleación de metal y el NiZn usa hidróxido de zinc. Las baterías de níquel-cadmio compiten con las baterías de plomo-ácido porque tienen una mayor densidad de energía, un ciclo de vida más largo (más de 3500 ciclos) y menos requisitos de mantenimiento. A pesar de las ventajas antes mencionadas de la batería basadas en níquel, sobre las baterías de plomo-ácido, la batería de níquel no ha tenido un gran éxito comercial, principalmente debido a sus elevados costos.

Además de eso, las baterías de níquel-cadmio contienen metales pesados tóxicos que pueden causar riesgos para la salud en los seres humanos y sufren una auto-descarga severa. Por este motivo, en noviembre de 2003, la Comisión Europea elaboró una propuesta de nuevas directivas que incluía objetivos de reciclaje del 75 % de este tipo de batería. Las baterías híbridas de níquel metal hidruro (NiMH) son una alternativa viable a las baterías de níquel-cadmio debido a su rendimiento mejorado y su ventaja medioambiental. En comparación con las baterías de plomo-ácido y níquel-cadmio, la batería de NiMH es respetuosa con el medio ambiente debido a la falta de sustancias tóxicas como el cadmio, el plomo o el mercurio. Aunque las baterías de NiMH tienen una energía específica superior en comparación con las baterías de plomo-ácido y NiCd, estas también sufren una auto-descarga severa, lo que las hace ineficientes para el almacenamiento de energía a largo plazo.

- **Sulfuro Sodio (NaS):** consiste en azufre líquido (fundido) en el electrodo positivo y sodio líquido (fundido) en el electrodo negativo como materiales activos separados por un electrolito cerámico de beta-alúmina sólida. Las celdas de baterías NaS generalmente se diseñan de manera tubular donde el sodio normalmente está contenido en una cavidad interior formada por el electrolito.

En comparación con otras tecnologías de baterías, NaS muestra una densidad de energía mucho más atractiva (cuatro veces más que la batería de plomo-ácido) y tiene una capacidad de ciclo largo (2500 ciclos con una profundidad de descarga del 90 %) y una respuesta de milisegundos para cargar y descargar por completo, presenta potencialidades para ser usada en aplicaciones de micro-redes para regulaciones de potencia. La densidad de energía y la eficiencia energética de este tipo de baterías son muy altas alrededor de 151 kWh/m^3 y 85 % respectivamente, operando a una temperatura de 300°C .

- **Baterías de flujo:** a menudo llamadas baterías de flujo-redox son una tecnología relativamente nueva. En una batería de flujo, la batería se carga y descarga mediante una reacción química (reversible) entre los dos electrolitos líquidos de la batería. A diferencia de las baterías convencionales, los electrolitos líquidos están contenidos en tanques separados. Durante el funcionamiento, estos electrolitos se bombean a través del reactor electroquímico, en el que tiene lugar una reacción química redox y se produce electricidad. Debido a este almacenamiento de los electrolitos fuera del reactor, las especificaciones de la batería son

flexibles; la potencia y el contenido de energía del sistema se pueden especificar por separado. Es muy fácil aumentar la cantidad de electrolitos o reemplazar los electrolitos. Además, el diseño de la celda de potencia puede optimizarse para la potencia nominal necesaria, ya que es independiente de la cantidad de electrolito utilizado.

Se consideran baterías de tipo secundario ya que pueden recargarse sin reemplazar el material electroactivo. Una de las principales ventajas de las baterías de flujo es que su capacidad de energía es fácilmente escalable, ya que depende del volumen del electrolito almacenado. Esto conduce a menores costos de instalación cuanto más grande es el sistema. Otras características interesantes de las baterías de flujo son su capacidad de descargarse completamente sin ningún daño y tasa de auto-descarga muy baja, ya que los electrolitos se almacenan en tanques separados sellados. Por lo tanto, las baterías de flujo resultan ser sistemas de larga vida y bajo mantenimiento, capaces de almacenar energía durante largos períodos de tiempo. En los últimos años, se desarrollaron dos tipos de baterías de flujo hasta la etapa de comercialización y demostración: Vanadium redox (VRB) y bromo de zinc (ZnBr). [Roberts, 2009]

- **Plomo-ácido:** la batería de plomo es el dispositivo de almacenamiento de energía más maduro y barato de todas las tecnologías de baterías disponibles. Las baterías de plomo-ácido se basan en reacciones químicas que involucran el dióxido de plomo (que forma el electrodo del cátodo), el plomo (que forma el electrodo del ánodo) y el ácido sulfúrico que actúa como el electrolito. Hay dos tipos principales de baterías de plomo-ácido: baterías inundadas, que son la topología más común, y baterías reguladas por válvula, que están sujetas a una extensa investigación y desarrollo [David and Thomas, 2002]. La batería de ácido de plomo tiene un bajo costo, alta confiabilidad y eficiencia (70 %-90 %). Aparte de su vida útil relativamente corta, las principales desventajas de la batería de plomo son la necesidad de mantenimiento periódico del agua y su baja energía y potencia específicas. Las baterías de plomo presentan también dificultades para proporcionar ciclos de potencia frecuentes, a menudo en estado de carga parcial, lo que puede conducir a una falla prematura debida a la sulfatación. Las ventajas y desventajas generales de la batería de plomo-ácido, en comparación con otros sistemas, se enumeran en la Tabla 1.2 y en la Tabla 1.3 se enumeran los diversos tipos de baterías de plomo-ácido disponibles.

Tabla 1.2: Ventajas y desventajas de las baterías de plomo-ácido. Tomado de [David and Thomas, 2002]

Ventajas	Desventajas
• Bajo Costo y producción a nivel global. • Disponible en grandes cantidades, variedades de tamaños y capacidades. • Buen rendimiento a bajas y altas temperaturas. • Eficiencia cercana al 70 %. • Voltaje de circuito abierto mayor a 2 V, siendo el más alto de todas la baterías acuosas. • Fácil indicación del estado de carga. • Disponible en diseños libres de mantenimiento. • Componentes celulares reciclables.	• Vida útil relativamente baja (50-500 ciclos), aunque diseños especiales pueden alcanzar los 2000 ciclos. • Densidad de energía limitada: típicamente 30 – 40 Wh/kg. • Difícil de fabricar en tamaños muy pequeños. • La evolución del hidrógeno en algunos diseños puede ocasionar peligro de explosión.

- **Baterías de plomo-ácido válvula regulada (VRLA):** los diseños de baterías de plomo para pequeñas aplicaciones y algunas aplicaciones fijas más grandes a menudo se conocen como “selladas” o “libre de mantenimiento”. Esta ha sido una descripción precisa en la medida en que no hay necesidad de reemplazar el electrolito. Sin embargo, prácticamente

Tabla 1.3: Tipos y aplicaciones de baterías plomo-ácido. Tomado de [David and Thomas, 2002]

Tipos	Aplicaciones
SLI (arranque, iluminación, encendido)	Automóviles, transporte marítimo, avionetas, motores Diesel en vehículos y potencia estacionaria.
Tracción	Camiones industriales
Vehículos de propulsión	Vehículos eléctricos, carros de golf, vehículos híbridos, vehículos personales.
Estacionaria	Respaldo de energía, nivelación de carga, señalización, sistemas solares fotovoltaicos.

ningún diseño incluye un sello hermético verdadero y tiene solo una válvula de liberación de presión que limita la entrada o salida de gas a la celda. Además, la mayoría de las baterías de plomo-ácido están cubiertas de plásticos siendo permeables al hidrógeno. La designación que mejor encaja para este diseño es "Batería de plomo-ácido regulada por válvula." VRLA. Son diseños libres de mantenimiento, capaces de almacenar energía en un largo periodo de tiempo sin sufrir daño alguno, tiempo de vida moderado, alta eficiencia sin efecto memoria, el estado de carga usualmente es determinado por la medición de la tensión, sin embargo es sensible a altas temperaturas. Tensión de celda cargada de 2,18 V y descargada de 1,81 V en circuito abierto.

1.4.4. Métodos de carga

Cargar baterías secundarias, es una cuestión de reemplazar la energía agotada durante la descarga. Debido a que este proceso es ineficiente, es necesario devolver más del 100 % de la energía extraída. La cantidad de energía necesaria para la recarga depende de qué tan profundamente se descargó la batería, el método de recarga, el tiempo de recarga y la temperatura. La carga se puede realizar por varios métodos. La carga de voltaje constante es el método convencional para baterías de plomo-ácido y también es preferible para baterías VRLA. Sin embargo, también se puede usar corriente constante, corriente "taper" y variaciones de los mismos. La recarga adecuada es importante para obtener una vida óptima de cualquier batería bajo cualquier condición de uso. Se presentan los métodos para cargar baterías comúnmente usados [Meyers, 2012]:

- **Corriente constante:** método eficiente para cargar baterías de plomo-ácido y VRLA. La carga de corriente constante se logra mediante la aplicación de una fuente de corriente constante. Este método de carga es especialmente efectivo cuando varias celdas se cargan en serie, ya que tiende a eliminar cualquier desequilibrio de carga en una batería. La carga de corriente constante carga todas las celdas por igual porque es independiente del voltaje de carga de cada celda de la batería. A tasas de carga entre $C/10$ y $C/20$, el gran aumento de voltaje al final de la carga es un indicador útil para terminar o reducir la corriente del cargador.
- **Tensión constante:** la carga de voltaje constante es uno de los métodos más eficientes y rápidos de cargar una batería VRLA. El cargador requerido debe ser capaz de soportar al menos dos veces la capacidad de la batería ($2C$). Si el cargador de voltaje constante utilizado tiene una capacidad de carga inferior a $2C$, los tiempos de carga se alargan al limitar la corriente. Para una vida óptima de los sistemas de batería, el control de carga considera circuitos de regulación de tensión y corriente, de los cuales se prefieren métodos de carga de tensión constante modificados con corriente inicial constante.
- **Carga pulsante:** en este caso, el cargador se aísla periódicamente de los terminales de la batería y la tensión de circuito abierto de la batería se mide automáticamente (una medición sin impedancia de la tensión de la batería). Si la tensión del circuito abierto está por encima

de un valor preestablecido, dependiendo de la temperatura de referencia, el cargador no suministra energía. Cuando el voltaje del circuito abierto disminuye por debajo de ese límite, el cargador entrega un impulso de corriente continua durante un período de tiempo fijo. Cuando el estado de carga es muy bajo, la corriente de carga se conecta casi el 100 % del tiempo porque la tensión del circuito abierto caería rápidamente.

La duración del circuito abierto y los impulsos de corriente se eligen de tal modo que cuando la batería está completamente cargada, el tiempo para que la tensión del circuito abierto decaiga es exactamente igual a la duración del impulso. Cuando el cargador detecta esta condición, cambia automáticamente a la corriente de finalización y envía impulsos periódicos de carga a la batería para mantenerla a plena carga.

- **Carga por goteo “trickle”:** se utiliza para mantener la batería en un estado de carga total al suministrar una pequeña corriente para compensar sus características de auto-descarga. Algunas baterías tienen tasas de auto-descarga relativamente altas y pueden perder su capacidad de mantener la carga cuando se almacenan descargadas durante un largo período de tiempo debido a la sulfatación. Un cargador de goteo se usa a menudo en automóviles, embarcaciones, motocicletas y otros equipos de temporada donde la batería puede reposar durante meses sin uso. Es una carga continua de corriente constante a una tasa baja (aproximadamente $C/100$), que se utiliza para mantener la batería en una condición de carga completa, recargarla por las pérdidas debidas a la auto-descarga y restaurar la energía.
- **Carga flotante:** se usa con mayor frecuencia para baterías de plomo-ácido no selladas, que pueden tolerar tensiones elevadas durante períodos de tiempo prolongados. En este modo de operación, la corriente de carga depende del estado de carga de las celdas, y la corriente disminuye gradualmente hasta un valor mínimo a medida que las celdas se cargan por completo. La carga de flotación puede provocar una salida de gas continua que reduce el nivel de agua en el electrolito. Por lo tanto, la carga flotante de las baterías de plomo-ácido a menudo requiere estar verificando el nivel del electrolito. La carga flotante es una carga de tensión constante que se utiliza para mantener la batería en una condición de carga completa. Este método se utiliza principalmente para baterías estacionarias que se pueden cargar desde un bus de corriente continua. El voltaje de flotación para una batería de red no antimonial que contiene 1,210 electrolitos de gravedad específica y que tiene un voltaje de circuito abierto de 2,059 V por celda es de 2,17 V a 2,25 V por celda. [David and Thomas, 2002]
- **Carga rápida:** en muchas aplicaciones, es conveniente poder recargar rápidamente la batería en una hora o menos, aplicando un tasa C alta. Según la química de la batería, este modo de carga solo puede reemplazar una parte de la capacidad total. Es importante controlar la carga para mantener la morfología del electrodo, para evitar un aumento de la temperatura, particularmente a un punto donde se den reacciones secundarias perjudiciales (corrosión, conversión a óxidos no conductores, alta solubilidad de materiales, descomposición) y limitar la sobrecarga y la gasificación. Como estas condiciones son más propensas a ocurrir durante la carga rápida, el control de carga bajo estas condiciones es crítico.
- **Carga ecualizadora:** es la etapa final de la carga de una serie de baterías en la que el SoC de celdas individuales se fuerzan al mismo valor. Para las baterías de plomo-ácido, esto puede ser como usar un voltaje de carga más alto. Las células con mayor SoC comienzan a desgasificarse mientras que las células más débiles “se ponen al día”.

1.4.5. Interfaz electrónica de potencia

La interfaz electrónica de potencia para el SAE funciona continuamente para apoyar la micro-red durante un largo período. Por lo tanto, la fiabilidad y la eficiencia son los temas claves a tener en cuenta en la elección de topologías de los convertidores. Por lo general hay dos tipos de micro-redes: micro-redes de corriente alterna y micro-redes de corriente continua; requiriendo interfaces de potencia diferentes. Para las micro-redes de CA, se requiere realizar una conversión

CC-CA, mientras que las segundas requieren ajustar los niveles de tensión entre la tensión del almacenamiento en CC con el bus de CC de la micro-red. Una característica importante de la interfaz es que debe tener la capacidad de transferir energía entre dos buses y en dos sentidos (bidireccional).

Los convertidores CC-CC bidireccionales (CB) recientemente han recibido mucha atención debido a la creciente necesidad de cargar y descargar elementos almacenadores, sin dejar de lado la aplicación tradicional en motores. Las nuevas aplicaciones de los CB incluyen almacenamiento de energía en sistemas de energía renovable, sistemas de energía de celda de combustible, vehículos eléctricos híbridos (HEV) y sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS). Las figuras 1.10 y 1.11 son dos ejemplos de convertidores bidireccionales para la interfaz del SAE para una micro-red en CA.

Figura 1.10: Interfaz electrónica para la interconexión a la red central mediante un transformador a frecuencia de línea.

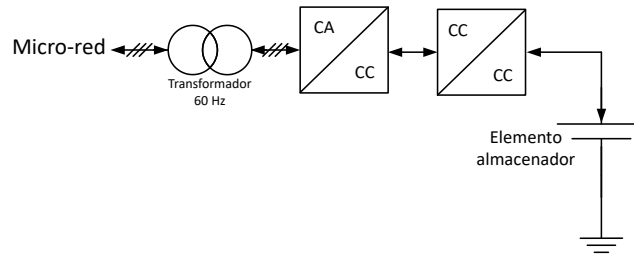
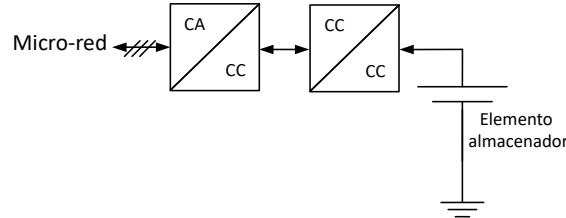


Figura 1.11: Interfaz electrónica para la interconexión a la red central sin transformador de 60 Hz.



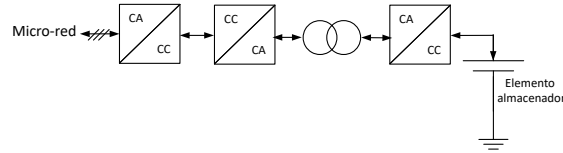
Los CB de CC se pueden clasificar en dos tipos: aislados y no aislados. Los CB no aislados (CBNA) son más simples que los CB aislados (CBA) y pueden lograr una mejor eficiencia. Sin embargo, el aislamiento es requerido en muchas aplicaciones y por diferentes estándares. La complejidad de los CBA se deriva de la presencia de un enlace de CA en su estructura para permitir la transferencia de potencia a través de un medio de aislamiento magnético, es decir, un transformador. Algunas de las principales limitaciones asociadas con el CBNA son [Karshenas et al., 2011]:

- Pueden operar en modo elevador en una dirección o reductor en la otra. Es decir que la relación de elevación es mayor o menor a la unidad dependiendo de la dirección del flujo de la energía.
- Cuando el requerimiento de elevación se vuelve grande, la estructura se vuelve poco práctica.

En [Sato et al., 2014] se estudia un convertidor QUASI-Z cascada para mejorar la relación de elevación, en [Vazquez and Salmeron, 2003] se muestra una amplia variedad de topologías de convertidor multipuerto para la gestión y control de múltiples elementos de almacenamiento de distintas tecnologías y en [Karshenas et al., 2011] se detalla el funcionamiento de tres topologías CBNA.

Los CBA constan de dos convertidores CC-CA de alta frecuencia y un transformador de alta frecuencia que se utiliza para mantener el aislamiento galvánico entre dos buses de corriente continua, ver figura 1.12. Este transformador también es esencial para el ajuste de voltaje en caso de requerirse una gran ganancia. Como la transferencia de energía en cualquier dirección es necesaria para el sistema, cada convertidor de CC-CA también debe tener capacidad de transferencia de energía bidireccional. Los buses de CC en estas estructuras también deben poder generar o absorber energía. La topología aislada más empleada es el doble puente activo, presentado en [Qin and Kimball, 2012] y en [Wen and Su, 2016]; en [Inoue and Akagi, 2007] se presenta el control del doble puente activo más un inversor trifásico acoplado con un filtro LCL a la red de suministro eléctrico; en [Peng et al., 2004] se presenta una estructura similar basada en medio puente.

Figura 1.12: Interfaz electrónica para la interconexión a la red central con transformador de alta frecuencia.



1.4.6. Gestión y control del sistema de almacenamiento

El SAE necesita estrategias específicas de control de carga-descarga. Algunos SAEs con capacidades de energía limitadas, como baterías, pueden causar problemas de sobrecarga y sobredescarga generando fallas en la compensación de energía. Por lo tanto, las estrategias de control implementadas se encuentran en función del estado de carga (SoC) [Tan et al., 2013].

El control de la potencia activa y reactiva es una tarea importante en el esquema de control del SAE. Como se ha mencionado, el almacenamiento proporciona una regulación de potencia “ascendente” mediante la descarga (inyección de energía en la micro-red) y una regulación “descendente” mediante la carga (energía tomada de la micro-red para su almacenamiento). Según [Zamora and Srivastava, 2010], los controladores de las micro-redes deben garantizar funciones y condiciones de operación, que pueden extrapolarse al control del sistema de almacenamiento de energía: 1) la potencia activa y reactiva se transfieren según la necesidades de las micro-redes; 2) el proceso de desconexión y reconexión del SAE no debe ocasionar problemas de estabilidad [Dudiak et al., 2015]; 3) la participación en el mercado se optimiza mediante el análisis del costo de energía; 4) respaldo a cargas sensibles, tales como equipos médicos y servidores; 5) en caso de falla general, el SAE es la fuente para el arranque en negro; y 6) aumentar la confiabilidad y la eficiencia del sistema.

Capítulo 2

Especificación y Diseño del Sistema de Almacenamiento de Energía - SAE

La MredUV emplea un sistema de almacenamiento de energía centralizado, donde el banco de baterías se encuentra conectado al nodo central de la micro-red. El SAE esta compuesto por: elemento de almacenamiento, interfaz electrónica de potencia y la estrategia de control. El elemento de almacenamiento consta de 16 baterías VRLA de 12 V, la interfaz electrónica de potencia son dos convertidores bidireccionales en cascada que permiten la carga y descarga del elemento de almacenamiento e inyección o absorción de potencia en la micro-red. En este capítulo se describe la arquitectura de MredUV y la selección de los elementos claves del SAE a partir de la bibliografía revisada en el capítulo 1. Además, se especifican los modos de operación y arquitectura de control jerárquica del SAE.

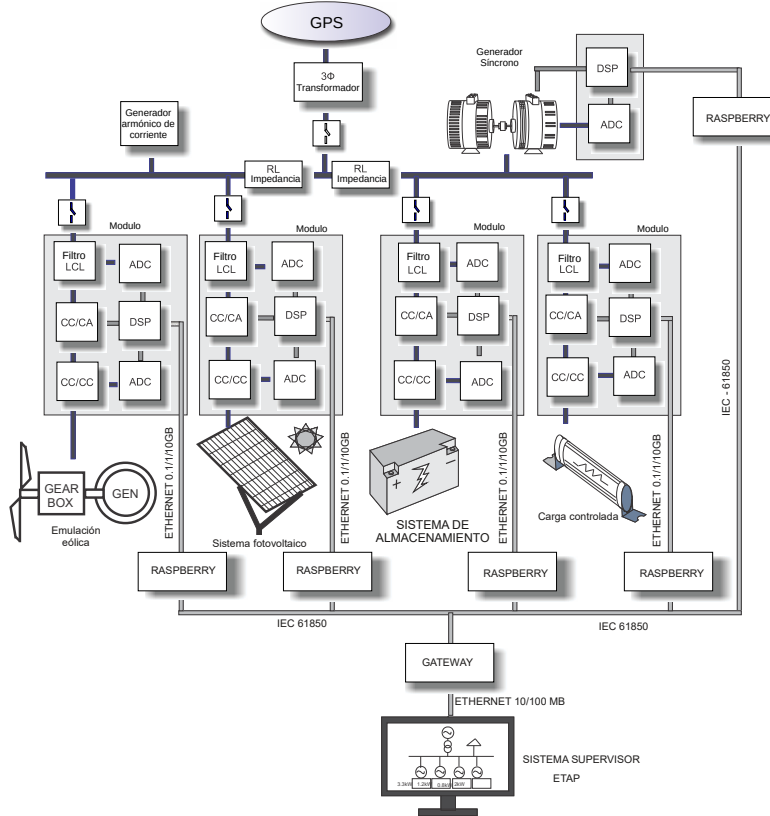
2.1. Proyecto Micro-red MredUV

El objetivo general del proyecto es diseñar, construir y probar un sistema de control electrónico de potencia, que integre en una micro-red eléctrica, generación solar y eólica, una carga variable bidireccional y un almacenador de energía. Esta propuesta de investigación se enmarca en el tema del almacenamiento de energía en la MredUV. En el proyecto se identifican requerimientos de equipamiento y de control necesarios para la incorporación de fuentes de energía renovables altamente distribuidas. Esto es necesario ya que la incorporación no programada de estas fuentes locales de energía tiene un impacto importante sobre la estabilidad y calidad de suministro de energía eléctrica a nivel nacional.

La micro-red MredUV [Restrepo-Zambrano, 2016] es un proyecto del Grupo de Investigación en Control Industrial -GICI- de la Universidad del Valle, con el propósito de construir un banco de pruebas de laboratorio para uso en educación e investigación de control y operación de micro-redes, energías renovables, almacenamiento de energía y generación distribuida. Su principal característica es la modularidad del diseño, es decir, los elementos que integran la micro-red se conectan a esta mediante una interfaz electrónica de potencia bidireccional con su respectiva unidad de control y un sistema de comunicaciones estandarizados, proporcionando flexibilidad en la ubicación de los elementos y la integración de una gran variedad de fuentes (generador eléctrico, solar, eólico, etc) y cargas. Con esta funcionalidad, la expansión de la micro-red se realizaría replicando la interfaz de potencia y reprogramando el algoritmo de control de la unidad de procesamiento a las necesidades del nuevo modulo a adicionar. En el caso de necesitar una etapa adicional para realizar el acople de tensiones, se diseñaría el convertidor faltante teniendo en cuenta las características de la interfaz estandarizada, evitando así, esfuerzos dispersos de diseño.

La MredUV es una micro-red eléctrica trifásica de tres hilos de baja tensión, tensión Línea a Línea de $220V_{rms}$, frecuencia de Línea de $60Hz$ y una potencia máxima de $1kVA$ por fuente y/o carga. Los módulos se comunican con el sistema SCADA en ETAP[®] mediante el protocolo IEC-61850 [Alexis, 2017] sobre una red Ethernet de $100Mbit/s$. La arquitectura de la micro-red se muestra en la figura 2.1.

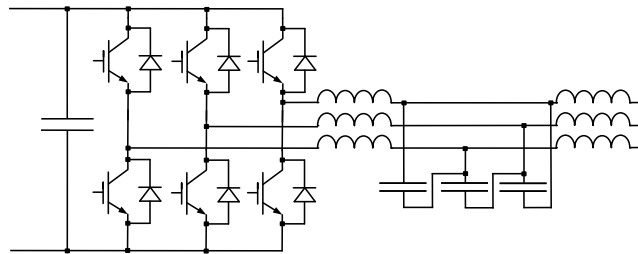
Figura 2.1: Diagrama simplificado de la MredUV [Restrepo-Zambrano, 2016].



A continuación se describen las partes que componen un módulo de potencia de la micro-red:

- A. Interfaz electrónica de potencia: Es la interfaz (Figura 2.2) de acople de la fuente de generación distribuida o carga a la micro-red. Basado en la arquitectura de inversor trifásico fuente de tensión y un filtro LCL, con la capacidad de manejar un flujo de potencia activa y reactiva bidireccional.

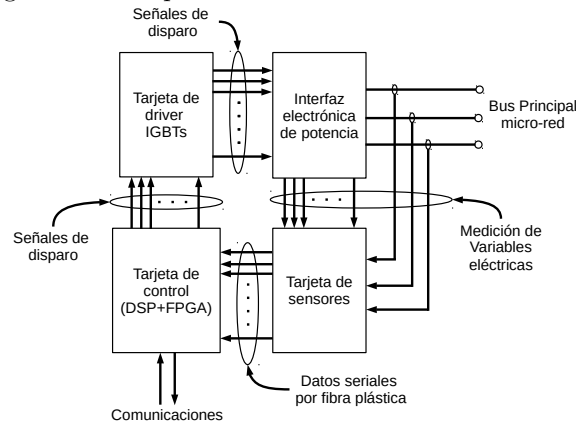
Figura 2.2: Interfaz CA-CC estandarizada de la MredUV.



- B. Unidad de control y sensado: compuesta por un procesador digital de señales de alto rendimiento

(DSP), una FPGA, tarjeta de driver y dos tarjetas de sensores.

Figura 2.3: Diagrama de bloques del hardware de la unidad de control y sensado.



1. Unidad de control DSP: La unidad de procesamiento principal emplea una DSP de Analog Devices, operando en conjunto con una tarjeta interfaz basada en FPGA. El DSP está alojado en una placa de evaluación para los dispositivos analógicos ADSP-21369 (DSP-21369 EZ-KIT Lite[®]), con una capacidad de procesamiento de 2,4GFlops a 400MHz. El algoritmo de control cargado en esta unidad permite al modulo asumir una tarea específica dentro de la micro-red; por ejemplo: carga controlable, almacenamiento de energía, generación eólica, generación fotovoltaica, etc.
 2. Tarjeta de interfaz - FPGA: cuenta con tres módulos PWM trifásico, comunicación serial a través de fibra óptica para dos tarjeta de sensores. Encargada de generar la interrupción de sincronización con los lazos de control de la DSP a una frecuencia de 20 kHz.
 3. Tarjeta de sensores: el modulo PWM de la tarjeta de interfaz sincroniza la adquisición paralela en todos los canales de conversión (16 canales). El convertidor análogo-digital presenta resolución de 16 bits y un tiempo de conversión de 4 μs , los datos están disponibles para la unidad de control en 16 μs después del inicio de la señal PWM.
- C. Sistema de comunicaciones: de gran relevancia dentro de la micro-red debido a que integra las fuentes de generación, sistemas de transmisión, distribución y consumo para evaluar las variables en tiempo real que aseguran la estabilidad. Las comunicaciones con el sistema supervisor están a cargo del protocolo IEC-6185 [IEC, 2013] embebido en una tarjeta Raspberry Pi 2 y la DSP configurada como una MU (*Mergin Unit*). Teniendo como base estos dos módulos hardware se crea un IED (*Intelligent Electronic Device*) [McDonald, 2003] que permite el intercambio de información entre el DER y la micro-red a través de Ethernet.

La norma IEC 61850 ofrece soluciones a los requerimientos de automatización y protección de sistemas de potencia, en la medida que permite integrar en una sola red y protocolo, los distintos niveles del sistema (proceso, campo y estación), orienta la integración estandarizada de equipos de diferentes fabricantes. Adicionalmente, emplea un sistema de almacenamiento para diagnóstico, captación y procesamiento distribuido de la información. La transmisión de datos requiere estampa de tiempo en cumplimiento con el estandar IEEE-1588 [IEEE, 2014] usando un GPS (*Global positioning system*). El sistema central de supervision usa el software comercial ETAP en el cual una interfaz humano-maquina permite monitorizar y controlar las variables de la micro-red. Este software es el encargado de regular el flujo de potencia de cada DER.

Todos los subsistemas que componen la micro-red inicialmente fueron simulados individualmente utilizando Matlab / Simulink[®] para realizar un acercamiento al seleccionar las

condiciones de operación apropiadas. Posteriormente, se realiza una descripción en lenguaje C del subsistema y su controlador local, proporcionando una representación de su comportamiento cercana a la del subsistema real. Esta descripción en C del subsistema se ejecuta en el equipo de prueba experimental y las acciones de control del controlador local van al modelo de ecuaciones de estado del subsistema. Este enfoque permite en una etapa de diseño posterior enviar las acciones de control al hardware real.

Subsistema PQ - Carga controlada

El subsistema PQ permite emular una carga variable en la micro-red con diferentes contenidos de potencia activa y reactiva. Además, también presenta la posibilidad de emular un DER o actuar como un filtro activo. Esta capacidad es posible gracias a un control directo de potencia (DPC-*Direct Power Control*) [Restrepo et al., 2009]. La ecuación 2.1 hace uso del vector espacial de corriente y voltaje para calcular la potencia instantánea del subsistema.

$$\vec{S} = \vec{V}_s \vec{i}_s = (V_{S\alpha} + j i_{S\beta})(V_{S\alpha} + j i_{S\beta}) = p + j q \quad (2.1)$$

Subsistema Generador Síncrono

El generador síncrono provee el soporte de energía de la micro-red durante los periodos de tiempo de alta demanda que la generación fotovoltaica y almacenada no pueda satisfacer. El costo de energía del generador es elevado debido a los costos de los equipos y del combustible. El generador síncrono es simulado usando las ecuaciones dinámicas de [Aller, 2006]

Subsistema Almacenamiento

Un objetivo de la micro-red es garantizar el correcto balance entre la generación intermitente de las energía renovables y la demanda, para lo cual requiere un sistema de almacenamiento de energía (SAE) [Tan et al., 2013]. Las especificaciones de este subsistema son tratadas en la sección 2.2.

Subsistema fotovoltaico

Esta compuesto por 16 paneles fotovoltaicos con potencia máxima de $1,9 kW$. La conexión de los paneles se pueden reconfigurar en serie-paralelo mediante una matriz de conmutación [Spagnuolo et al., 2015], proporcionando una tensión de salida máxima de $354,8 V$. Un conector CC-CC eleva la tensión y al mismo tiempo ejecuta un algoritmo de seguimiento del punto máximo de potencia (MPPT).

Subsistema Generador Eólico

El generador eólico es simulado a nivel de la tensión del bus de CC, como un compromiso entre el sistema real y una emulación del sistema mecánico [Restrepo-Zambrano, 2016].

2.2. Especificaciones para el sistema de almacenamiento

El diseño y construcción del sistema de almacenamiento de energía de la micro-red MredUV debe considerar las especificaciones técnicas y sus necesidades en cuanto a requerimientos de potencia y regulación. Sin embargo, la mayor limitante del SAE es el presupuesto, ya que se cuenta con (\$12,000,000) para realizar la compra e instalación del sistema. En la subsección anterior se describió la MredUV (sistema eléctrico trifásico de tres hilos, tensión de línea $220 V_{rms}$, frecuencia de línea $60 Hz$ y potencia máxima de $1 kVA$) y las partes del módulo de potencia (interfaz electrónica de potencia - inversor trifásico, unidad de control DSP, tarjeta de sensores y el sistema

de comunicaciones); siendo necesarios solo especificar el elemento de almacenamiento, convertidor CC-CC y los modos de operación.

2.2.1. Selección y características del elemento de almacenamiento

Basado en las tecnologías de almacenamiento (subsección 1.4.3) disponibles para aplicaciones en micro-redes, se consideran los siguientes criterios para la selección:

- Costo inicial inferior a 3,000,000.
- Disponibilidad en el mercado nacional.
- Tensión nominal mínima: $150 V_{CC}$. Se considera un factor de elevación no mayor a 3 (considerando limitaciones de un convertidor Boost), necesitando en el bus de corriente continua del inversor (figura 2.2) una tensión mínima de $350 V_{CC}$ para inyectar potencia a la micro-red
- Capacidad de corriente.
- Mantenimiento y abastecimientos.

La tecnología de almacenamiento que cumple con la mayor cantidad de criterios son las baterías secundarias VRLA (Hoja técnica en el anexo E), la cual está en la capacidad de dar servicios de potencia y de energía a la micro-red, disponible a nivel nacional, libre mantenimiento, alta confiabilidad y rendimiento. El elemento almacenador es entonces una serie de 16 baterías de 12 V a 26 Ah marca Fuli tecnología VRLA AGM para una tensión nominal de 192 V y capacidad de energía de 17'971,200 J. Las baterías VRLA se usan en aplicaciones estacionarias o móviles en las cuales el tamaño y el peso no son factores preocupantes. AGM es la abreviación de *Absortion Glass Mat*, en este tipo de Batería el ácido se absorbe mejor y más rápido que en las de plomo-ácido convencional, ya que una delgada manta de fibra de vidrio inmoviliza el ácido entre ellos. la batería AGM tiene una resistencia eléctrica interna muy baja, esto combinado con la migración más rápida de ácido permite que las baterías AGM entreguen y absorban tasas más altas de corriente eléctrica que otras baterías selladas durante su carga y descarga.

Cada batería esta formada por seis celdas, los niveles de tensión para un estado de carga del 0 % y 100 % por celda, batería y banco (serie de baterías) se muestran en la tabla 2.1. Según el fabricante, la corriente de carga máxima es 7,8 A, la carga por tensión constante para ciclos continuos de uso se realiza entre 14,5 V y 14,9 V para un total de 232 V y 238,4 V; la carga flotante se realiza entre 13,6 V y 13,8 V para un total de 217,6 V y 220,8 V. y la corriente de descarga máxima para un tiempo de 5 h es 4,26 A y para 3 h es 6,27 A.

Tabla 2.1: Valor de carga y descarga batería.

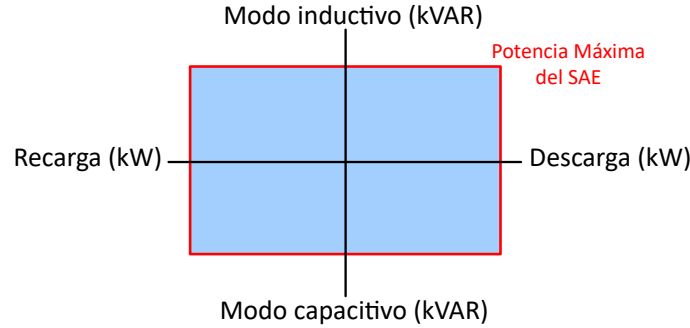
	SOC = 0 %	SOC = 100 %
Tensión de Celda	1,83 V	2,19 V
Tensión de 1 Batería	10,98 V	13,14 V
Tensión Banco de baterías	175,68 V	210,24 V

2.2.2. Selección convertidor CC-CC

En la MredUV, al ser una micro-red de laboratorio, la distancia entre las fuentes de generación no es relevante desde el punto de vista del almacenamiento, por lo cual no es técnicamente ni económicamente viable realizar un almacenamiento para cada fuente (DER), decidiendo implementar una SAE centralizado (figura 1.6.a); requiriendo el diseño y construcción de una sola interfaz electrónica de potencia.

La interfaz electrónica de potencia del SAE corresponde a la de la figura 1.11 conmutando a frecuencia (F_{PWM}) de 10 kHz, donde el convertidor de CC-CA es la interfaz estandarizada (figura 2.2) de los módulos de la micro-red, la cual requiere una alimentación del bus de continua mayor o igual a $350 V_{CC}$ cuando se entrega energía a la micro-red. Para el convertidor de CC-CC, se elige una arquitectura en medio puente bidireccional [Viveros et al., 2015], la cual se compone de dos dispositivos de conmutación IGBTs. Para realizar carga o descarga del elemento de almacenamiento, solo se requiere conmutar un solo IGBT a la vez, obteniendo la arquitectura básica del BUCK para la carga del banco de baterías y del BOOST para la descarga y regulación del bus de continua del inversor. El factor de elevación máximo en modo BOOST es de 2,5, siendo el BOOST estable hasta un factor de amplificación igual a 3. Los cuadrantes de operación de la interfaz de potencia se aprecian en la figura 2.4.

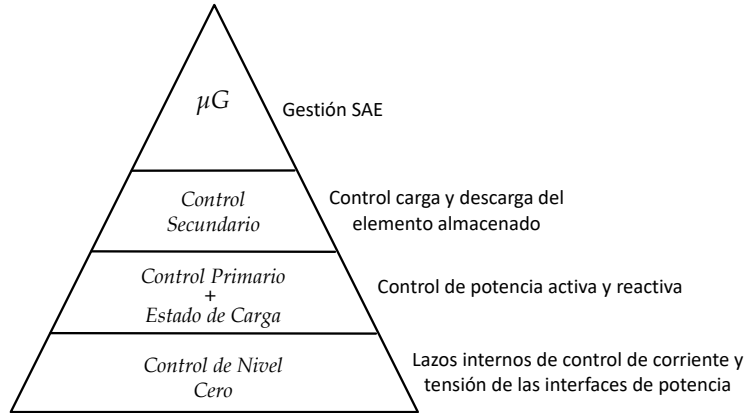
Figura 2.4: Cuadrantes de operación de la interfaz electrónica de potencia.



2.2.3. Control jerárquico del SAE

En una micro-red, el rendimiento dinámico y estático, junto con algunos aspectos económicos, se regulan a través de una estructura jerárquica [Guerrero et al., 2011]. Basado en [Bidram and Davoudi, 2012], se plantea la estructura de control jerárquico (Figura 2.5) de cuatro niveles de control. El nivel cero consta de los lazos de control de las corrientes y tensiones del sistema: salidas del inversor y baterías. Cuando el SAE es configurado como la fuente principal por el sistema de gestión de la MredUV, la interfaz electrónica de potencia funciona como un inversor fuente de voltaje para controlar el voltaje y la frecuencia de la microrred. Cuando el SAE solo debe inyectar o absorber una potencia definida por la micro-red, este opera como un inversor de fuente de corriente.

Figura 2.5: Arquitectura jerárquica de control para el SAE.



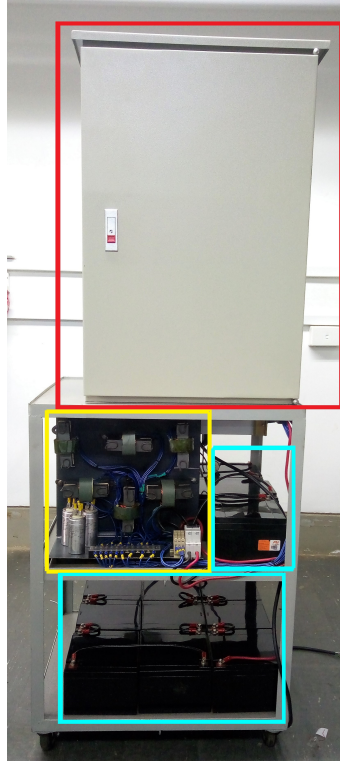
El primer nivel genera el valor de referencia para los lazos de control nivel cero (frecuencia,

amplitud de la tensión o corriente para potencia instantánea). El control primario se usa para compartir la carga entre el SAE y las unidades de generación distribuida de la micro-red en dos modos: control caída tradicional sin comunicaciones (inversor como fuente de tensión) y control de potencia instantánea (inversor como fuente de corriente) para consignas de potencia determinadas dadas por el SCADA. La contribución de la potencia se limita por el estado de carga del banco de baterías. El segundo nivel es el encargado de controlar el estado de carga del banco de baterías, definiendo la estrategia de carga y límites de potencias del control primario. El tercer nivel hace referencia al control y gestión de la micro-red, es el encargado de definir los modos de operación, conexión y desconexión del SAE.

2.2.4. Construcción del SAE

El sistema de almacenamiento construido se muestra en las figuras 2.6, 2.7, 2.8 y 2.9

Figura 2.6: Fotografía del sistema de Almacenamiento de energía. En rojo se encuentra el gabinete, en amarillo el filtro LCL y en azul la serie de baterías.



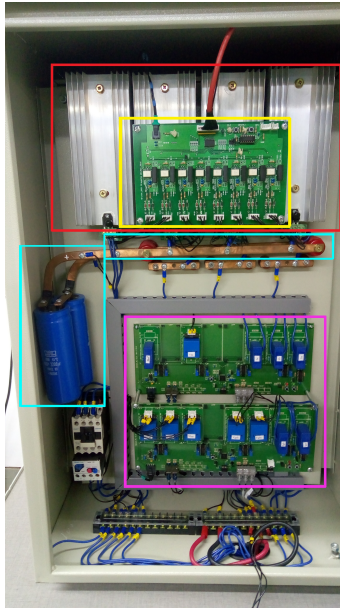
Las baterías se ubican en la parte baja de la estructura genérica definida para los cuatro inversores. Las inductancias del filtro tienen un valor de 2 mH construidas con un núcleo de ferrita Ferrixcube UI 100/92/25 material 3C90. EL diseño se realizó mediante el software de Ferrixcube, en el cual se selecciona la referencia del núcleo, la frecuencia de conmutación y la corriente nominal; una vez ingresados estos valores el software muestra el número de vueltas, número de embobinados acoplados para obtener la inductancia deseada y el espesor del gap.

Figura 2.7: Fotografía del filtro LCL del SAE.



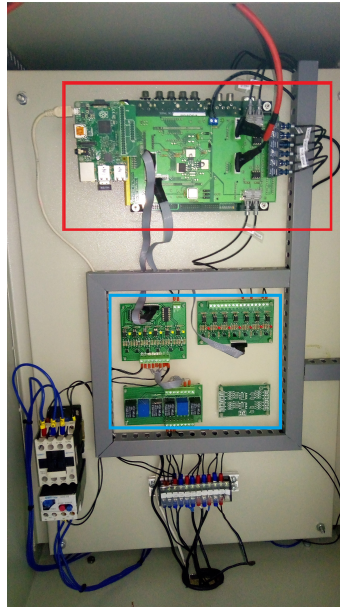
En la etapa de potencia de los convertidores se utilizan IGBTs de Fairchild Semiconductor referencia FGA25S125P, $G_{CE(max)} = 100\text{ V}$ y $I_{c(max)} = 25\text{ A}$ (parte alta de la figura 2.8). El bus de CC está conformado por dos barras de cobre, para disminuir la inductancia parásita. De igual manera, sobre los disipadores de los IGBTs se instala la board de Drivers para evitar inductancias parásitas que distorsionen el pulso de puerta.

Figura 2.8: Fotografía de la interfaz electrónica de potencia e instrumentación. En rojo se encuentra la etapa de potencia, en amarillo la tarjeta de driver, azul el bus de continua del inversor y en fucsia la instrumentación



La figura 2.9 muestra en la parte alta la DSP-FPGA y Raspberry utilizadas para el control y la comunicación; en la parte baja se observa el accionamiento eléctrico.

Figura 2.9: Fotografía de la unidad de control (en rojo) y accionamientos eléctricos (en azul).

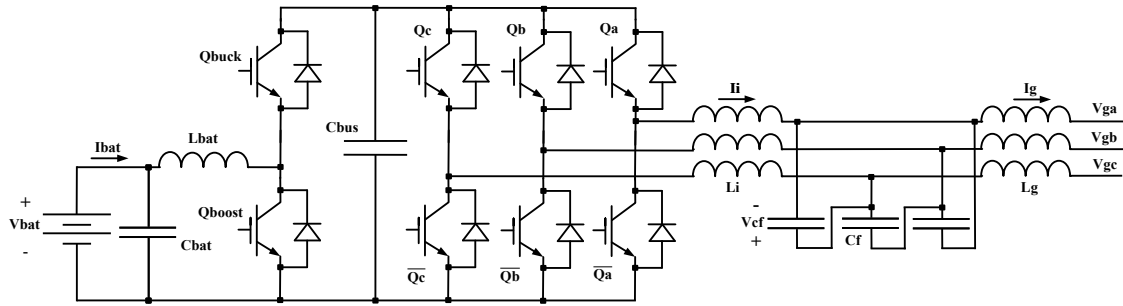


Capítulo 3

Diseño de la Interfaz de Electrónica de Potencia

La interfaz electrónica de potencia para el sistema de almacenamiento de energía (SAE) se muestra en la figura 3.1, la cual consta de un convertidor trifásico controlado de dos niveles con la capacidad de operar en cuatro cuadrantes y un convertidor CC-CC bidireccional en configuración medio puente.

Figura 3.1: Interfaz electrónica de potencia del SAE.



Esta interfaz tiene la capacidad de inyectar o extraer potencia activa y reactiva hacia y desde la micro-red, definiendo dos modos de operación vistos desde el elemento de almacenamiento (batería): modo descarga y modo recarga respectivamente. El control de los lazos de corriente y tensión de la interfaz corresponde al nivel cero de control del SAE (Ver figura 2.5), para ello se realiza un control por separado de los convertidores CA-CC y CC-CC, basados en los dos modos de operación:

- Descarga: inyección de potencia hacia la micro-red.
 - Objetivos de control CA-CC:
 - Control de nivel cero:
 - ◇ Regulación de la corriente hacia la red I_g .
 - ◇ Regulación de tensión de salida del SAE V_{cf} .
 - Control de nivel uno:
 - ◇ Regulación de potencia activa y reactiva en la micro-red: compartimiento de carga.
 - ◇ Sincronización del SAE con el bus principal de la micro-red.
 - Objetivos de control CC-CC:

- Control de nivel cero:
 - ◊ Regulación de la tensión V_{Cbus} .
- Control de nivel uno:
 - ◊ Supervisión del estado de carga del elemento de almacenamiento.
- Recarga: extracción de potencia desde la micro-red.
 - Objetivos de control CA-CC:
 - Control de nivel cero:
 - ◊ Regulación de la corriente de entrada del convertidor.
 - ◊ Control del factor de potencia del convertidor.
 - ◊ Regulación de la tensión V_{Cbus} .
 - Objetivos de control CC-CC:
 - Control de nivel cero:
 - ◊ Regulación excluyente de la corriente y tensión de carga del elemento de almacenamiento.
 - Control de nivel uno:
 - ◊ Supervisión del estado de carga del elemento de almacenamiento.

3.1. Control de nivel cero del convertidor CC-CA

El objetivo del inversor trifásico mediante una modulación vectorial PWM simétrica [Restrepo et al., 2011] usando los vectores base m_x , m_y es modular y controlar la corriente $I_{g_{a,b,c}}$ y tensión V_{Cf} trifásica de salida en magnitud, frecuencia y fase respecto a la red principal $V_{g_{a,b,c}}$, a partir de una tensión de entrada constante V_{Cbus} . La ecuación 3.1 define la tensión de salida del inversor V_i como el producto entre la tensión V_{Cbus} de entrada del inversor y el vector de modulación espacial.

$$V_{i_{a,b,c}} = V_{Cbus} * \vec{m}_{abc} \quad (3.1)$$

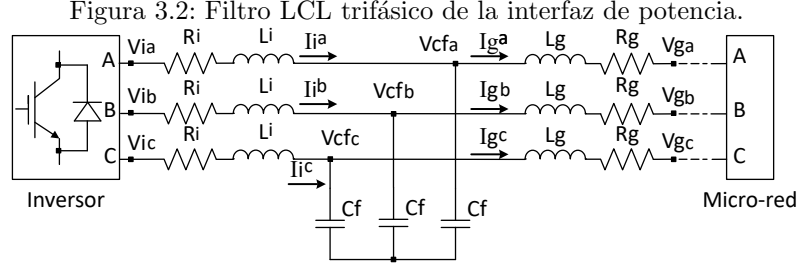
Los convertidores controlados digitalmente tienen un retraso de tiempo inherente equivalente a un período debido al cálculo del microprocesador (DSP), el cual no es despreciable. La ecuación 3.2, ha sido utilizada tradicionalmente en la emulación digital del control de convertidores electrónicos de potencia. En [Agorreta et al., 2011] se propone un modelo para emplearse cuando la frecuencia de resonancia del sistema se encuentra en ancho de banda del sistema.

$$G_{pwm(s)} = \frac{1}{1 + 1,5sT_c} \quad (3.2)$$

Las ecuaciones 3.3 y 3.4 representan el retraso computacional del control digital. El tiempo de muestreo T_s y control T_c es la mitad del periodo de la señal portadora del PWM, 20 kHz. El algoritmo de modulación PWM se basa en la técnica de dos vectores espaciales propuesta en [Restrepo et al., 2010] adecuada para modulación de comparación triangular.

$$G_{pwm(s)} = \frac{1 - 0,5sT_c}{(1 + 0,5sT_c)^2} \quad (3.3)$$

$$G_{pwm(z)} = 0,3233 \frac{z + 1,3123}{(z - 0,11353)^2} \quad (3.4)$$



El filtro de salida del inversor trifásico se aprecia en la figura 3.2, esta topología LCL comparada con el filtro clásico L [Sergio et al., 2015] presenta un mayor grado de dificultad en cuanto al modelo y control, sin embargo cuenta con la ventaja de presentar una mayor atenuación en altas frecuencias, llegando a mitigar mejor las componentes armónicas de la frecuencia de conmutación. La gran desventaja de este filtro, es la presencia de un pico de resonancia, el cual reduce el amortiguamiento del sistema y provoca problemas de estabilidad. La resonancia dificulta el diseño y ajuste de los controladores de corriente y tensión, degradando la calidad de energía inyectada por el inversor. Un buen diseño del filtro, según [Liu and Song, 2011] consiste en fijar la frecuencia de resonancia del filtro en la construcción de las inductancias y condensador, tal que esta frecuencia cumpla con la siguiente restricción (ecuación 3.5), siendo el límite superior definido por el teorema de muestreo de Nyquist:

$$10F_{red} \leq F_{resonancia} < 0,5F_{PWM} \quad (3.5)$$

A continuación se definen los valores especificados para el filtro LCL de los inversores conectados al bus de CA de la micro-red:

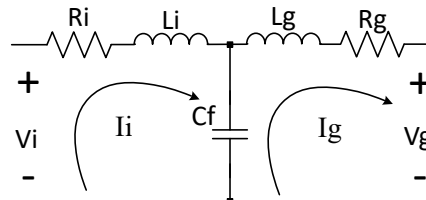
Tabla 3.1: Parámetros del filtro LCL del inversor trifásico

Parámetro	Magnitud	Descripción
Lg	2 mH	Inductancia del lado del inversor
Rg	0.7 Ω	Resistencia de Lg
Li	2 mH	Inductancia del lado de la red
Ri	0.7 Ω	Resistencia de Li
Cf	10 μF	Capacitancia del Filtro

3.1.1. Modelo matemático del filtro de salida del inversor

Antes de que el SAE se conecte a la micro-red, este debe sincronizar la tensión V_{Cf} con la tensión V_g , en este momento el modelo matemático del filtro es tipo LC, después de la sincronización y conexión el filtro se comporta como un LCL. Para encontrar las dinámicas del filtro, se emplean las leyes de Kirchhoff en un equivalente unifilar del sistema (figura 3.3); las ecuaciones 3.6 muestran las ecuaciones del filtro.

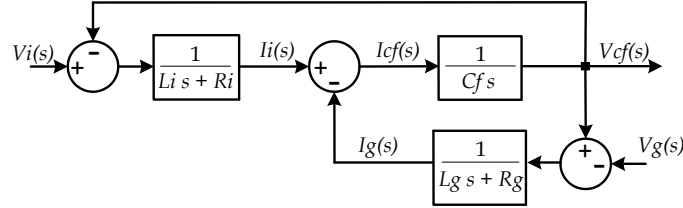
Figura 3.3: Equivalente monofásico del filtro LCL de la interfaz de potencia.



$$\begin{aligned}
L_i \frac{d\vec{I}_i}{dt} &= -R_i \vec{I}_i + \vec{V}_i - \vec{V}_{C_f} \\
L_g \frac{d\vec{I}_g}{dt} &= -R_g \vec{I}_g + \vec{V}_{C_f} - \vec{V}_g \\
C_f \frac{d\vec{V}_{C_f}}{dt} &= \vec{I}_i - \vec{I}_g
\end{aligned} \tag{3.6}$$

Asumiendo que el filtro y el inversor son un sistema trifásico balanceado en las coordenadas abc , representado por tres vectores desfasados entre sí 120° a una velocidad ω_n , se puede aplicar la transformada de Clarke (coordenadas $\alpha\beta$, ver anexo B) para simplificar el análisis del filtro. El sistema resultante es un sistema equivalente bifásico desfasado 90° [Liu and Zha, 2009]. La figura 3.4, visualiza el diagrama de bloques del filtro LCL del inversor para la función de transferencia V_{cf}/V_i . Con este diagrama y la figura 3.3, se puede deducir: primero, la tensión de la red se comporta como un disturbio para el sistema; segundo, si el inversor esta desconectado de la micro-red, la corriente I_g no puede ser controlada.

Figura 3.4: Diagrama de bloques del Filtro LCL de la interfaz de potencia.



A partir de las ecuaciones 3.6, se encuentra la representación de estados del filtro LC (ecuación 3.7) y LCL (ecuación 3.8), escogiendo como estados $X_1 = I_i$, $X_2 = V_{C_f}$ y $X_3 = I_g$.

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_i}{L_i} & \frac{-1}{L_i} \\ \frac{1}{C_f} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_i} \\ 0 \end{bmatrix} V_i \tag{3.7}$$

$$y = \begin{bmatrix} 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \dot{x}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_i}{L_i} & \frac{-1}{L_i} & 0 \\ 0 & \frac{1}{C_f} & 0 \\ \frac{1}{L_g} & \frac{-R_g}{L_g} & \frac{-1}{C_f} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_i} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} V_i \tag{3.8}$$

$$y = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix}$$

La respuesta del filtro LC y LCL (tablas 3.2 y 3.3) muestra un comportamiento resonante debido a un par de polos complejos conjugados poco amortiguados. Las frecuencias de resonancia cumplen con la restricción de la ecuación 3.5.

Tabla 3.2: Polos filtro LC

polo	Amortiguamiento	ω_N [rad/s]
$0,93 + j0,343$	0,0247	7071,1
$0,93 - j0,343$	0,0247	7071,1

Tabla 3.3: Polos filtro LCL

polo	Amortiguamiento	ω_N [rad/s]
0,9827	1	350
$0,87 - j0,4752$	0,0175	10000
$0,87 - j0,4752$	0,0175	10000

Para amortiguar el pico de resonancia existen dos métodos: amortiguamiento pasivo [Julean, 2009], el cual consiste en adicionar una resistencia serie o en paralelo al condensador o inductancias del filtro, este método reduce la eficiencia del sistema; y amortiguamiento activo, consiste en desplazar los polos del filtro digitalmente mediante resistencias virtuales, compensadores de fase o filtros. Para el SAE se realiza un amortiguamiento activo por realimentación de estados óptima “LQR”.

Amortiguamiento filtro LC

Las figuras 3.5, 3.6 y 3.7 representan el el mapa de polos y ceros, la respuesta en frecuencia y la respuesta al escalón del filtro LC respectivamente. En el diagrama de Bode de magnitud se aprecia el pico de resonancia a la frecuencia de 7071 rad/s con de magnitud 26 dB .

Figura 3.5: Mapa de polos y ceros del filtro LC de salida

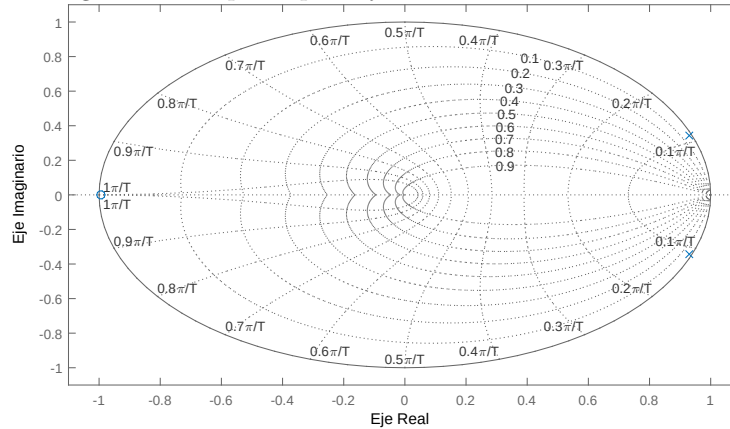


Figura 3.6: Respuesta en frecuencia del filtro LC

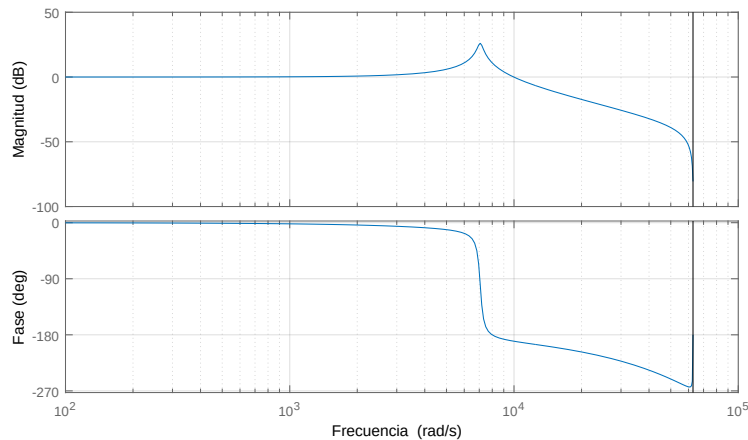
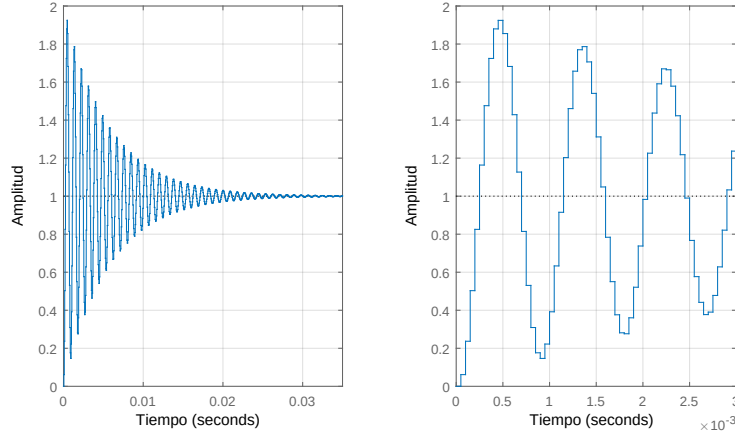


Figura 3.7: Respuesta al escalón del filtro LC



La elección de las ganancias de realimentación del LQR, se realizó variando el parámetro R de la función de costo [Werner, 2012] de la ecuación 3.9. R pesa la cantidad de energía que requiere el controlador para equilibrar el sistema ante desviaciones en las entradas. El diseño del controlador LQR se realiza en el dominio discreto Z , discretizando la ecuación 3.7 mediante un retenedor de orden cero.

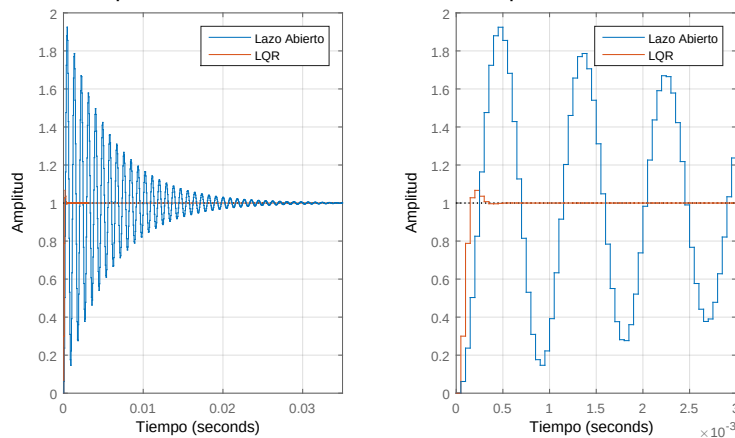
$$J = \int_0^\infty (\Xi_h + \Xi_u) dt = \int_0^\infty (h^T Q h + u^T R u) dt \quad (3.9)$$

Se escoge la solución para una respuesta con polos complejos con un amortiguamiento de 0,6515. Las ganancias obtenidas son: $K_{LC} = [40,7203 \ 3,8770]$ y para compensar la ganancia estacionaria se adiciona la ganancia $N_{LC} = 4,8770$ en la dinámica de seguimiento. La figura 3.8 muestra la respuesta al escalón del sistema realimentado, obteniendo una respuesta con un menor tiempo de estabilización ($0,3 \text{ ms}$) y mayor amortiguamiento que en lazo abierto ($t_s = 22,3 \text{ ms}$). El sistema en lazo cerrado se presenta en la ecuación 3.10.

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,06674 & -0,1184 \\ 2,35 & 0,7001 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0,1184 \\ 0,2999 \end{bmatrix} V_i \quad (3.10)$$

$$y = \begin{bmatrix} 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix}$$

Figura 3.8: Respuesta al escalón filtro LC + LQR



Las figuras 3.9 y 3.10, muestran el mapa de polos y ceros y la respuesta del filtro LC con el control LQR respectivamente (Ecuación 3.10). Se aprecia que la respuesta del control LQR atenúa el pico de resonancia a $0,0428dB$, tiene un margen de ganancia de $8,23dB$ y margen de fase de 126° .

Figura 3.9: Mapa de polos y ceros filtro LC con realimentación de estados

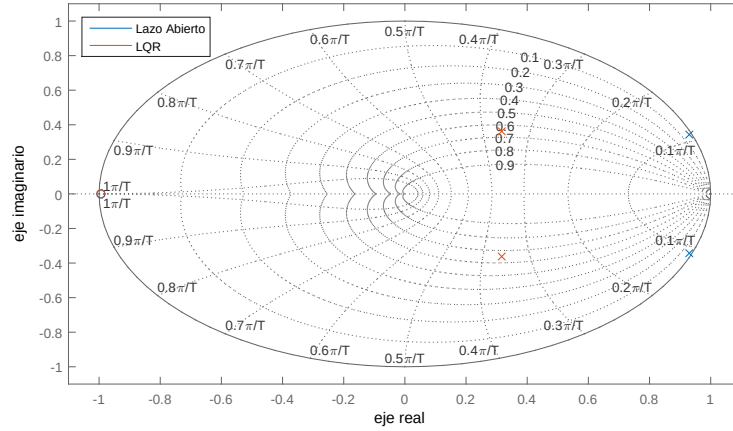
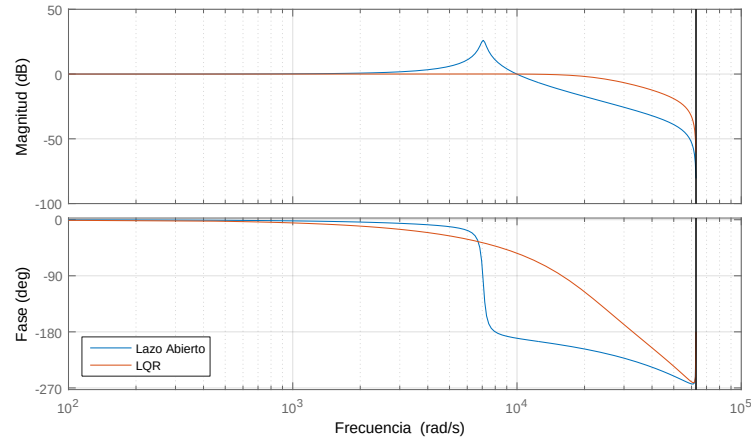


Figura 3.10: Respuesta en frecuencia del filtro LC con realimentación de estados



Amortiguamiento filtro LCL

Las figuras 3.11, 3.12 y 3.13 representan el mapa de polos y ceros, la respuesta en frecuencia y la respuesta al escalón del filtro LCL respectivamente. En el diagrama de Bode de magnitud se aprecia el pico de resonancia a la frecuencia de 10000 rad/s y magnitud $3,15\text{ dB}$.

Figura 3.11: Mapa de polos y ceros del filtro LCL de salida

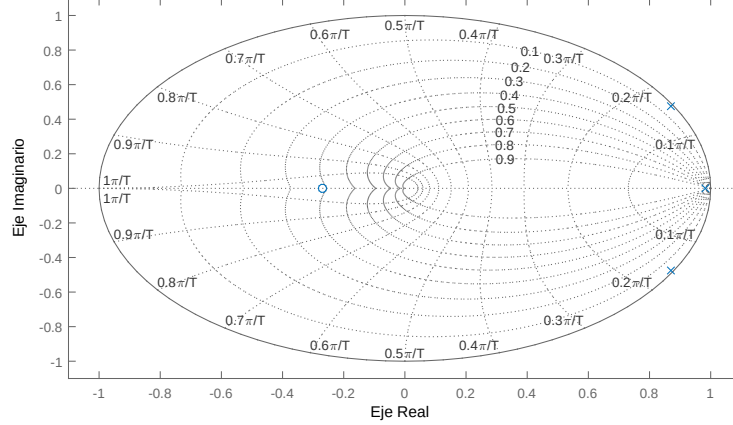


Figura 3.12: Respuesta en frecuencia del filtro LCL

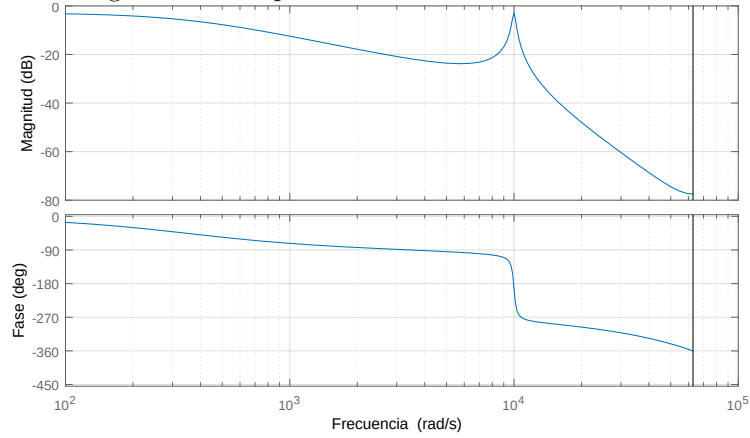
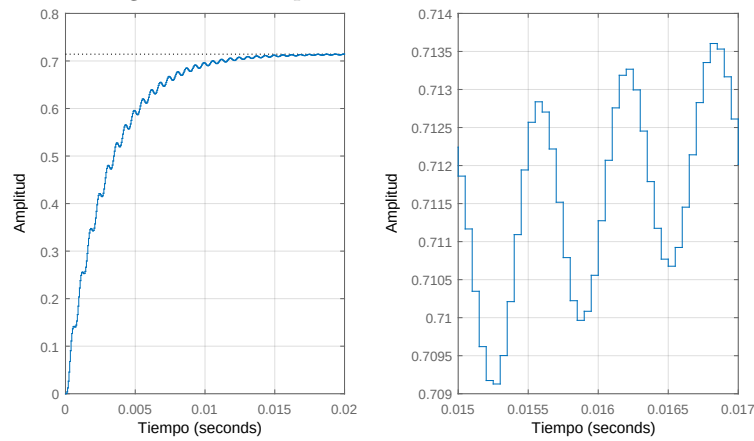


Figura 3.13: Respuesta al escalón del filtro LCL



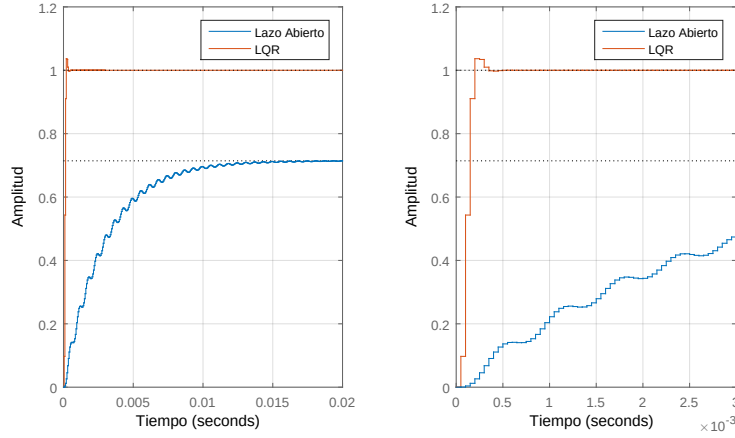
Se escoge la solución del LQR para una respuesta con polos complejos con un amortiguamiento de 0,6515. Las ganancias obtenidas son: $K_{LCL} = [59, 1663 \ 123, 7862 \ 9, 0952]$ y para compensar la ganancia estacionaria se adiciona la ganancia $N_{LCL} = 190,7191$ en la dinámica de seguimiento.

La figura 3.14 muestra la respuesta al escalón del sistema realimentado, obteniendo una respuesta con un menor tiempo de estabilización ($0,28 \text{ ms}$) que en lazo abierto ($t_s = 11,6 \text{ ms}$) y mayor amortiguamiento. El sistema en lazo cerrado se presenta en la ecuación 3.11.

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \dot{x}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,514 & -0,2445 & -2,944 \\ 1,152 & 0,3248 & -12,29 \\ 0,03033 & 0,01913 & 0,859 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 4,629 \\ 0,09724 \\ 11,61 \end{bmatrix} V_i \quad (3.11)$$

$$y = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix}$$

Figura 3.14: Respuesta al escalón filtro LCL con LQR



Las figuras 3.15 y 3.16, muestran el mapa de polos y ceros y la respuesta del filtro LCL con el control LQR respectivamente (Ecuación 3.11). Se aprecia que la respuesta con control LQR atenúa el pico de resonancia y tiene un margen de ganancia de $4,54 \text{ dB}$.

Figura 3.15: Mapa de polos y ceros filtro LCL con LQR
mapa polos y ceros discreto

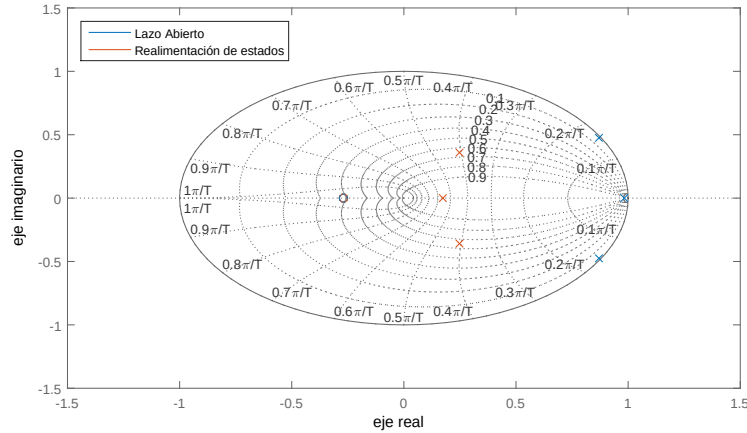
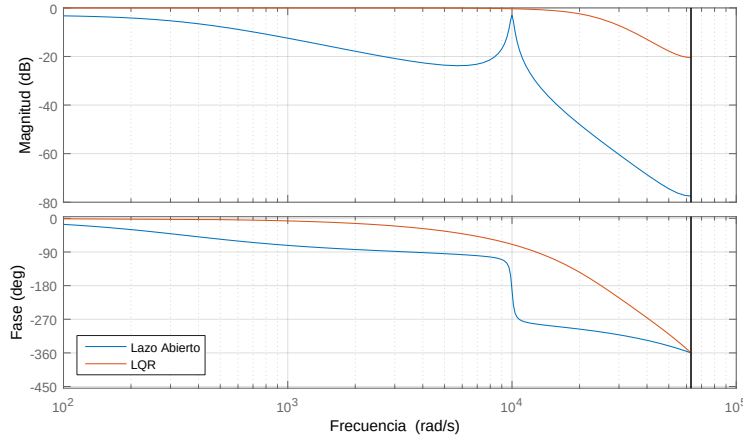
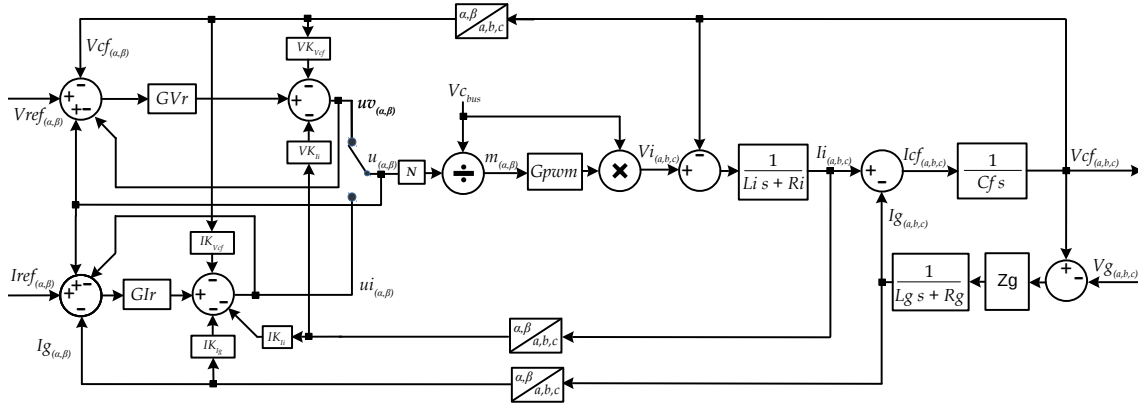


Figura 3.16: Respuesta en frecuencia del filtro LCL con LQR



El nivel cero de control se compone de dos estrategias: lazos internos de regulación del filtro (LC o LCL) y lazos externos de control de tensión V_g o de corriente I_g para regular la potencia a inyectar o extraer de la red. La arquitectura de control cero del SAE se presenta en la figura 3.17. Para los lazos externos de tensión o corriente, se emplea un esquema de conmutación de controladores (GV_r y GI_r) realizando gestión de la referencia en el controlador que se encuentra fuera de línea [Corripio et al., 1991] evitando saltos en la señal de control en la conmutación.

Figura 3.17: Estructura de control de los lazos internos de tensión o corriente.



3.1.2. Control Resonante de tensión Vcf

La dinámica de regulación está determinada por la realimentación de estados, esto garantiza un amortiguamiento de la ganancia en baja frecuencia y del pico de resonancia. El objetivo de control de la tensión V_{Cf} (Ecuación 3.12) es garantizar un error de estado estacionario igual cero para señales de referencia sinusoidales a 60 Hz, para lo que se diseña un control resonante a esta frecuencia (Ver anexo C) [Guerrero et al., 2014]. El SAE debe sincronizarse con la tensión trifásica de la micro-red, siendo este un control de posición del vector espacial de tensión $\vec{V}_{Cf\alpha,\beta}$ [Restrepo et al., 2009] respecto al vector espacial $\vec{V}_{g\alpha,\beta}$.

$$GV_r(z) = \frac{0,056031z^{-2}(1 - 0,9987z^{-1})(1 - 0,9858z^{-1})}{(1 - 0,9848z^{-1})(1 - 0,3151z^{-1})(1 - 1,999z^{-1} + 0,9992z^{-2})} \quad (3.12)$$

La figura 3.18 presenta la respuesta en frecuencia de red abierta (sistema y controlador GV_r) y el LGR para variaciones de la ganancia, presentando una ganancia de $40,5\text{ dB}$ y desfase de $-3,17^\circ$ en 377 rad/s , margen de ganancia de 11 dB y margen de fase de $62,8^\circ$. El lazo cerrado de tensión se aprecia en la figura 3.19, en 377 rad/s la ganancia es prácticamente unitaria (0 dB) sin desfase y ancho de banda de 3590 rad/s ; el sistema es estable con polos bien amortiguados.

Figura 3.18: Respuesta de red abierta (Sistema y controlador GV_r).

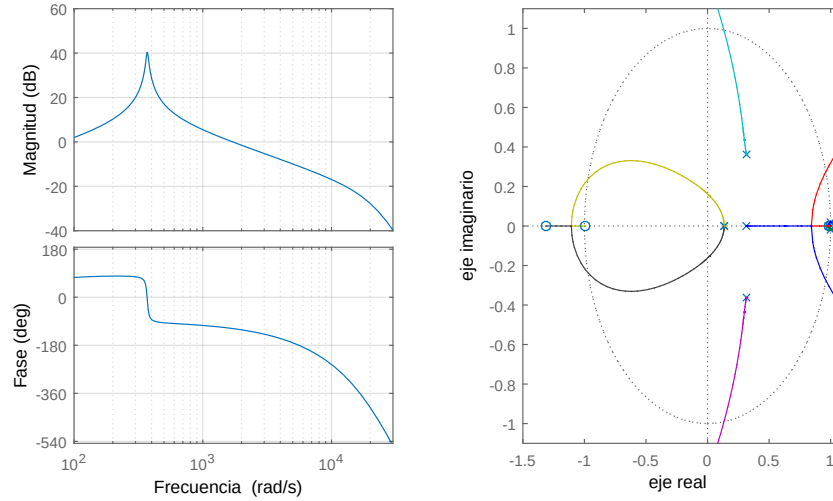
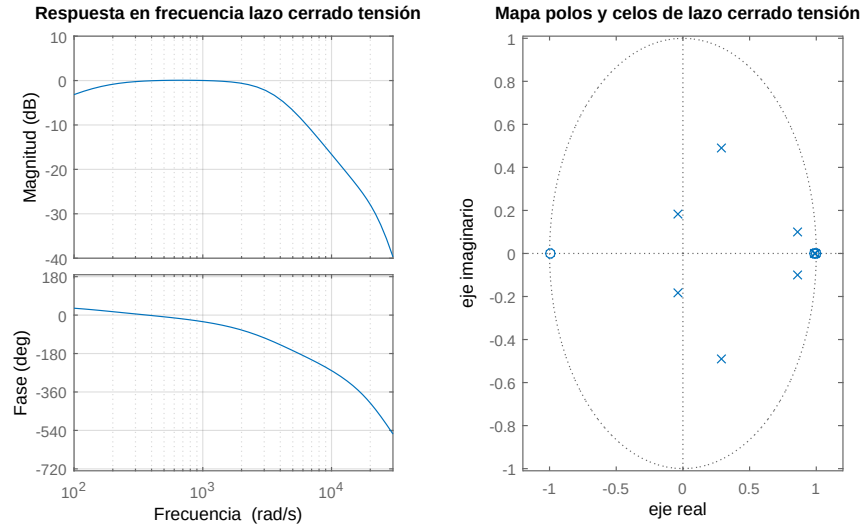
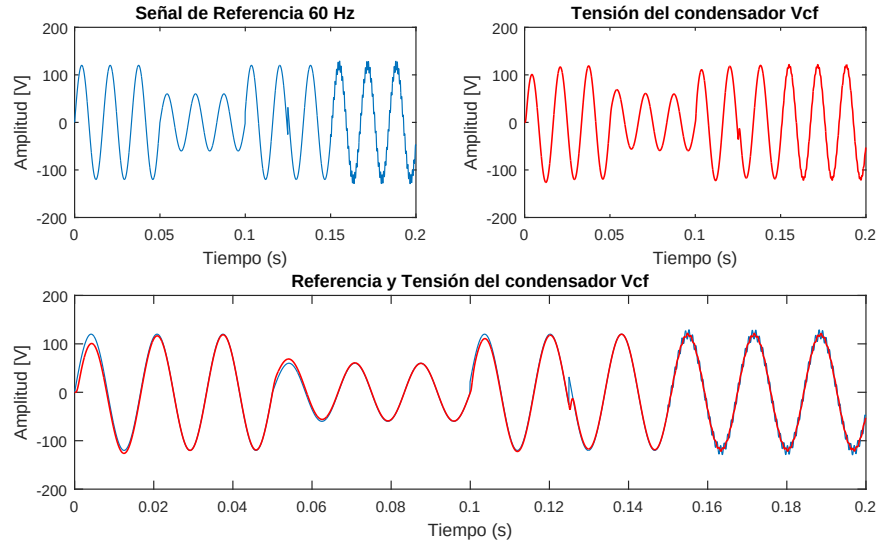


Figura 3.19: Lazo Resonante de Tensión.



El lazo cerrado de tensión es excitado en simulación Matlab con una senoide de 377 rad/s y magnitud 120 V ; a los $0,05\text{ s}$ la magnitud se reduce a la mitad; a los $0,1\text{ s}$ la tensión se ajusta al valor nominal pero la frecuencia varía a 379 rad/s ; a los $0,12\text{ s}$ se realiza un cambio de frecuencia a 375 rad/s y por último a los $0,15\text{ s}$ la referencia de tensión se contamina con una senoide de frecuencia igual a la de resonancia y magnitud 10 V . Se aprecia en la figura 3.20 que el sistema es capaz de seguir con error nulo de estado estacionario cambios de magnitud y frecuencia con un tiempo de establecimiento de medio ciclo de red y rechazar la frecuencia de resonancia.

Figura 3.20: Respuesta del control resonante de tensión.



Simulación - Simulink

La simulación del convertidor CA-CC se realiza en Simulink, el esquemático de la simulación se presenta en la imagen D.1. Se usa un modelo trifásico en las figuras 3.21 y 3.22, se aprecia la tensión de referencia para la micro-red y la tensión del condensador del filtro. La tensión del filtro del inversor, es capaz de seguir la referencia, presentando igual frecuencia y fase.

Figura 3.21: Tensión de micro-red y tensión del condensador trifásico.

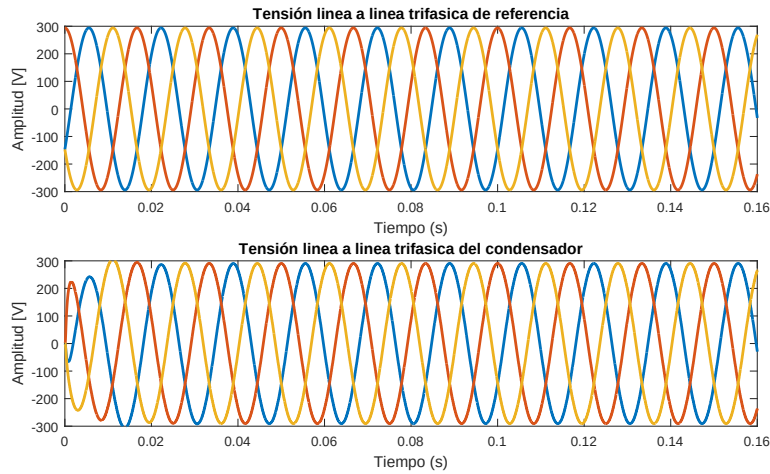
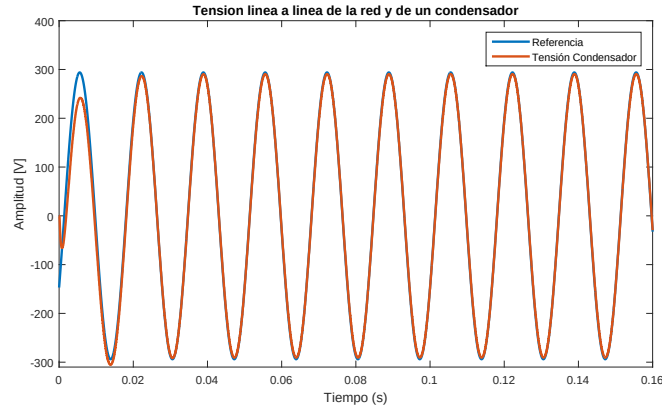


Figura 3.22: Tensión de micro-red y tensión del condensador.



La figura 3.23 muestra el contenido espectral de la tensión V_{Cf} haciendo uso de la transformada rápida de Fourier. Se evidencia que la frecuencia fundamental es igual a 60 Hz , lo que verifica el buen ajuste del controlador resonante en esta frecuencia. Las corrientes I_i e I_g se muestran en las figuras 3.24 y 3.25 respectivamente.

Figura 3.23: Análisis de Fourier armónicos de tensión del condensador.

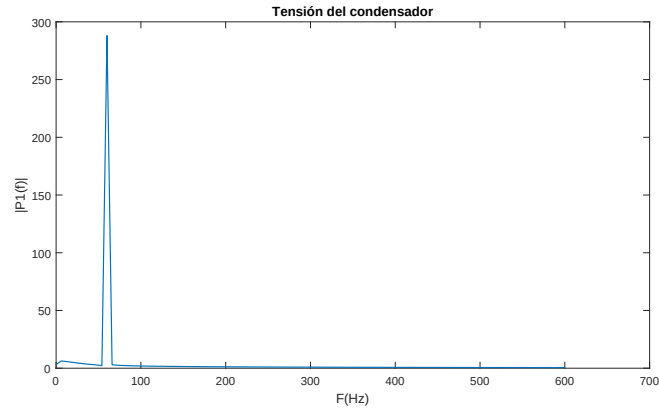
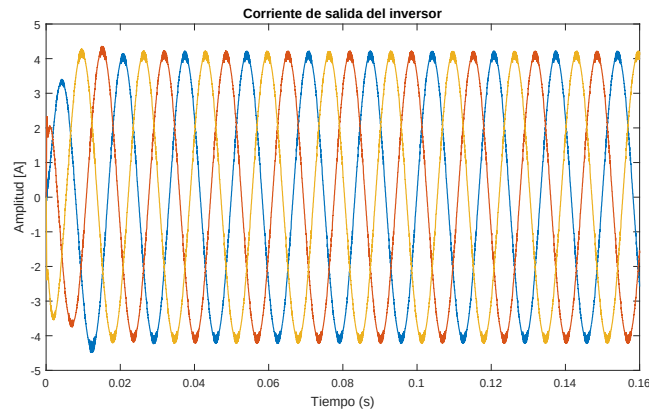
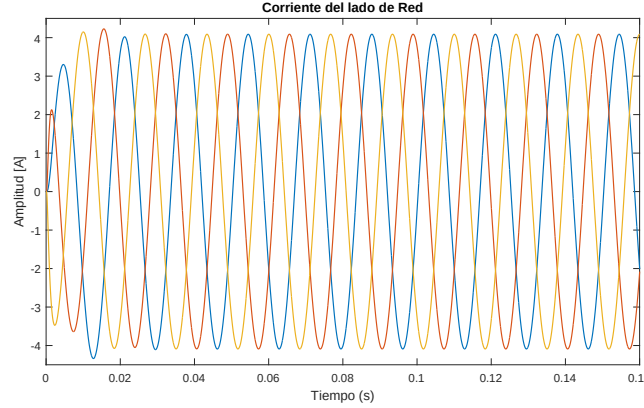
Figura 3.24: Corriente I_i .

Figura 3.25: Corriente I_g .

3.1.3. Control resonante de corriente I_g

El control resonante de corriente orienta el vector I_g para garantizar el flujo de potencia activa y reactiva entregada o extraída a la micro-red con respecto al vector de tensión V_g mediante las ecuaciones 3.13 y 3.14 [Restrepo et al., 2009], realizando un control indirecto de potencia instantánea. Este algoritmo genera las referencias sinusoidales sincronizadas a la micro-red y a la misma frecuencia.

$$I\alpha_{ref} = \frac{p_{ref}V_\alpha + q_{ref}V_\beta}{V_\alpha^2 + V_\beta^2} \quad (3.13)$$

$$I\beta_{ref} = \frac{p_{ref}V_\beta - q_{ref}V_\alpha}{V_\alpha^2 + V_\beta^2} \quad (3.14)$$

El controlador GI_r (Ecuación 3.15) garantiza un error de estado estacionario igual cero para las referencias de corriente $I\alpha_{ref}$ e $I\beta_{ref}$ a partir de p_{ref} y q_{ref} regulando así la potencia del SAE.

$$GI_r(z) = \frac{0,27177z^{-2}(1 - 0,9967z^{-1})(1 - 0,9194z^{-1})}{(1 - 0,898z^{-1})(1 - 0,8276z^{-1})(1 - 1,999z^{-1} + 0,9992z^{-2})} \quad (3.15)$$

La figura 3.26 presenta la respuesta en frecuencia y el LGR del la red abierta (Sistema LCL y controlador GI_r), presentando una ganancia de 64,5 dB y desfase de $-13,1^\circ$ en 377 rad/s, margen de ganancia de 15,7 dB y margen de fase de 67,3°. El lazo cerrado de corriente se aprecia en la figura 3.27, es un lazo estable con polos bien amortiguados y ancho de banda de 1220 rad/s.

Figura 3.26: Controlador resonante de corriente.

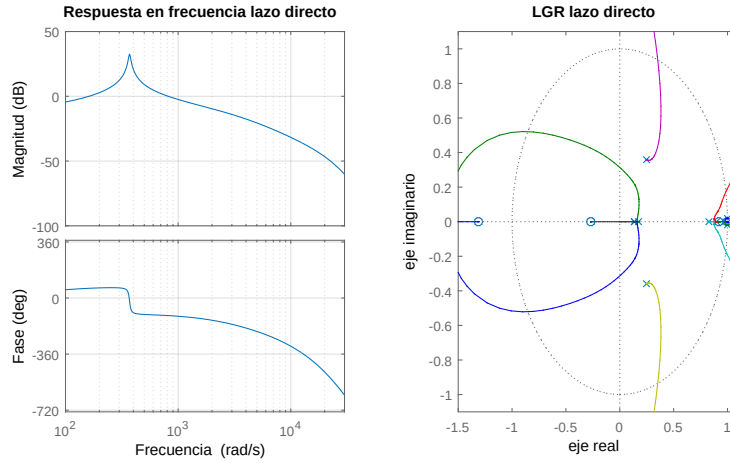
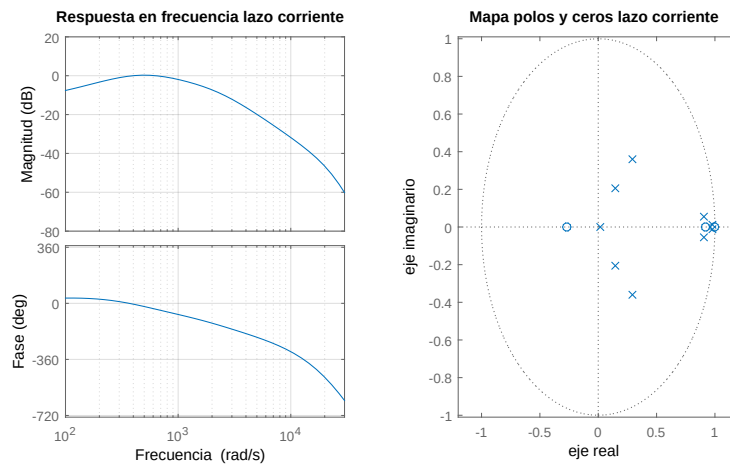
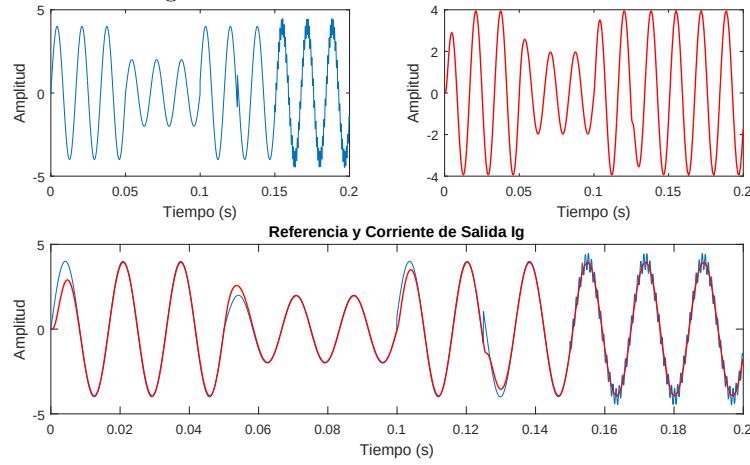


Figura 3.27: Respuesta del control resonante de corriente.



Al igual que en el lazo de tensión, el lazo cerrado de corriente es excitado en simulación Matlab con una senoide de 377 rad/s y magnitud 4 A ; a los $0,05 \text{ s}$ la magnitud se reduce a la mitad; a los $0,1 \text{ s}$ la referencia es de 4 A pero la frecuencia varía a 379 rad/s ; a los $0,12 \text{ s}$ se realiza un cambio de frecuencia a 375 rad/s y por último a los $0,15 \text{ s}$ la referencia de corriente se contamina con una senoide de frecuencia igual a la de resonancia y magnitud $0,5 \text{ A}$. Se aprecia en la figura 3.27 que el sistema es capaz de seguir con error de estado estacionario nulo cambios de magnitud y frecuencia con un tiempo de establecimiento de medio ciclo de red y rechazar la frecuencia de resonancia.

Figura 3.28: Lazo Resonante de Corriente.



Simulación - Simulink

La simulación del control resonante de corriente se realiza en Simulink, el esquemático de la simulación se presenta en la imagen D.2. En la figura 3.29 se muestran las consignas de potencia dadas al SAE por un sistema supervisor y las potencias activas y reactivas del SAE; el sistema es capaz de seguir las referencias en los cuatro cuadrantes. Las figuras 3.30 y 3.31 contienen las formas de onda de las corriente I_i e I_g para los cambios tipo escalón de p_{ref} y q_{ref}

Figura 3.29: Potencia activa y reactiva del SAE.

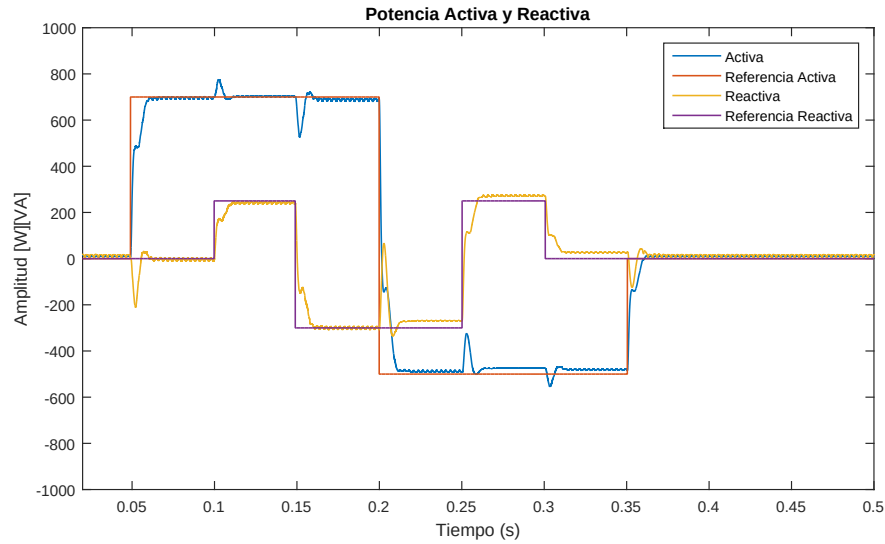
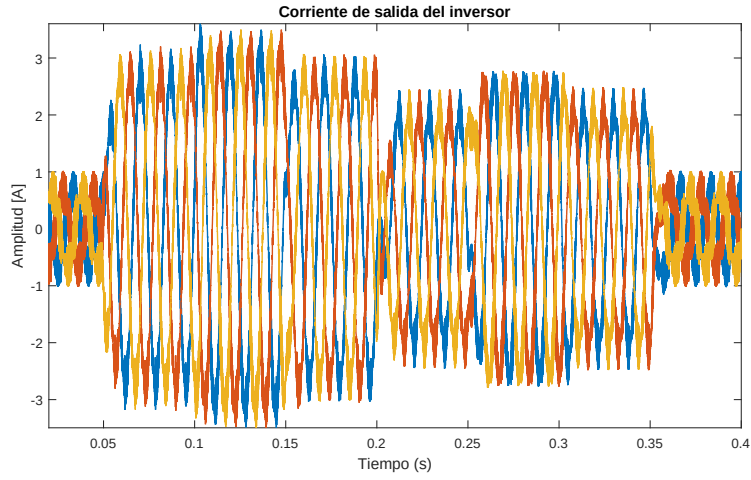
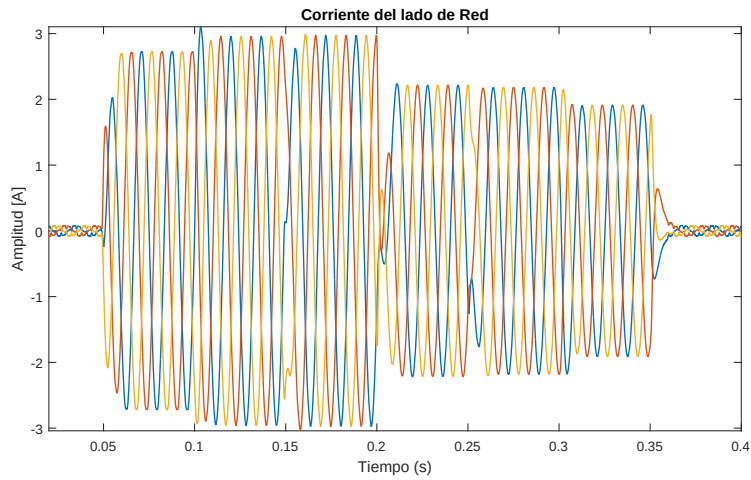
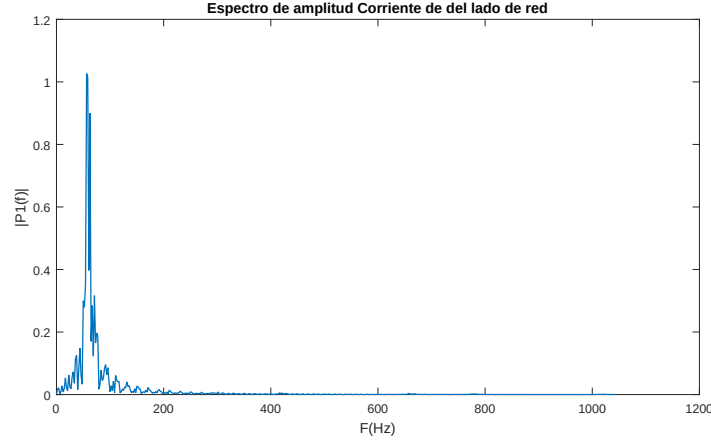


Figura 3.30: Corriente I_i .Figura 3.31: Corriente I_g .

La figura 3.32 muestra el contenido espectral de la corriente I_g haciendo uso de la transformada rápida de Fourier. Se evidencia que la frecuencia fundamental es igual a 60 Hz , lo que valida el buen ajuste del controlador resonante en esta frecuencia.

Figura 3.32: Análisis de Fourier armónicos de corriente I_g .

3.2. Control nivel cero del convertidor CC-CC

El convertidor CC-CC es el encargado de controlar el flujo de potencia hacia y desde el elemento de almacenamiento. La topología utiliza un semi-puente (medio puente) [Viveros et al., 2015], dada su capacidad de controlar la dirección del flujo de energía mediante la conmutación de uno de sus IGBTs (ver imagen 3.1): potencia hacia la batería (modo recarga) conmutando el transistor **Q_{buck}** y potencia hacia la micro-red (modo descarga) conmutando al transistor **Q_{boost}**.

3.2.1. Modo recarga

Durante el proceso de recarga del banco de baterías el convertidor funciona como un convertidor reductor Buck y su objetivo de control es regular la tensión o la corriente de recarga, de forma excluyente. Las funciones de transferencia [Leyva et al., 2002] del convertidor Buck para control de corriente (ecuación 3.16) y tensión (ecuación 3.17) son:

$$\frac{\tilde{I}_{bat}(s)}{\tilde{d}_{buck}(s)} = \frac{V_{bat}}{D_{buck}R} * \frac{RCs + 1}{LCs^2 + \frac{L}{R}s + 1} = \frac{9,517s + 3,386e^5}{s^2 + 45,7s + 1,01e^4} \quad (3.16)$$

$$\frac{\tilde{V}_{bat}(s)}{\tilde{d}_{buck}(s)} = \frac{V_{bat}}{D_{buck}} * \frac{1}{LCs^2 + \frac{L}{R}s + 1} = \frac{3,391e^6}{s^2 + 45,7s + 1,01e^4} \quad (3.17)$$

La ecuación característica es igual para los dos modelos, teniendo un par de polos poco amortiguados ($\rho = 0,27$); al discretizarlos con el muestreo a 20khz quedan cercanos a la circunferencia de radio unitario ($0,999 \pm j0,005$). En la figura D.4 del anexo D, se aprecia el esquemático de simulación Simulink usado para identificar las dinámicas de la planta y validar los controladores. Las respuestas al escalón, en frecuencia y el lugar de raíces para la función de transferencia 3.16 discretizada se presentan en las figuras 3.33 y 3.34; igualmente para la función de transferencia 3.17 en las figuras 3.35 y 3.36.

Figura 3.33: Respuesta al escalón del modelo $\frac{\tilde{I}_{bat}(s)}{d_{buck}(s)}$

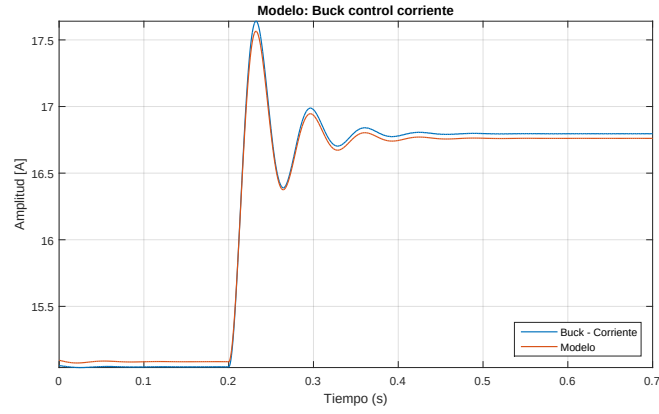


Figura 3.34: Respuesta en frecuencia y LGR del convertidor Buck $\frac{\tilde{I}_{bat}(z)}{d_{buck}(z)}$.

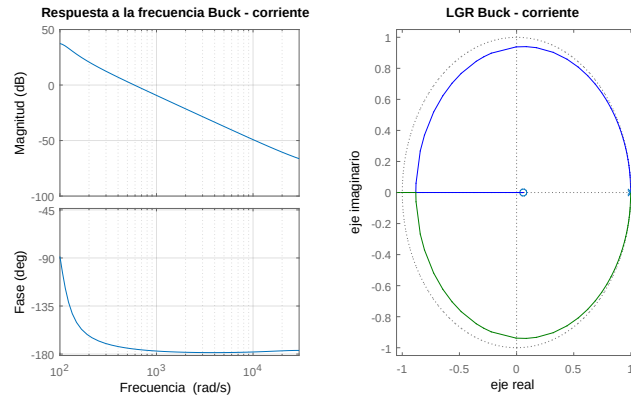


Figura 3.35: Respuesta al escalón del modelo $\frac{\tilde{V}_{bat}(s)}{d_{buck}(s)}$.

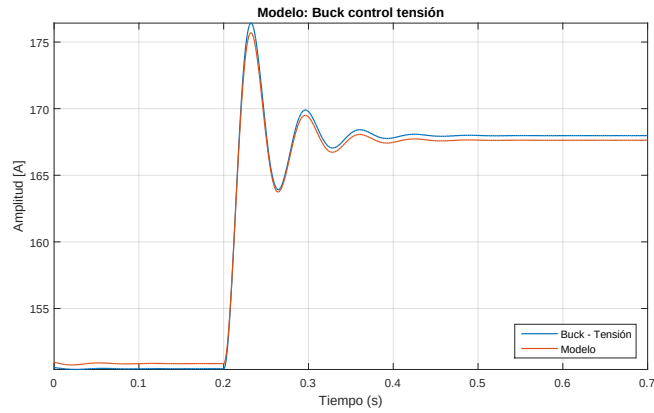
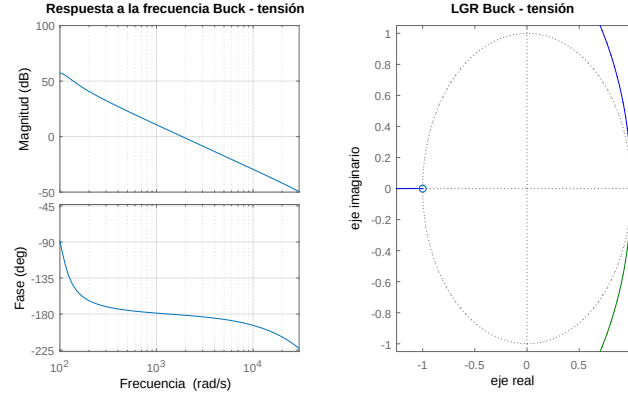


Figura 3.36: Respuesta en frecuencia y LGR del convertidor $\frac{\hat{V}_{bat}(z)}{\hat{d}_{buck}(z)}$.

Se utiliza una estrategia de control selectivo debido a que se tienen dos variables controladas y un solo actuador (**Qbuck**). Como los controladores no siempre van a actuar sobre la planta, el término integral del controlador fuera de línea se satura, ocasionando saltos en la señal de control cuando vuelva a operar. Para ello se implementa un anti-windup y bumpless-transfer, realimentando la señal de control para eliminar el integrador del controlador fuera de línea. Las funciones de transferencia de los controladores se muestran en las ecuaciones 3.18 y 3.19. Debido a la dinámica de los polos poco amortiguados, es necesario ubicar un par de ceros reales cercanos a éstos para adicionar amortiguamiento al sistema, moviendo el lugar geométrico de las raíces hacia la izquierda de la circunferencia de radio unitario. Los polos de filtrado se ubican cerca a 0.62 para evitar saturación de la señal de control por una ganancia transitoria muy alta en el controlador.

$$GBuckI(z) = \frac{0,00087}{z-1} + 0,31203 \frac{z-0,962}{(z-0,625)(z-0,615)} \quad (3.18)$$

$$GBuckV(z) = \frac{0,002734}{z-1} + 0,98415 \frac{z-0,962}{(z-0,625)(z-0,625)} \quad (3.19)$$

El lazo directo de corriente tiene una margen de fase de $31,9^\circ$ y margen de ganancia de $23,5 \text{ dB}$, el lazo directo de tensión un margen de fase de $37,4^\circ$ y margen de ganancia de $17,3 \text{ dB}$, siendo los dos lazos cerrados estables. La respuesta al escalón y la respuesta de frecuencia de los lazos cerrados de corriente y tensión se muestran en las figuras 3.37 y 3.38 respectivamente.

Figura 3.37: Respuesta en frecuencia y respuesta al escalón del lazo cerrado de corriente para una carga resistiva.

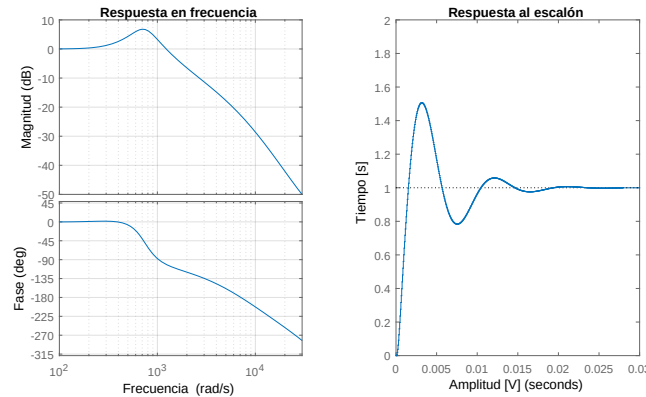
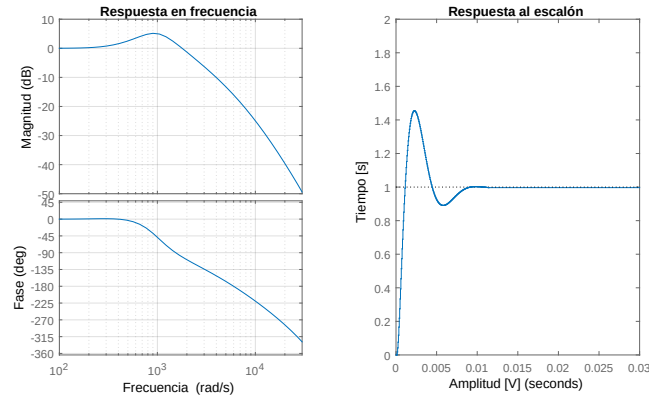


Figura 3.38: Respuesta en frecuencia y respuesta al escalón del lazo cerrado de tensión para una carga resistiva.



Para la validación de los controladores y de la transferencia sin salto, se simulan tres segundos de carga del banco de baterías; cuyos parámetros han sido configurados con las especificaciones de descarga y carga dadas por el fabricante de las baterías (Ver anexo E). Las figuras 3.39 y 3.40 muestran los resultados de simulación de corriente y tensión respectivamente. La señal en rojo corresponde a la variable de interés, en azul la referencia y la señal en amarillo corresponde al indicador del controlador en línea: un nivel alto indica que el controlador está en línea y un nivel bajo lo contrario. Se aprecia que la estrategia de control es capaz de controlar la corriente y tensión de carga sin generar grandes sobrepasos en la transferencia de controladores.

Figura 3.39: Corriente de carga. Simulación convertidor Buck conectado al banco de baterías (ver figura D.4).

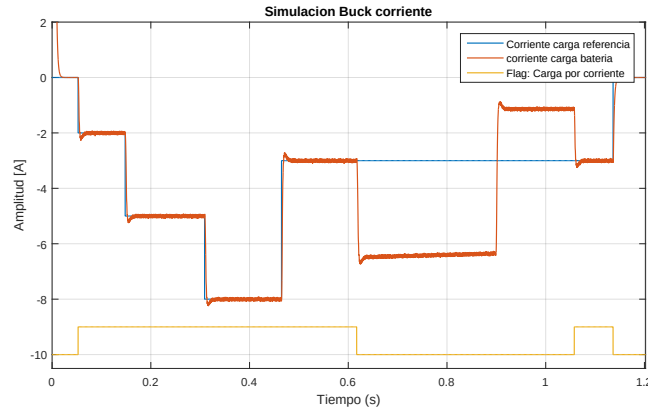
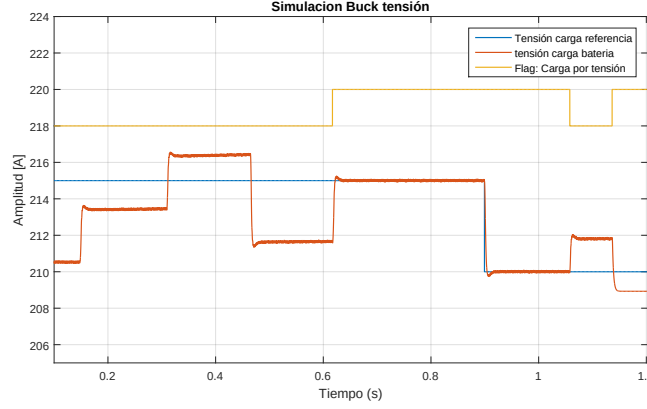


Figura 3.40: Tensión de carga. Simulación convertidor Buck conectado al banco de baterías (ver figura D.4).



Por convención se toma la corriente de carga como una corriente negativa. En las dos figuras anteriores se observa al inicio de la simulación un pico positivo de corriente, siendo este ocasionado durante el tiempo en el que el modelo de la batería se inicializa.

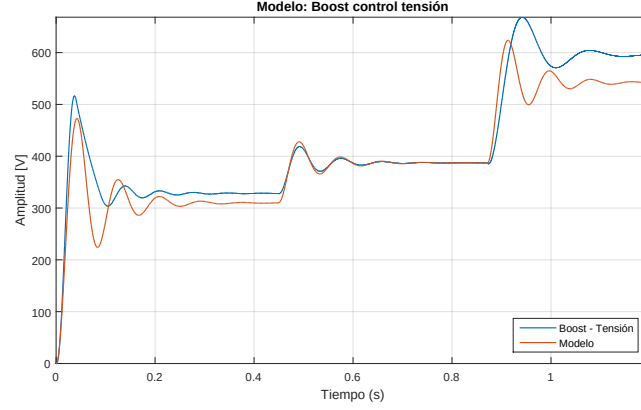
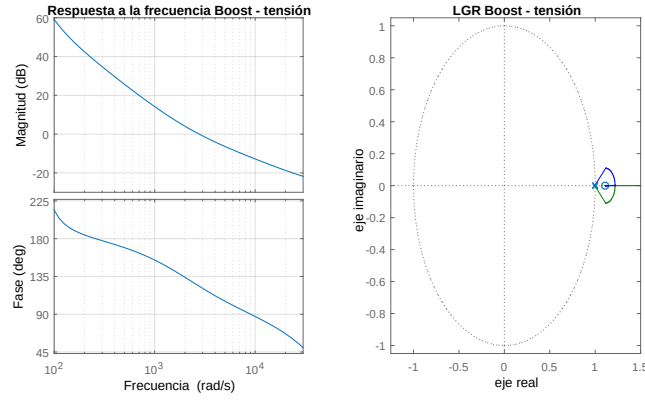
3.2.2. Modo descarga

Para la descarga del banco de baterías el convertidor opera como un convertidor elevador Boost y su objetivo de control es regular la tensión V_{Cbus} del convertidor CC-CA. La función de transferencia [Leyva et al., 2002] del convertidor Boost para control de tensión se presenta en la ecuación 3.20.

$$\frac{\tilde{V}_{bus}(s)}{\tilde{d}_{boost}(s)} = \frac{V_{bat}}{1 - D_{boost}} * \frac{1 - \frac{Ls}{(1 - D_{boost})^2 R}}{\frac{LC}{(1 - D_{boost})^2 s^2} + \frac{L}{(1 - D_{boost})^2 s} + 1} \quad (3.20)$$

$$\frac{\tilde{V}_{bus}(s)}{\tilde{d}_{boost}(s)} = -2218,4 \frac{s - 2070}{s^2 + 30,88s + 5927}$$

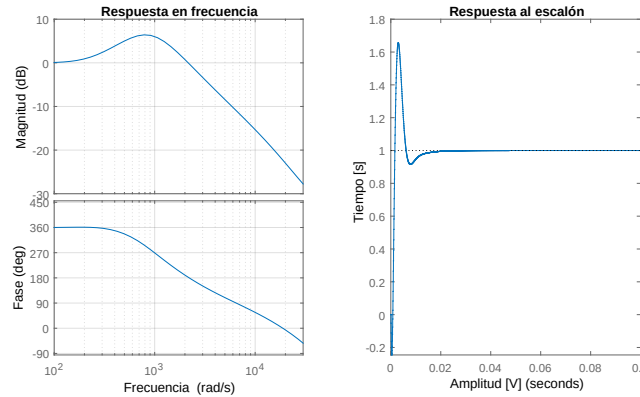
La ecuación característica posee un par de polos complejos pocos amortiguados y luego de discretizados, cercados al punto $[1,0]$ del plano z . La figura 3.41, compara el modelo matemático de la ecuación 3.20, con la tensión obtenida del modelo Simulink; se observa que el convertidor Boost no es lineal, siendo el modelo preciso solo para variaciones pequeñas alrededor del punto de operación (ciclo activo = 50 %).

Figura 3.41: Respuesta al escalón del modelo $\frac{\tilde{V}_{bus}(s)}{d_{boost}(s)}$ Figura 3.42: Respuesta en frecuencia y LGR del convertidor Boost $\frac{\tilde{V}_{bus}(z)}{d_{boost}(z)}$.

El controlador diseñado para el Boost se encuentra en la ecuación 3.21. El lazo directo tiene un margen de fase de $27,9^\circ$ y margen de ganancia de $44,4 \text{ dB}$, siendo el lazo cerrado estable. La respuesta al escalón y la respuesta de frecuencia se muestran en la figura 3.43.

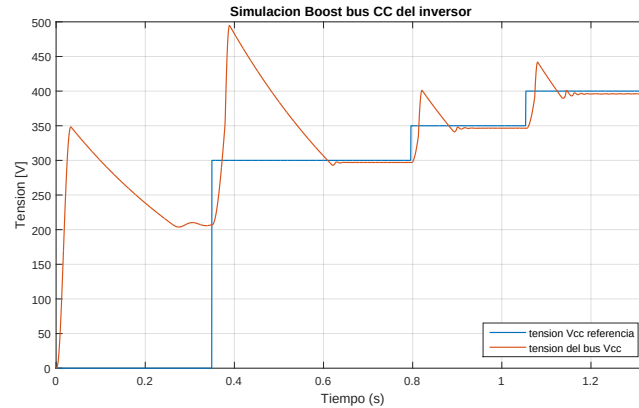
$$GBoostV(z) = \frac{2,98 \times 10^{-6}}{z - 1} + 0,44533 \frac{z - 0,9978}{(z - 0,5639)(z - 0,1345)} \quad (3.21)$$

Figura 3.43: Respuesta en frecuencia y respuesta al escalón del lazo cerrado de tensión para una carga resistiva.



Los resultados de simulación del Boost descargando el banco de baterías para regular la tensión del bus de continua del inversor se encuentran en la figura 3.44. Al inicio de la simulación se aprecia un transitorio debido a que el convertidor Boost presenta una salida igual a la entrada cuando no se realiza conmutación. El nivel de tensión del bus se controla desde los $300 V_{cc}$ hasta los $450 V_{cc}$; aunque, se controla exitosamente, la no linealidad del convertidor ocasiona sobrepasos de magnitud dependiente al punto de operación.

Figura 3.44: Tensión del bus CC del inversor. Simulación convertidor Boost conectado al banco de baterías (ver figura D.4).



3.3. Control de nivel uno

El SAE está conectado a una pequeña micro-red de fuentes de generación distribuidas, las cuales poseen un convertidor CC-CA trifásico como interfaz de acople entre el elemento generador y/o carga y el bus de CA de la micro-red. Para el acople del SAE con la micro-red, éste cuenta con las funciones de: sincronización, compartimiento de carga y conmutación entre el modo fuente de tensión (GV_r) y el fuente de corriente (GI_r). El modelo de la simulación Simulink se encuentra en la figura D.3, en donde dos inversores, maestro - esclavo, interactúan en paralelo; el inversor maestro es quien impone la tensión del bus de CA de la micro-red y el inversor paralelo se sincroniza y conecta a ésta. Después de conectarse el inversor esclavo realiza el compartimiento de carga con el maestro. El inversor Maestro solo tiene la función de compartimiento de carga por control de caída, en cambio el inversor esclavo (SAE) cuenta con esta estrategia y el modo fuente de corriente.

Se recalca que el algoritmo de control de tensión de los dos inversores son iguales, siendo éste el explicado en la sección 3.1 y cualquiera de los dos inversores está en la capacidad de imponer la tensión y sincronizarse con ésta.

3.3.1. Sincronización

Si los ángulos de fases, tensión y frecuencia entre la micro-red y el SAE no están sincronizados, se puede sobrecalentar el sistema disminuyendo su vida útil o dañándolo por completo. Además, si el SAE opera a una tensión menor a la de la micro-red, un flujo de reactivos fluirá desde la micro-red al SAE ocasionando una caída de tensión en la red. Si por el contrario el SAE opera a una tensión mayor a la de la micro-red al momento de la sincronización, fluirán reactivos hacia la micro-red incrementando la tensión (swells) [Leandro, 2013]. En la tabla 3.4 se encuentran los rangos de sincronía definidos en el estándar IEEE 1547. Si alguno de los valores de frecuencia, tensión o fase no se encuentra dentro del rango, el SAE no podrá realizar la conexión.

Tabla 3.4: Límites de sincronización para la interconexión a un sistema eléctrico. [IEEE, 2009].

Capacidad [kVA]	Diferencia en frecuencia Δf , [Hz]	Diferencia en tensión ΔV , [%]	Diferencia de fase $\Delta \Phi$, [°]
0 - 500	0,3	10	20
≥ 500 - 1500	0,2	5	15
1500 - 10000	0,1	3	10

El control de tensión del SAE es un control de posición del vector espacial de tensión V_{Cf} , por lo cual basta generar la referencia $Vref_{\alpha,\beta}$ necesaria para sincronizar este vector con el vector espacial de la micro-red V_g . El vector espacial V_g se encuentra en el plano de coordenadas α, β , con punto de partida en el origen (0,0), girando con una velocidad $\omega = 377 \text{ rad/s}$ y módulo $E = 311,13 \text{ V}$.

$$|V_g| = \sqrt{Vg_\alpha^2 + Vg_\beta^2} \quad \angle V_g = \arctan \frac{Vg_\beta}{Vg_\alpha} \quad (3.22)$$

El algoritmo de sincronización calcula el módulo y el ángulo del vector V_g a partir de la ecuación 3.22 y genera la referencia de tensión sincronizada del controlador GV_r . Debido a los retrasos de la adquisición, muestreo, procesamiento y modulación, la sincronía puede no estar dentro del rango considerado aceptable, por lo cual se emplean dos controladores PI para ajustar la magnitud y frecuencia del generador de referencias. La figura 3.45, muestra la tensión de la micro-red (en azul, impuesta por el inversor maestro) y la tensión del filtro del inversor esclavo (en rojo), la señal amarilla indica el instante en donde el inversor esclavo se conecta la micro-red, estando asegurada la sincronización pues ésta se da en un ciclo de red. La figura 3.46 indica el error de tensión línea-línea entre la micro-red y el filtro del inversor esclavo.

Figura 3.45: Tensión de la micro-red (Azul) y tensión del condensador trifásico segundo inversor (rojo) - sincronía. La señal en amarillo representa una bandera de conexión del inversor a la micro-red.

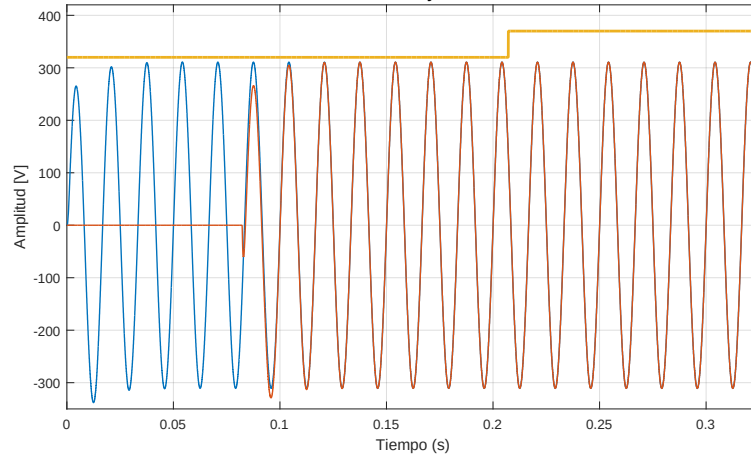
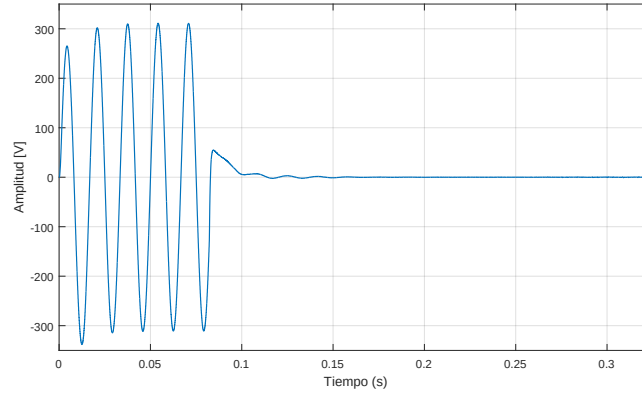
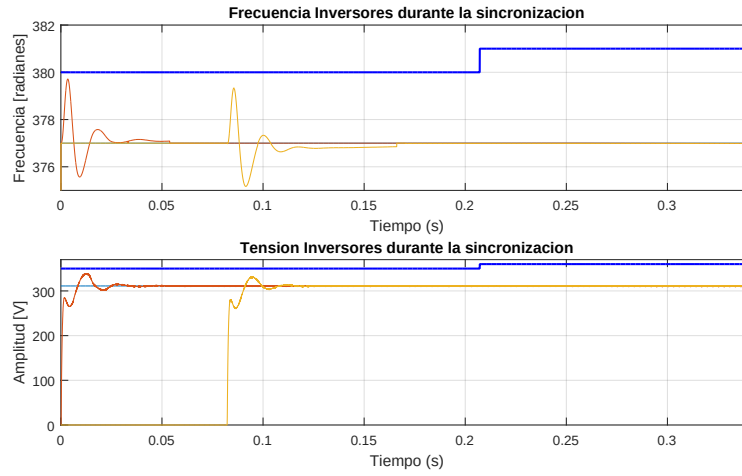


Figura 3.46: Error de tensión de sincronía.



En la figura 3.47, se muestra el ajuste que realizan los controladores de sincronía de frecuencia y tensión, en rojo se encuentra el ajuste del inversor maestro y en amarillo el del esclavo.

Figura 3.47: Sincronía de los inversores en frecuencia y tensión



El inversor esclavo solo realiza la conexión pasados seis ciclos después de alcanzar la sincronía dentro de los parámetros de la tabla 3.4 para sistemas de 1 kVA . En la figura 3.48 y 3.49 se observa que no hay sobre-corrientes durante la conexión debido a desviaciones de frecuencia, tensión o fase.

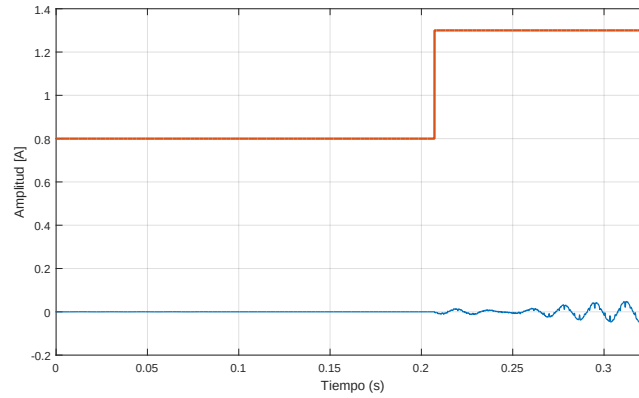
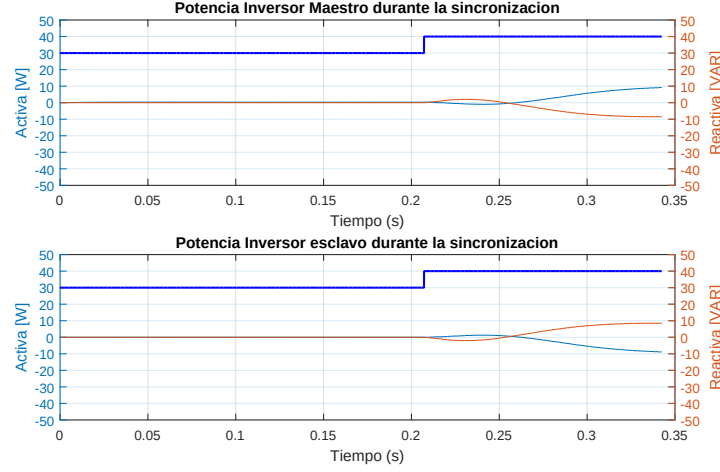
Figura 3.48: Corriente I_g de los inversores. La señal roja indica el momento de conexión a la micro-red.

Figura 3.49: Potencia Activa(azul) y Reactiva(rojo) de los inversores en la sincronía.



3.3.2. Control de caída

La conexión de dos o más inversores en paralelo requiere realizar un control de despacho de potencia hacia la micro-red para garantizar la estabilidad global del sistema eléctrico. En este punto de desarrollo de la micro-red MredUV, la arquitectura de comunicaciones aún no está implementada y dado que la impedancia inductiva de salida del filtro del inversor es mayor que la impedancia resistiva de la micro-red, se opta por implementar la estrategia de control de caída tradicional [Farid et al., 2008]. Según el estándar IEEE 1547, la variación máxima de frecuencia en un sistema interconectado es de $\pm 0,1 \text{ Hz}$ y de tensión de 10% del valor nominal. El control de caída para líneas inductivas viene dado por la ecuación 3.23 [Guerrero et al., 2004] y los parámetros para el ajuste de pendientes (ecuación 3.24) vienen dados en la tabla 3.5.

$$\omega = \omega^* - M_p * P \quad E = E^* - M_q * Q \quad (3.23)$$

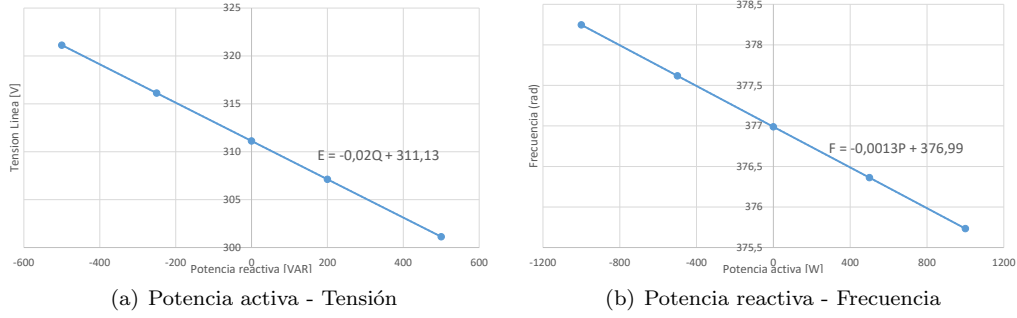
Tabla 3.5: Parámetros control de caída

Parámetro	Valor
Q_{max}	500 VAR
P_{max}	1000 W
V_{Nom}	311,13 V _p
F_{Nom}	377 rad/s
ΔF	$\pm 0,33\% F_{Nom} \approx 1,2566 \text{ rad/s}$
ΔV	$\pm 3,215\% V_{Nom} \approx 10,002 \text{ V}$

$$M_p = \frac{\Delta F}{P_{max}} \approx 0,001256 \quad M_q = \frac{\Delta V}{Q_{max}} \approx 0,020005 \quad (3.24)$$

En la figura 3.50 muestra el comportamiento del control de caída de tensión y frecuencia para cambios en la potencia activa y reactiva respectivamente.

Figura 3.50: Control caída P-V y Q-F.



La simulación del control de caída se realiza después de la sincronización explicada en la subsección 3.3.1, para lo cual se conectan las cargas de la tabla 3.5. La figura 3.51 muestra que el compartimiento de carga de los dos inversores se realiza exitosamente, aportando cada uno la mitad de la potencia necesaria, esto debido a que ambos inversores tienen las mismas pendientes de control de caída. La variación de frecuencia del control de caída se ve en la figura 3.52.

Tabla 3.6: Cargas compartimiento de potencia

Tiempo [s]	Carga
0,39	400 W
0,45	900 W
0,55	600 W
0,63	-200 VAR
0,72	200 W
0,78	0 VAR
0,85	0 W

Figura 3.51: Compartimiento potencia activa y reactiva de los inversores.

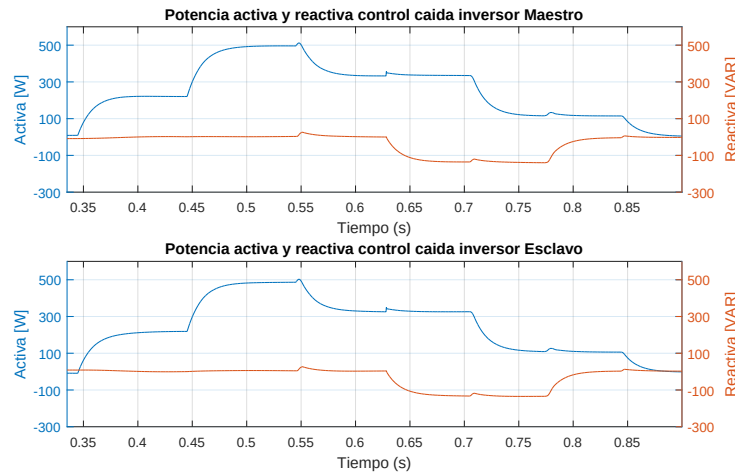
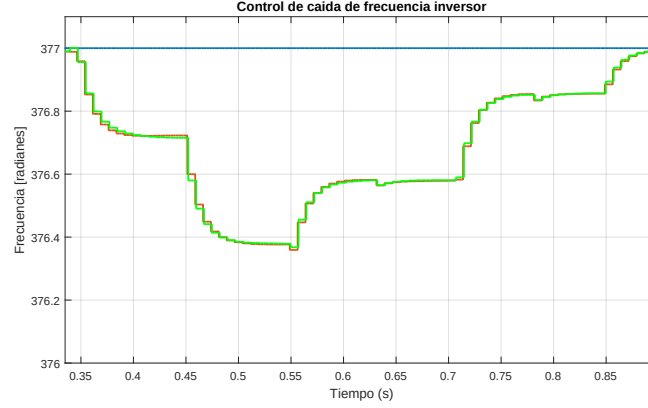


Figura 3.52: Variación de la frecuencia - control caída.



3.3.3. Conmutación de controladores GV_r y GI_r

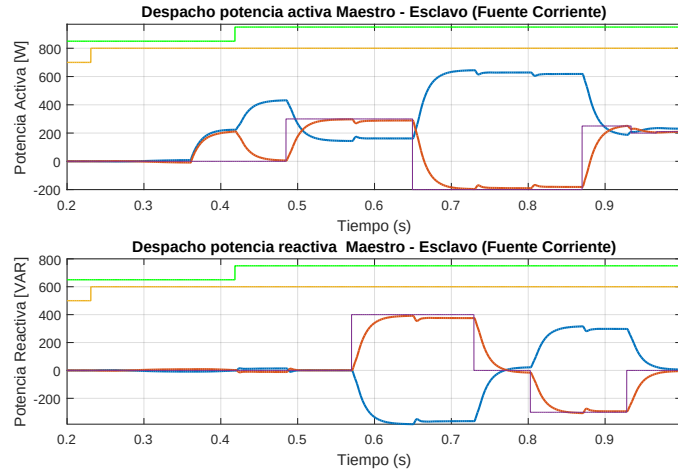
La conmutación de controladores se realiza con el mismo modelo Simulink de la figura D.3. Después de realizar la sincronía, conexión y entrar en modo control de caída para un carga fija de 400 W, el inversor esclavo entra en operación modo corriente. Este cambio de modo debe garantizar una transferencia sin saltos de la señal de control. Las referencias de potencia para el inversor esclavo están en la tabla 3.7.

Tabla 3.7: Referencias de potencia activa y reactiva - fuente de corriente

Tiempo [s]	Pref [W]	Qref [VAR]
0,42	0	0
0,49	300	0
0,57	300	400
0,65	-200	400
0,73	-200	0
0,8	-200	-250
0,88	200	-250
0,92	200	0

La figura 3.53, muestra el compartimiento de carga entre el inversor maestro (modo control de caída) y el inversor esclavo (modo fuente de corriente). La señal amarilla indica el momento de conexión del esclavo a la micro-red y la señal verde el inicio del modo corriente del esclavo. Antes de este modo el control caída también esta activo en el esclavo.

Figura 3.53: Compartimiento de carga entre maestro (azul) y esclavo (rojo) como fuente de corriente.



El inversor esclavo es capaz de seguir el cambio de referencias de potencia activas y reactivas en los cuatro cuadrante sin sobrepaso y poco acoplamiento entre potencias. El inversor maestro compensa la potencia faltante del esclavo para suplir la carga de fija de 400 W y la potencia que absorbe el esclavo para referencia negativas (Referencias necesaria para realizar la carga de baterías). Las corrientes de los inversores se aprecian en la figura 3.54, sin sobrepasos y saltos bruscos en estas. La figura 3.55, muestra las tres señales de control $U_{\alpha,\beta}$, $UV_{\alpha,\beta}$ y $UI_{\alpha,\beta}$, siendo estas iguales en todo momento, aun cuando los controladores se encuentra fuera de línea (en el modo caída el controlador GI_r se encuentra fuera de línea y GV_r en el modo fuente de corriente).

Figura 3.54: Corriente I_g maestro (azul) y esclavo (rojo) como fuente de corriente.

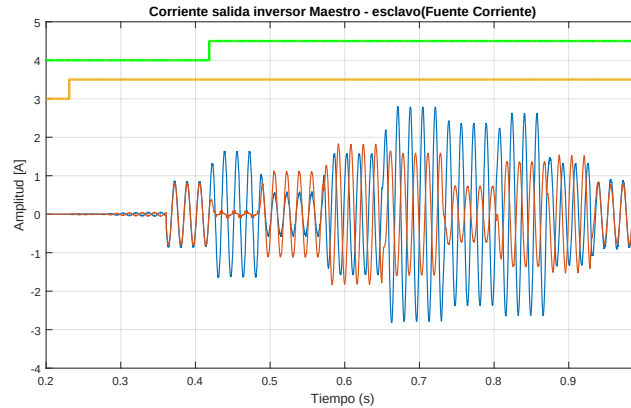
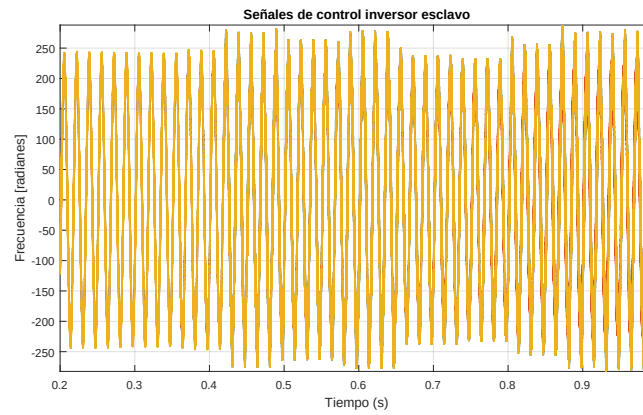


Figura 3.55: Conmutación de señales de control U (azul), UV (rojo) y UI (amarillo). Las señales se desplazan 400 unidades para facilitar la visualización



Capítulo 4

Control y Gestión del Sistema de Almacenamiento

Las estrategias de control del sistema de almacenamiento, además de suministrar energía y soportar la regulación de voltaje y frecuencia en la micro-red, deben evitar la sobrecarga y descarga profunda de las baterías, mediante un control adecuado del estado de carga (*SoC*) que describe el porcentaje de la capacidad disponible; una batería nueva completamente cargada tiene un *SoC* del 100 %. El ciclo de carga y descarga tiene un efecto sobre la vida útil de la batería, provocando un envejecimiento de ésta y aumentando la resistencia interna debido al aislamiento del material activo.

4.1. Modelo del elemento almacenador

El *SoC* de una batería, se utiliza para describir la capacidad actual disponible y es la variable más importante para la estrategia de control del SAE ya que refleja el rendimiento y capacidad de la energía que puede suministrar el SAE a la micro-red. La estimación precisa del *SoC* protege la batería de descargas profundas, aumenta el tiempo de vida y permite realizar estrategias de control racionales para ahorrar energía. En general, el *SoC* de una batería se define como la relación entre su capacidad actual ($Q(t)$) y la capacidad nominal (Q_n) [Kartheeban and Venkatesulu, 2015]. La capacidad nominal es proporcionada por el fabricante y representa la cantidad máxima de carga que puede almacenarse en la batería. El *SoC* se puede definir de la siguiente manera:

$$SoC(t) = \frac{Q(t)}{Q_n} \quad (4.1)$$

Los métodos matemáticos de estimación se clasifican según la metodología empleada. La Tabla 4.1 presenta los métodos de estimación del *SoC* de baterías, clasificados en las siguientes cuatro categorías [Chang, 2013]:

- **Medición directa:** usan las propiedades físicas medibles de la batería como la tensión en bornes e impedancia.
- **Estimación contable:** integra la corriente de descarga a lo largo del tiempo para calcular el *SoC*.
- **Métodos adaptativos:** se pueden ajustar automáticamente al *SoC* para diferentes condiciones de descarga y vida de la batería.
- **Métodos híbridos:** se benefician de las ventajas de varios métodos de estimación y buscando una mejor estimación.

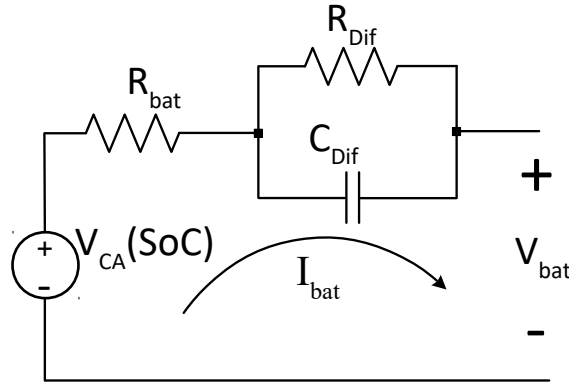
Tabla 4.1: Métodos de estimación de SoC de una batería.

Categoría	Métodos
Medición directa	- Medición del voltaje de circuito abierto
	- Método de voltaje terminal
	- Método de impedancia
	- Método de espectroscopia de impedancia
Estimación contable	- Método contador de Coulomb
	- Método modificado contador de Coulomb
Métodos adaptativos	- Redes neuronales
	- Máquinas de soporte vectorial
	- Redes Neuronales difusas
	- Filtro Kalman
Métodos híbridos	- Contador de Coulomb y voltaje terminal
	- Contador de Coulomb y filtro kalman

Para desarrollar un estimador del SoC se requiere un modelo matemático para la batería. En la literatura se han propuesto dos categorías de modelos: modelos electroquímicos y modelos basados en circuitos equivalentes [Taborelli and Onori, 2014]. Los segundos son los modelos más utilizados para la integración de sistemas y aplicaciones, debido a que no exigen una gran capacidad de cómputo. Sin embargo, estos modelos tienen la limitación de no identificar los fenómenos de envejecimiento de la batería y asumen los parámetros constantes, siendo estos dependientes del estado de carga, edad y temperatura. Los modelos electroquímicos se definen estudiando los procesos químicos que tienen lugar dentro de la batería para permitir eventualmente describir los fenómenos de envejecimiento en detalle.

En este trabajo se considera un modelo lineal equivalente de primer orden para la dinámica de la batería (ver figura 4.1 [Nacer et al., 2015], donde los parámetros se identifican a partir de datos simulados (Ver anexo E) basados en las curvas de descarga del fabricante. La tensión de circuito abierto V_{CA} es una función no-lineal con el SoC , el cual se estima mediante el método estimación de contador de Coulomb.

Figura 4.1: Modelo eléctrico de una batería VRLA.



Las ecuaciones dinámicas del modelo propuesto en tiempo discreto se dan en la ecuación 4.2.

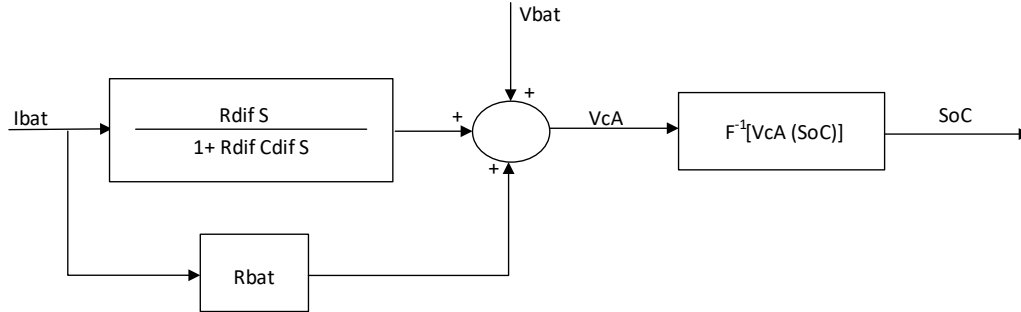
$$\begin{aligned}
 SoC(k+1) &= SoC(k) - \frac{\Delta t}{Q_n} I_{bat}(k) \\
 V_{Dif}(k+1) &= e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{Dif}}} V_{Dif}(k) + R_{Dif} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{Dif}}}\right) I_{bat}(k)
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

Δt es el paso de tiempo discreto, τ_{Dif} es la constante de tiempo $R_{Dif}C_{Dif}$ e $I_{bat}(k)$ es la corriente de la batería, considerada positiva durante la descarga y negativa durante la carga. La rama RC (R_{Dif} , C_{Dif}) se utiliza para modelar la respuesta dinámica de la batería correspondiente a los fenómenos de transferencia de carga y difusión. La ecuación de salida 4.3 del modelo relaciona la tensión de salida $V_{bat}(k)$ con las caídas de tensión a través de los elementos del circuito equivalente, donde $V_{CA}(SoC(k))$ corresponde a la tensión de circuito abierto en función del SoC y R_{Bat} es la resistencia interna. La no linealidad del modelo se encuentra en la ecuación de salida 4.3, ya que el voltaje de circuito abierto no es lineal con respecto al estado SoC .

$$V_{Bat}(k) = V_{CA}(SoC(k)) - V_{Dif}(k) - R_{Bat}I_{Bat}(k) \quad (4.3)$$

La figura 4.2 representa el diagrama de bloques del modelo para determinar el estado de carga del banco de baterías a partir de la medición de la corriente y la tensión en terminales.

Figura 4.2: Diagrama de bloques del estimador de estado de carga.

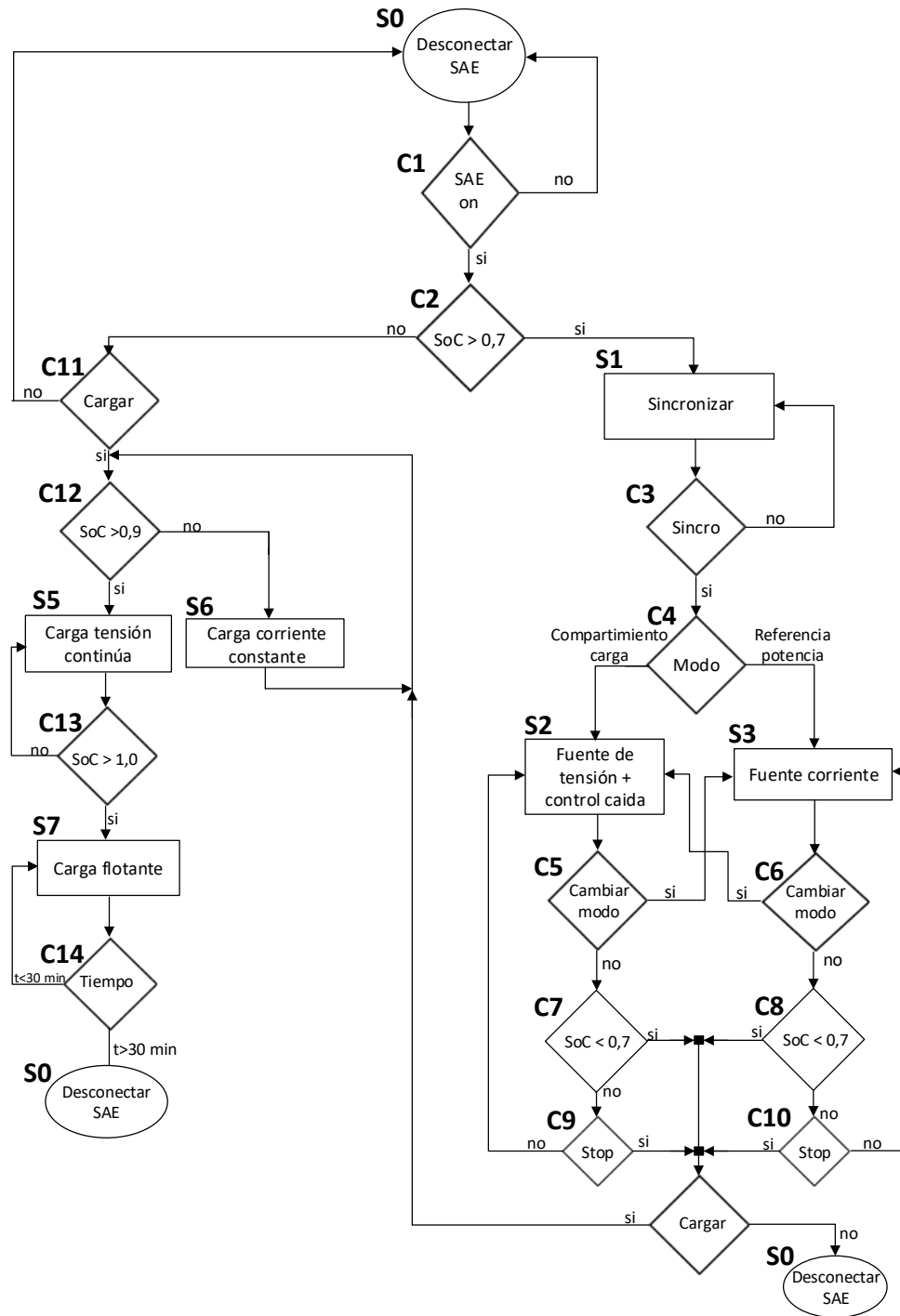


4.2. Gestión del sistema de almacenamiento

La gestión del sistema de almacenamiento de energía permite la interacción y coordinación de todos los niveles de control. La figura 4.3, presenta el diagrama de flujo para la gestión del SAE, indicando con la letra **S** los estados y con la letra **C** los condicionales para realizar la transición de estado. El estado **S** llamado “Desconectar SAE” es el estado inicial del sistema; en éste el SAE se encuentra desconectado de la micro-red y realizando dos operaciones: 1) se encuentra a la espera de instrucciones del sistema supervisor en el condicional **C1** y 2) si el sistema no ha sido utilizado en una semana, procede a realizar un carga niveladora del banco. Si el sistema supervisor envía “SAE_on = yes”, se procede a evaluar el SoC , existiendo dos posibilidades: 1) si el SoC es mayor 0,7 el sistema entra en el estado **S1**, en cambio, 2) si el SoC es menor, se procede a preguntar al sistema supervisor autorización para realizar la carga del banco. El SAE no procede automáticamente a cargar el banco de batería si lo requiere, esto debido a que la capacidad de potencia del SAE equivale al 25 % de la potencia total de la micro-red, por lo que debe esperar a que el sistema supervisor programe esta tarea cuando haya disponibilidad de energía.

Si el SAE recibe autorización para carga, realiza la carga de forma autónoma al programar al inversor como fuente de corriente hasta un SoC de 0,9, con una referencia de potencia activa disponible dada por el supervisor. Cabe resaltar que es una potencia negativa, por lo cual el inversor se comporta en modo rectificador alimentando la tensión del bus de CC que alimenta el convertidor Buck encargado de realizar la carga del banco. Para un SoC mayor que 1,0 se realiza el **S7** de carga flotante durante 30 minutos. En el **S1** se realiza la sincronización con la micro-red y se opera en el modo (**C4**) asignado por el supervisor: compartimiento de carga o referencia de potencia, mientras el SoC sea superior a 0,7.

Figura 4.3: Diagrama de flujo para la gestión del sistema de almacenamiento de energía.



Capítulo 5

Conclusiones y Trabajo Futuro

5.1. Conclusiones

En este trabajo se ha diseñado un sistema de almacenamiento de energía para la micro-red eléctrica MredUV de la Universidad del Valle. El sistema cuenta con un banco de baterías de 16 A-H conectado a convertidores bidireccionales de CC a CC y de CC a CA; el convertidor CC-CC permite la carga de las baterías en modo de corriente o de tensión, dependiendo del estado de carga de la batería. En la descarga se regula la tensión para el convertidor CC-CA. Un sistema de gestión permite la descarga o carga de las baterías en función de la demanda externa a ella y de su estado de carga.

El convertidor de CC-CA es un inversor trifásico bidireccional que permite inyectar energía a la microrred o cargar las baterías desde ella. El control del inversor permite operarlo como fuente de tensión o de corriente; en ambos casos, controles externos convencionales de caída: Potencia activa-Frecuencia y Potencia Reactiva-Tensión, permiten el reparto de cargas con otros inversores en paralelo. El control de tensión o de corriente se realiza con controladores resonantes a 60 Hz en coordenadas Alpha-Beta y controles LQR internos de realimentación de estados para amortiguar los filtros LC en fuente de tensión o LCL en fuente de corriente.

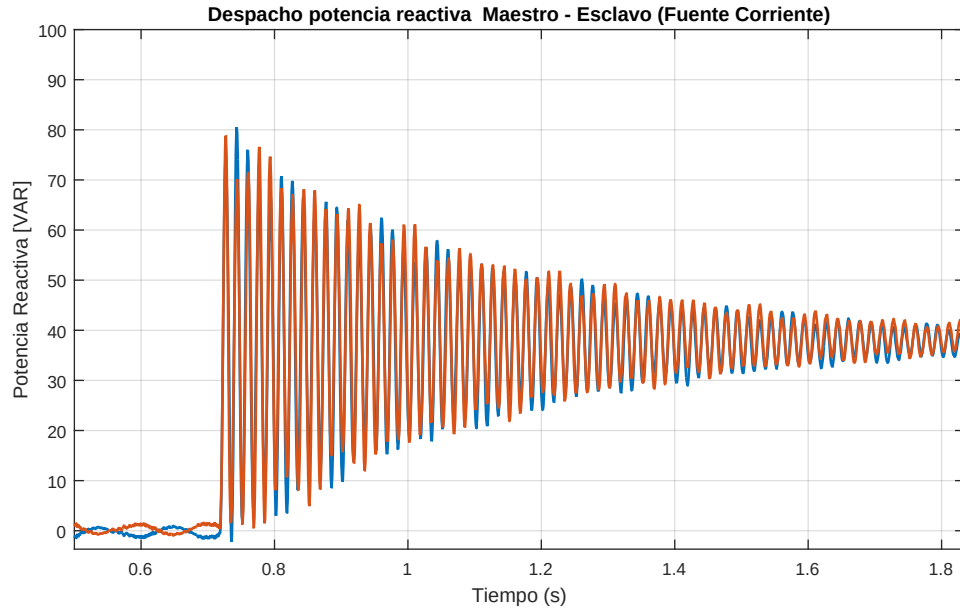
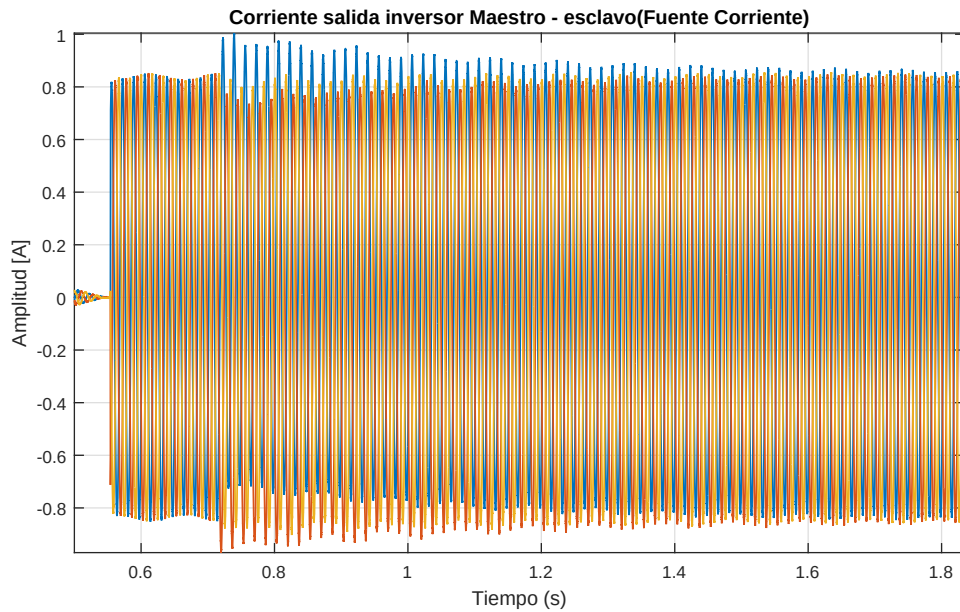
Diversos modos de operación se analizaron con modelos detallados del sistema que incluyen la ejecución de las mismas leyes de control y de modulación de ancho de pulso a utilizar en el control de tiempo real en la DSP. Las simulaciones muestran que el sistema diseñado puede realizar una energización inicial de la microrred (arranque en negro), sincronizar el sistema de almacenamiento a la microrred en operación, inyectar potencias activa y reactiva regulando frecuencia y tensión, y gestionar adecuadamente el estado de carga de las baterías.

5.2. Trabajos Futuros

El sistema de almacenamiento ha sido diseñado y construido, pero al presente no se puede operar a tensión plena por limitaciones en los IGBT seleccionados; las comunicaciones tampoco han sido aún terminadas en su implementación. Una vez se resuelvan estos inconvenientes se podrán validar experimentalmente los diferentes sistemas de control y de gestión diseñados. El haber usado en las simulaciones directamente los algoritmos a emplear en la DSP, permite un paso más expedito hacia la validación experimental.

Durante las simulaciones se observaron oscilaciones de alta frecuencia (alrededor de 60 Hz) en las potencias activa y reactiva durante las variaciones de cargas altamente inductivas, como se muestra en la figura 5.1. Esto se debe a la aparición de corriente continua en el sistema trifásico, como se observa en la figura 5.2. Esta CC circula por un circuito resonante LC, entre la inductancia de la carga y el condensador del inversor. Investigación futura podrá diseñar controladores que amortigüen este modo, para un rango apropiado de cargas inductivas.

Figura 5.1: Control de caída, reparto de potencia reactiva inductiva (azul: maestro, rojo: esclavo).

Figura 5.2: Control de caída, Corrientes I_g del inversor maestro.

El modelo utilizado para obtener el estado de carga de las baterías explota directamente la medición disponible de su corriente y tensión, pero está sujeto a las variaciones de las resistencias y de la característica de la tensión interna con el estado de carga. Investigación futura podrá considerar un modelado más preciso que incluya mejoras como adaptación paramétrica o uso de observadores no-lineales.

Bibliografía

- [Agorreta et al., 2011] Agorreta, J. L., Borrega, M., López, J., and Marroyo, L. (2011). Modeling and control of N-paralleled grid-connected inverters with LCL filter coupled due to grid impedance in PV plants. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 26(3):770–785.
- [Alexis, 2017] Alexis, G. R. (2017). Sistema de comunicaciones para una micro-grid de 5 kw, con arquitectura de control distribuida. Master’s thesis, Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad del Valle.
- [Aller, 2006] Aller, J. M. (2006). *MÁQUINAS ELÉCTRICAS ROTATIVAS : Introducción a la Teoría General*. Editorial Equinoccio - Universidad Simón Bolívar, 1 edition.
- [Alvarez and Serna, 2012] Alvarez, C. and Serna, F. (2012). Análisis local y mundial de tendencias en generación distribuida. *Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico*, page 23.
- [Bidram and Davoudi, 2012] Bidram, A. and Davoudi, A. (2012). Hierarchical structure of microgrids control system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4):1963–1976.
- [Chang, 2013] Chang, W.-Y. (2013). The State of Charge Estimating Methods for Battery: A Review. *ISRN Applied Mathematics*, 2013(1):1–7.
- [Chen et al., 2009] Chen, H., Chen, H., Cong, T. N., Cong, T. N., Yang, W., Yang, W., Tan, C., Tan, C., Li, Y., Li, Y., Ding, Y., and Ding, Y. (2009). Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, 19(3):291–312.
- [Congreso De Colombia, 2014] Congreso De Colombia (2014). Ley No 1715 Del 13 De Mayo De 2014. Technical Report May, Republica de Colombia.
- [Cornforth et al., 2011] Cornforth, D. J., Berry, a., and Moore, T. (2011). Building a microgrid laboratory. *8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia: "Green World with Power Electronics"*, ICPE 2011-ECCE Asia, pages 2035–2042.
- [Corripio et al., 1991] Corripio, S. C., Basurto, A., and Sergio, M. (1991). *Control automático de procesos: teoría y práctica*. Limusa.
- [Daim et al., 2012] Daim, T. U., Li, X., Kim, J., and Simms, S. (2012). Evaluation of energy storage technologies for integration with renewable electricity: Quantifying expert opinions. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 3:29–49.
- [David and Thomas, 2002] David, L. and Thomas, R. (2002). *Handbook of Batteries*. McGraw-Hill, 3 edition.
- [Dudiak et al., 2015] Dudiak, J., Kolcun, M., and Zsolt, C. (2015). Hierarchical control of microgrid with renewable energy sources and energy storage. *8th International Scientific Symposium ELECTROENERGETIKA 2015*, pages 8–11.
- [Espinar and Mayer, 2010] Espinar, B. and Mayer, D. (2010). Energy Storage for Mini-Grid Stabilization. *5th European PV-Hybrid and Mini-Grid Conference*, 33:1–8.

- [Eyer and Corey, 2010] Eyer, J. and Corey, G. (2010). Energy Storage for the Electricity Grid : Benefits and Market Potential Assessment Guide. *Contract*, 321(February):232.
- [Farid et al., 2008] Farid, K., Reza, I., Nikos, H., and Aris, D. (2008). Microgrids mangement - controls and operation aspects of microgrids. *IEEE Power and Energy Magazine*, 6(3):54–65.
- [Feng et al., 2013] Feng, G., Herrera, L., Alsolami, M., He, L., Pu, X., Xintong, L., Andong, L., Jin, W., and Zhijun, L. (2013). Design and development of a reconfigurable hybrid Microgrid testbed. *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2013 IEEE*, pages 1350–1356.
- [Garimella and Nair, 2009] Garimella, N. and Nair, N.-K. C. (2009). Assessment of battery energy storage systems for small-scale renewable energy integration. *TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference*, pages 1–6.
- [Giaouris et al., 2013] Giaouris, D., Papadopoulos, A. I., Ziogou, C., Ipsakis, D., Voutetakis, S., Papadopoulou, S., Seferlis, P., Stergiopoulos, F., and Elmasides, C. (2013). Performance investigation of a hybrid renewable power generation and storage system using systemic power management models. *Energy*, 61:621–635.
- [Guacaneme et al., 2014] Guacaneme, J. A., Velasco, D., and Trujillo, C. L. (2014). Revisión de las características de sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en micro redes. *Información Tecnológica*, 25(2):175–188.
- [Guerrero et al., 2004] Guerrero, J. M., De Vicuña, L. G., Matas, J., Miret, J., and Castilla, M. (2004). Output impedance design of parallel-connected UPS inverters. *IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2(4):1123–1128.
- [Guerrero et al., 2011] Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., Matas, J., De Vicuña, L. G., and Castilla, M. (2011). Hierarchical control of droop-controlled AC and DC microgrids - A general approach toward standardization. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(1):158–172.
- [Guerrero et al., 2014] Guerrero, J. M., Vasquez, J. C., and Rengifo, F. A. (2014). Industrial PhD Course on Microgrids in Theory and Practice - AC MicroGrids. Technical report, AALBORG UNIVERSITET.
- [IEC, 2009] IEC (2009). Executive summary. *Electrical Energy Storage White Paper*, 39:11–12.
- [IEC, 2013] IEC (2013). Communication networks and systems for power utility automation - part 1: Introduction and overview, Standard IEC-61850-1:2013. Technical report, International Electrotechnical Commission.
- [IEEE, 2009] IEEE (2009). IEEE application guide for IEEE Std P1547, IEEE standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. Technical Report March, IEEE Standards Coordinating Committee 21.
- [IEEE, 2014] IEEE (2014). IEEE draft standard profile for use of IEEE 1588 precision time protocol in power system applications, IEEE Standard PC37.238/D6. Technical report, Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [Inoue and Akagi, 2007] Inoue, S. and Akagi, H. (2007). A Bidirectional DC – DC Converter for an Energy. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 22(6):2299–2306.
- [Julean, 2009] Julean, A. M. (2009). Active damping of LCL filter resonance in grid connected applications. Master’s thesis, AALBORG UNIVERSITET.
- [Karshenas et al., 2011] Karshenas, H. R., Daneshpajooh, H., Safaee, A., Jain, P., and Bakhshai, A. (2011). Bidirectional DC-DC Converters for Energy Storage Systems. In Prof. Rosario Cardone, editor, *Energy Storage in the Emerging Era of Smart Grids*, chapter 8, pages 161–177. INTECH.

- [Kartheeban and Venkatesulu, 2015] Kartheeban, K. and Venkatesulu, M. (2015). Innovations and Advances in Computing, Informatics, Systems Sciences, Networking and Engineering. *Lecture Notes in Electrical Engineering*, 313:613–622.
- [Kousksou et al., 2014] Kousksou, T., Bruel, P., Jamil, a., El Rhafiki, T., and Zeraouli, Y. (2014). Energy storage: Applications and challenges. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 120(PART A):59–80.
- [Leandro, 2013] Leandro, C. O. (2013). Aplicación del estandar iee std.1547. Technical report, Universidad de Costa Rica Escuela de Ingeniería Eléctrica.
- [Leou, 2008] Leou, R.-C. (2008). An economic analysis model for the energy storage systems in a deregulated market. *2008 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies*, 34(1):744–749.
- [Leyva et al., 2002] Leyva, J., Morales, J. A., and Martínez, M. (2002). Robust stability analysis for current-programmed regulators. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 49(5):1138–1145.
- [Liu and Song, 2011] Liu, B. and Song, B.-M. (2011). Modeling and analysis of an LCL filter for grid-connected inverters in wind power generation systems. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–6.
- [Liu and Zha, 2009] Liu, F. and Zha, X. (2009). Research on control strategy combining pole-assignment and PR control in three-phase grid-connected inverter. *2009 IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference, IPEMC '09*, 3:2170–2173.
- [Liu et al., 2014] Liu, M., Ding, Z., Quilumba, F. L., Lee, W. J., and Wetz, D. a. (2014). Using a Microgrid test bed to evaluate the strategies for seamless renewable energy integration. *Conference Record - Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference*, pages 1–9.
- [Luo et al., 2015] Luo, X., Wang, J., Dooner, M., and Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy*, 137:511–536.
- [McDonald, 2003] McDonald, J. D. (2003). Substation automation. ied integration and availability of information. *IEEE Power and Energy Magazine*, 1(2):22–31.
- [Medina et al., 2014] Medina, P., Bizuayehu, A. W., Catalão, J. P. S., Rodrigues, E. M. G., and Contreras, J. (2014). Electrical energy storage systems: Technologies’ state-of-the-art, techno-economic benefits and applications analysis. *Proceedings of the Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, pages 2295–2304.
- [Meyers, 2012] Meyers, R. A. (2012). *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology*, chapter Batteries, Battery Management, and Battery Charging Technology, pages 8347–8372. Springer Science + Business Media.
- [Ministerio de Minas y Energía, 2013] Ministerio de Minas y Energía (2013). Energía Eléctrica. Technical report, Republica de Colombia.
- [Nacer et al., 2015] Nacer, M., Ahmed, B., and Aziz, N. (2015). *Smart Innovation, systems and Technologies - Sustainability in Energy and Buildings*, volume 1, chapter Battery Models for Estimation of State of Charge by Sliding Mode Observer. Springer.
- [Peng et al., 2004] Peng, F. Z., Li, H., Su, G. J., and Lawler, J. S. (2004). A new ZVS bidirectional DC-DC converter for fuel cell and battery application. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 19(1):54–65.

- [Pipattanasomporn et al., 2012] Pipattanasomporn, M., Feroze, H., and Rahman, S. (2012). Securing critical loads in a PV-based microgrid with a multi-agent system. *Renewable Energy*, 39(1):166–174.
- [Qin and Kimball, 2012] Qin, H. and Kimball, J. W. (2012). Generalized average modeling of dual active bridge DC-DC converter. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 27(4):2078–2084.
- [Restrepo et al., 2011] Restrepo, J., Aller, J. M., Bueno, A., Guzmán, V. M., Giménez, M. I., Bolívar, U. S., Sartenejas, V. D., and Miranda, E. (2011). Generalized Algorithm for Pulse Width Modulation using a Two-Vectors Based Technique. *Epe*, 21(June):30–39.
- [Restrepo et al., 2010] Restrepo, J., Guzmán, V., Giménez, M., Bueno, A., and Aller, J. (2010). Modulación por ancho de pulso de vectores espaciales utilizando el método del paralelogramo. *Revista Facultad de Ingeniería*, pages 161–171.
- [Restrepo et al., 2009] Restrepo, J. a., Aller, J. M., Viola, J. C., Bueno, A., and Habetler, T. G. (2009). Optimum Space Vector Computation Technique for Direct Power Control. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS*, 24(6):1637–1645.
- [Restrepo-Zambrano, 2016] Restrepo-Zambrano, J. A. (2016). Experimental framework for laboratory scale microgrids. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, pages 9–23.
- [Roberts, 2009] Roberts, B. (2009). Capturing grid power. *IEEE Power and Energy Magazine*, 7(4):32–41.
- [Rosin and Tallinn, 2012] Rosin, A. and Tallinn, V. (2012). Energy storages. *Modern Electric, Hybrid Electric, and Fuel Cell Vehicles*, pages 300–332.
- [Ruiz-Álvarez et al., 2010] Ruiz-Álvarez, A., Colet-Subirachs, A., Gomis-Bellmunt, O., Fernández-Mola, J. M., Álvarez-Cuevas-Figuerola, F., López-Mestre, J., and Sudrià-Andreu, A. (2010). Design, management and comissioning of a utility connected microgrid based on IEC 61850. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT Europe*, pages 1–7.
- [Sato et al., 2014] Sato, T., Shimo, T., Takiguchi, T., and Koizumi, H. (2014). Bidirectional Cascaded Quasi-Z-Source DC-DC Converter. *40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON 2014*, pages 1270–1276.
- [Sawin et al., 2016] Sawin, J. L., Seyboth, K., and Sverrisson, F. (2016). Renewables 2016: Global Status Report. Technical report, REN21. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century.
- [Serban and Marinescu, 2014] Serban, I. and Marinescu, C. (2014). Control strategy of three-phase battery energy storage systems for frequency support in microgrids and with uninterrupted supply of local loads. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 29(9):5010–5020.
- [Sergio et al., 2015] Sergio, P., Filho, N., Andre, T., Vinicios, M., Reis, G., Villalva, M. G., and Filho, E. R. (2015). Strategy for modeling a 3-phase grid-tie VSC with LCL filter and controlling the DC-link voltage and output current considering the filter dynamics. *IEEE 16th Workshop on Control and Modeling for Power Electronics (COMPEL)*.
- [Shahidehpour and Wang, 2003] Shahidehpour, M. and Wang, Y. (2003). *Communication and Control in Electric Power Systems: Application of Parallel and Distributed Processing* Mohammad, chapter Integration, Control, and Operation of Distributed Generation. John Wiley & Sons, Inc.
- [Spagnuolo et al., 2015] Spagnuolo, G., Petrone, G., Lehman, B., Paja, C. A. R., Zhao, Y., and Gutierrez, M. L. O. (2015). Control of photovoltaic arrays: Dynamical reconfiguration for fighting mismatched conditions and meeting load requests. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 9(1):62–76.

- [Strachan and Farrell, 2006] Strachan, N. and Farrell, A. (2006). Emissions from distributed vs. centralized generation: The importance of system performance. *Energy Policy*, 34(17):2677–2689.
- [Taborelli and Onori, 2014] Taborelli, C. and Onori, S. (2014). State of Charge Estimation Using Extended Kalman Filters for Battery Management System. *2014 IEEE International Electric Vehicle Conference (IEVC)*.
- [Tan et al., 2013] Tan, X., Li, Q., and Wang, H. (2013). Advances and trends of energy storage technology in Microgrid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 44(1):179–191.
- [Tenorio Melo, 2015] Tenorio Melo, J. (2015). *UN APORTE AL CONTROL DE TENSIÓN Y FRECUENCIA DE MICRORREDES ELÉCTRICAS*. Propuesta doctoral, Universidad del Valle.
- [UPME, 2015] UPME (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. Technical report, Unidad de planeación Minero Energética, Ministerio de Minas y Energía (Colombia).
- [Valencia Quintero, 2008] Valencia Quintero, J. P. (2008). GENERACIÓN DISTRIBUIDA: Democratización de la energía eléctrica. *Criterio Libre - Universidad Libre - Colombia*, 8:105–112.
- [Vazquez and Salmeron, 2003] Vazquez, J. and Salmeron, P. (2003). Active power filter control using neural network technologies. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, 150(2):139–145.
- [Villafafila-robles et al., 2013] Villafafila-robles, R., Gomis-bellmunt, O., Prieto-araujo, E., and Cheah-ma, M. (2013). Development of a laboratory platform for testing new solutions to integrate renewable energy sources in power systems The microgrid concept. *15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*, pages 1–10.
- [Viveros et al., 2015] Viveros, J. M. A., Montes, D. R., and Scarpetta, J. M. R. (2015). Design and construction of an energy management system for electric vehicle batteries. *2015 IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications, PEPQA 2015 - Proceedings*, pages 1–6.
- [Weaver et al., 2015] Weaver, W. W., Robinett, R. D., Parker, G. G., and Wilson, D. G. (2015). Distributed control and energy storage requirements of networked Dc microgrids. *Control Engineering Practice*, 44:10–19.
- [Wen and Su, 2016] Wen, H. and Su, B. (2016). Operating modes and practical power flow analysis of bidirectional isolated power interface for distributed power systems. *Energy Conversion and Management*, 111:229–238.
- [Werner, 2012] Werner, H. (2012). *Control Systems Theory and Design*. Technische Universitaat Hamburg-Harburg, Hamburg-Harburg.
- [Zamora and Srivastava, 2010] Zamora, R. and Srivastava, A. K. (2010). Controls for microgrids with storage : Review , challenges , and research needs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(7):2009–2018.
- [Zhangang et al., 2009] Zhangang, Y. Z. Y., Yanbo, C. Y. C., and Chengshan, W. C. W. (2009). Construction, operation and control of a laboratory-scale microgrid. *2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, pages 1–5.

Diagrama Unifilar MredUV

[illegible]

Anexos B

Transformada $\alpha\beta$

En ingeniería eléctrica, la transformación $\alpha\beta$ es una transformación matemática empleada para simplificar el análisis de circuitos trifásicos. Permite cambiar de un sistema de referencia trifásico a un sistema bifásico estacionario $\alpha\beta$. Dado un vector espacial $\vec{V}_S$ bidimensional giratorio, este se puede expresar de la siguiente forma:

$$\begin{aligned}\vec{V}_s &= \xi \left(V_a + V_b e^{j\frac{2\pi}{3}} + V_c e^{j\frac{4\pi}{3}} \right) \\ \vec{V}_s &= \xi \left(V_a + V_b \left[\cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) + j\sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) \right] + V_c \left[\cos\left(\frac{-2\pi}{3}\right) + j\sin\left(\frac{-2\pi}{3}\right) \right] \right) \\ \vec{V}_s &= \xi \left(V_a + V_b \left[\frac{-1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \right] + V_c \left[\frac{-1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} \right] \right) \\ \vec{V}_s &= \xi \left(V_a - \frac{1}{2}V_b + j\frac{\sqrt{3}}{2}V_b - \frac{1}{2}V_c - j\frac{\sqrt{3}}{2}V_c \right) \\ \vec{V}_s &= \xi \left(V_a - \frac{1}{2}V_b - \frac{1}{2}V_c \right) + j\xi \left(\frac{\sqrt{3}}{2}V_b - \frac{\sqrt{3}}{2}V_c \right) \\ \vec{V}_s &= \xi (V_\alpha + jV_\beta)\end{aligned}$$

Nota: Propiedad de Euler

$$e^{jx} = \cos(x) + j\sin(x)$$

Sin embargo, las potencias activa y reactiva calculadas en el dominio $\alpha\beta$ no son las mismas que las calculadas en el marco de referencia estándar. Esto sucede porque la transformación no es unitaria. Para preservar las magnitudes de potencia se considera ξ igual a $\sqrt{\frac{2}{3}}$.

$$\vec{V}_s = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(V_a - \frac{1}{2}V_b - \frac{1}{2}V_c \right) + j\frac{\sqrt{3}}{2} (V_b - V_c)$$

Si se realizan mediciones de línea de tensión el vector espacial $\vec{V}_s$ queda definido por:

$$V_{ab} + V_{bc} + V_{ca} = 0 \quad V_{LL} = |\sqrt{3}V_F|$$

$$\begin{aligned}
\vec{V}_s &= \xi \left(\frac{V_{ab}}{\sqrt{3}} e^{j\frac{-\pi}{6}} + \frac{V_{bc}}{\sqrt{3}} e^{j\frac{\pi}{2}} + \frac{V_{ca}}{\sqrt{3}} e^{j\frac{7\pi}{6}} \right) \\
\vec{V}_s &= \xi \left[\left(\frac{1}{2} - j\frac{1}{2\sqrt{3}} \right) V_{ab} + j\frac{1}{\sqrt{3}} V_{bc} + \left(\frac{-1}{2} - j\frac{1}{2\sqrt{3}} \right) V_{ca} \right] \\
\vec{V}_s &= \xi \left[\left(\frac{1}{2} V_{ab} - \frac{1}{2} V_{ca} \right) + j \left(\frac{-1}{2\sqrt{3}} V_{ab} + \frac{1}{3} V_{bc} - \frac{1}{2\sqrt{3}} V_{ca} \right) \right] \\
\vec{V}_s &= \xi \left[\left(\frac{1}{2} (-V_{bc} - V_{ca}) - \frac{1}{2} V_{ca} \right) + j \left(\frac{-1}{2\sqrt{3}} (-V_{bc} - V_{ca}) + \frac{1}{3} V_{bc} - \frac{1}{2\sqrt{3}} V_{ca} \right) \right] \\
\vec{V}_s &= \xi \left(\frac{-1}{2} V_{bc} - V_{ca} + j\frac{\sqrt{3}}{2} V_{bc} \right)
\end{aligned}$$

Con ξ igual a $\sqrt{\frac{2}{3}}$

$$\vec{V}_s = \sqrt{\frac{2}{3}} \left(\frac{-1}{2} V_{bc} - V_{ca} \right) + j\frac{\sqrt{2}}{2} V_{bc}$$

Anexos C

Controlador Resonante

El control resonante se usa ampliamente para el control de corriente alterna en el marco de referencia estacionario $\alpha\beta$. La función de transferencia viene dada por la ecuación C.1. Esta función de transferencia tiene una ganancia infinita a la frecuencia de resonancia seleccionada w_o , eliminando completamente el error de estado estable en la frecuencia de resonancia. Sin embargo, la ganancia infinita puede ocasionar problemas de estabilidad, viendo la necesidad de adicionar un amortiguamiento al controlador (Ecuación C.2).

$$GPr(s) = \frac{K_i s}{s^2 + w_o^2} + K_p \quad (C.1)$$

$$GPr(s) = \frac{K_i s}{s^2 + 2w_c s + w_o^2} + K_p \quad (C.2)$$

w_o = frecuencia central de resonancia $\approx 377\text{rad/s}$
 w_c = frecuencia de corte del controlador
 k_p = ganancia en la banda de rechazo
 k_i = ganancia integral

La ganancia del controlador C.2 es finita, pero aún así, es capaz de obtener pequeños errores de estado estable. El diagrama de bloques de la estructura del controlador resonante en continua se presenta en la figura C.1 y en la figura C.2 la función de transferencia discreta (ecuación C.3) empleando la transformada bilineal .

Figura C.1: Diagrama de bloques controlador resonante en continua.

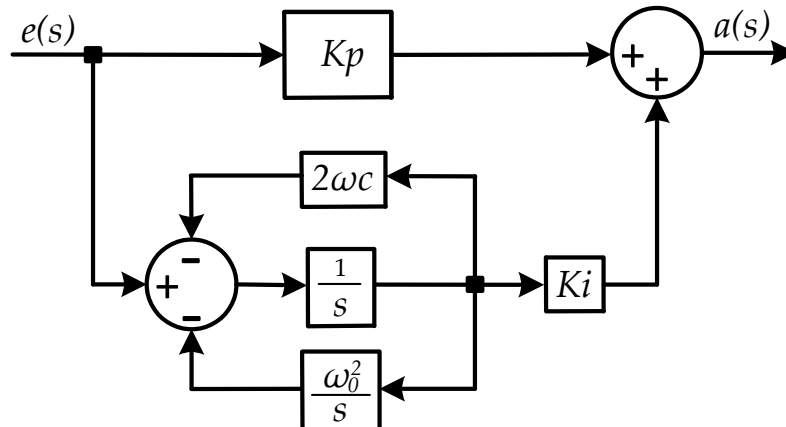
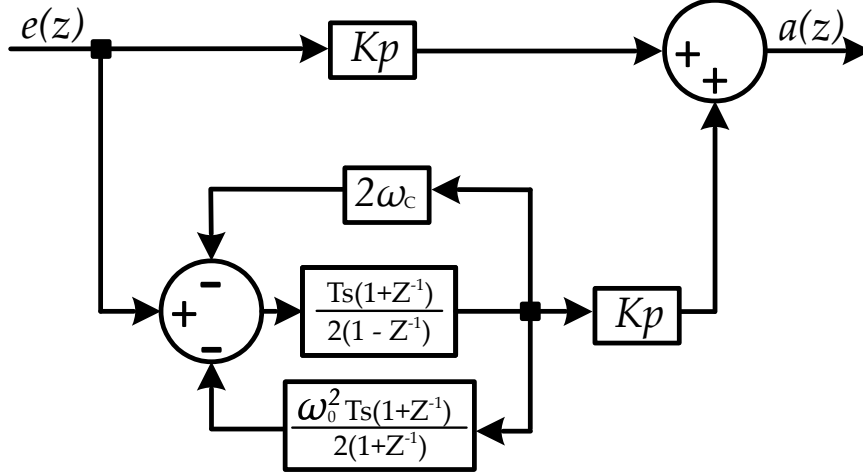


Figura C.2: Diagrama de bloques controlador resonante en discreta.



$$GPr(z) = \frac{b_1 + b_3 z^{-2}}{1 + a_1 z^{-1} + a_2 z^{-2}} + K_p \quad (C.3)$$

$$a_1 = \frac{2T_c^2 \omega_o^2 - 8}{4 + T_c^2 \omega_o^2 + 4T_c \omega_c}$$

$$b_1 = \frac{2T_c K_i}{4 + T_c^2 \omega_o^2 + 4T_c \omega_c}$$

$$a_2 = \frac{T_c^2 \omega_o^2 - 4\omega_c T_c + 4}{4 + T_c^2 \omega_o^2 + 4T_c \omega_c}$$

$$b_2 = \frac{-2T_c K_i}{4 + T_c^2 \omega_o^2 + 4T_c \omega_c}$$

Esquemáticos Simulink

Figura D.1: Esquemático de simulación Simulink control resonante de tensión V_{Cf} .

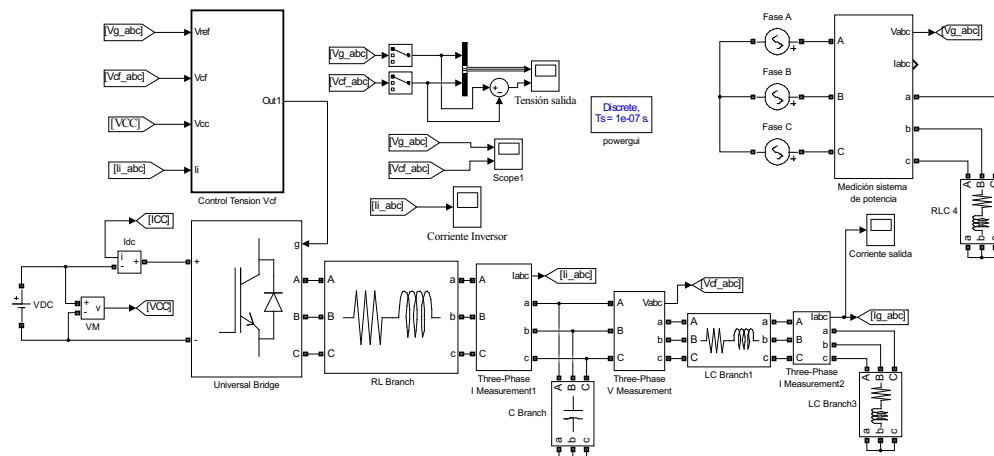


Figura D.2: Esquemático de simulación Simulink control resonante de corriente I_g .

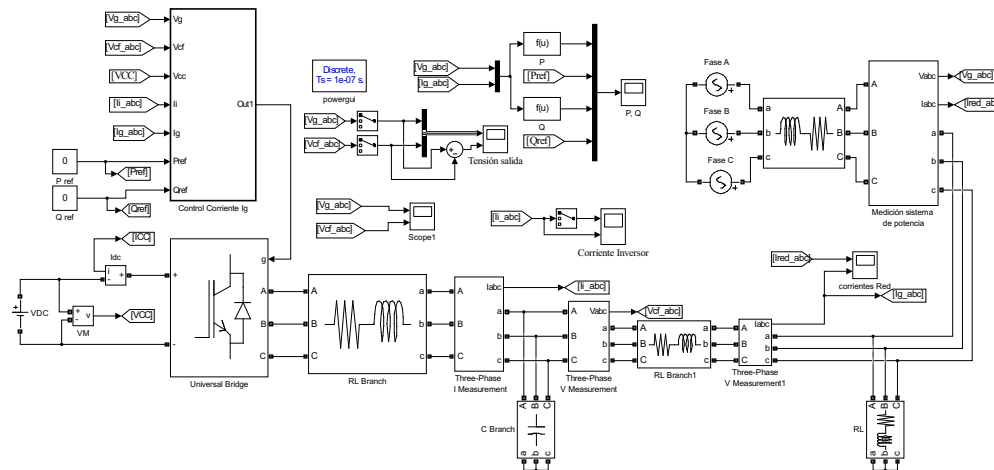


Figura D.3: Esquemático de simulación Simulink control de nivel uno.

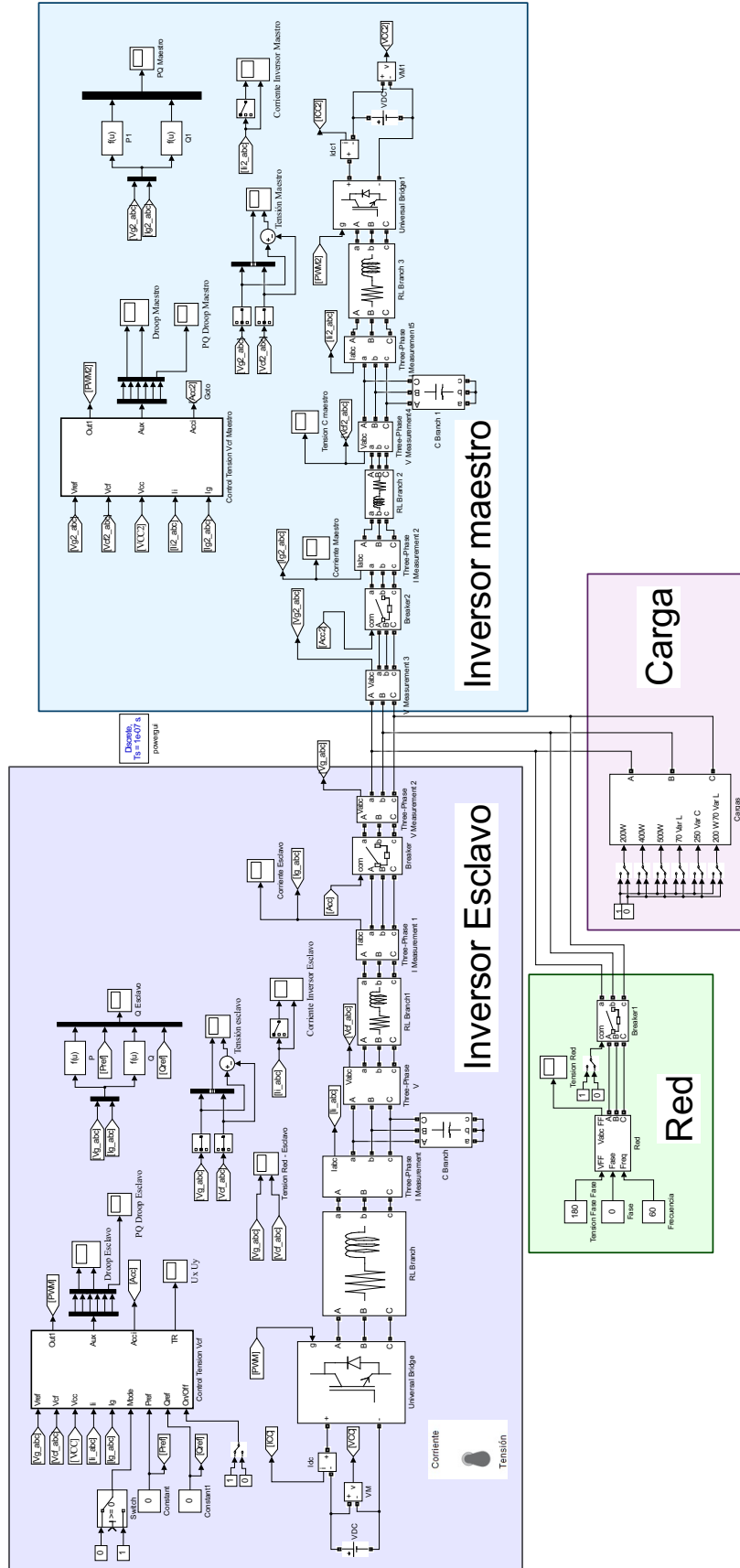
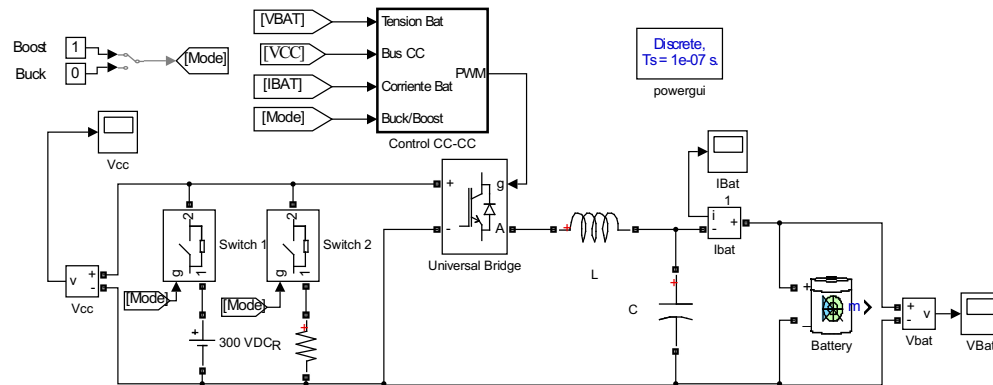


Figura D.4: Esquemático de simulación Simulink convertidor CC-CC.

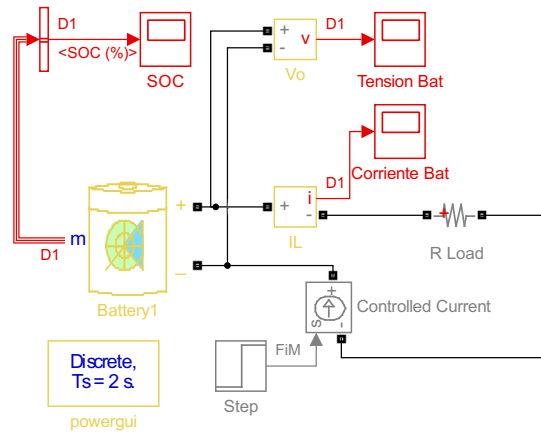


Anexos E

Modelado Batería

El banco de baterías utilizadas en el SAE son 16 baterías tecnología VRLA de $12V$ a $26Ah/20h$, ver ficha técnica al final del anexo. El voltaje del circuito abierto V_{CA} , los parámetros dinámicos (R_{Dif} y $CDif$) y la resistencia R_{Bat} se identifican utilizando pruebas experimentales realizadas en [Taborelli and Onori, 2014]. Los parámetros dinámicos del modelo se identifican despreciando la dependencia con el SoC , temperatura y envejecimiento. La figura E.1 muestra la esquemático de simulación Simulink, empleando el modelo de batería de la librería *Simscape* y realizando la configuración de parámetros basado en las curvas de descargas de las baterías reales del SAE dadas por el fabricante.

Figura E.1: Simulación descarga y carga del banco de baterías.



E.1. Identificación del voltaje de circuito abierto

La relación entre V_{CA} y SoC se identifica mediante una prueba al comienzo de la vida del banco de baterías. Se realiza una descarga de corriente constante de $C/260$ para un SoC inicial del 100 %. Las caídas de tensión en las impedancias internas son insignificantes cuando fluye a través de éstas una corriente pequeña comparada con su capacidad máxima, siendo el voltaje medido V_{Bat} aproximado al V_{CA} (Ver figura E.2). La característica identificada de $V_{CA}(SoC)$ se muestra en la Figura E.3, donde el SoC se evalúa con el método de contador de Coulomb (ecuación 4.2).

Figura E.2: Prueba voltaje de circuito abierto.

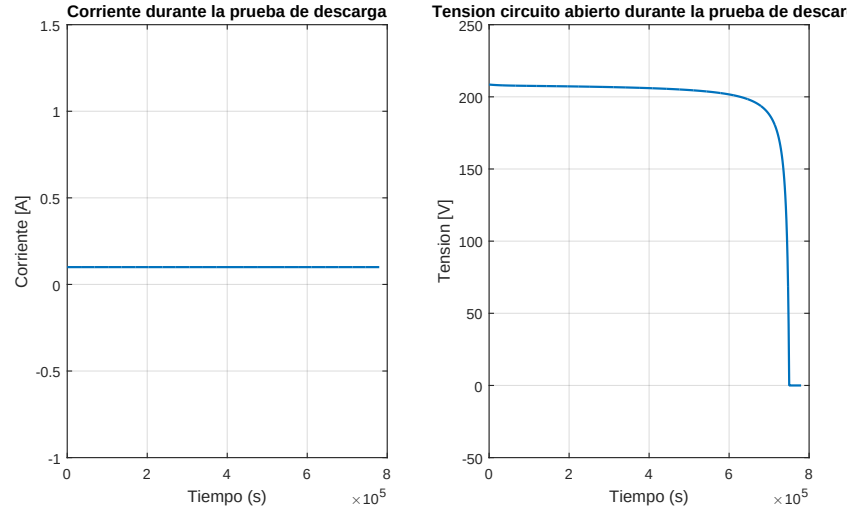
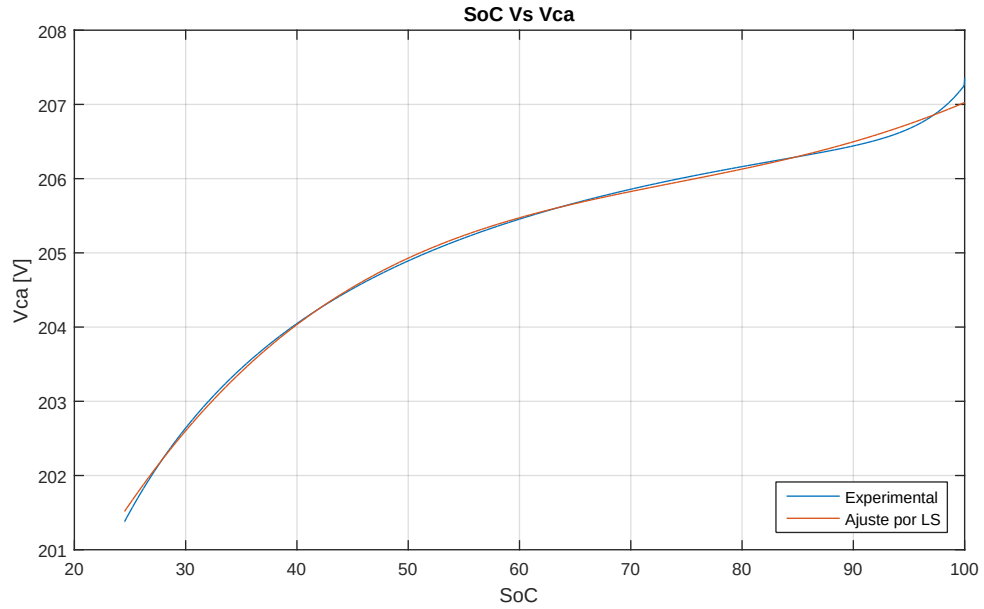


Figura E.3: SoC Vs V_{CA} .



El ajuste de curva se realiza mediante el método de mínimos cuadrados (LS - *least squares*) para un polinomio de grado cuatro, obteniendo una desviación cuadrática media igual a 0,0563. El polinomio obtenido es:

$$V_{CA}(t) = p_1 SoC(t)^4 + p_2 SoC(t)^3 + p_3 SoC(t)^2 + p_4 SoC(t)^1 + p_5 \quad (E.1)$$

$$p_1 = -2,21958608916224e^{-7}$$

$$p_2 = 8,04190378753635e^{-5}$$

$$p_3 = -0,0104465935007192$$

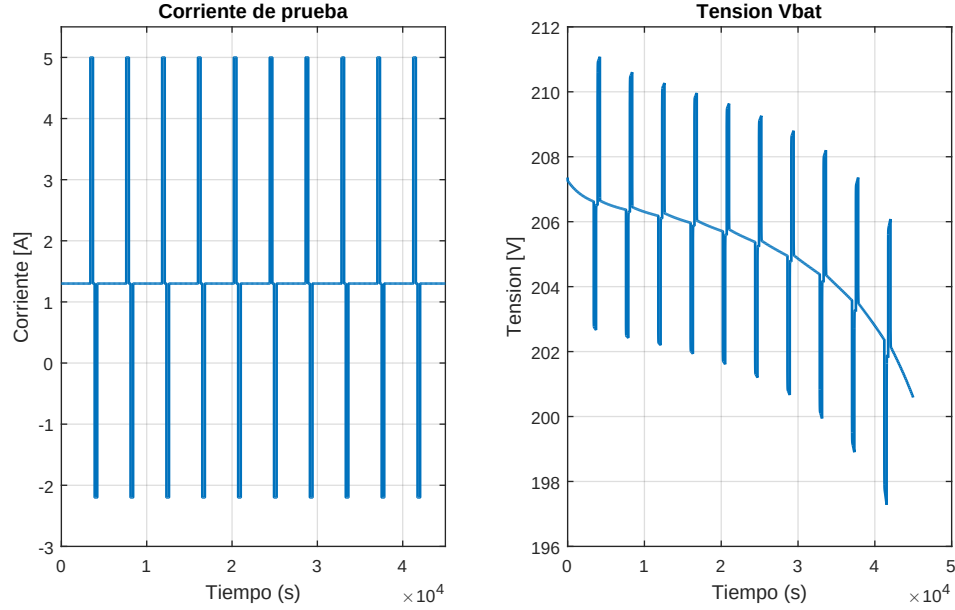
$$p_4 = 0,614855098784607$$

$$p_5 = 192,985238954564$$

E.2. Identificación de parámetros

La prueba de identificación de parámetros consiste en una serie de impulsos de corriente de carga y descarga simétricos realizados a diferentes niveles de *SoC*. El perfil de corriente y la respuesta de voltaje de la batería correspondiente se muestra en la Figura E.4.

Figura E.4: Corriente I_{Bat} y tensión V_{Bat} durante la prueba.

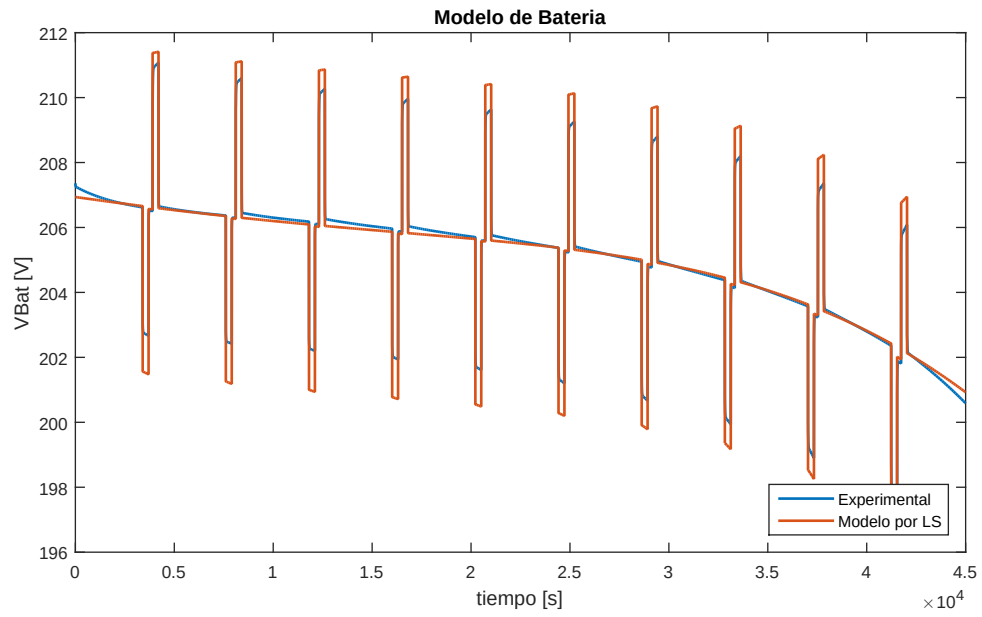


Los impulsos de corriente simétricos tienen una duración de 100 s. Los diferentes niveles de *SoC* entre los pulsos consecutivos se alcanzan descargando la batería con una corriente constante de $C/20$. Aunque los impulsos se realizan a diferentes niveles del *SoC*, la dependencia de estos parámetros respecto al *SoC* se desprecia. Se emplea el método de mínimos cuadrados para la identificación de los parámetros R_{Dif} , R_{Bat} y C_{Dif} ; para lo cual se encuentra V_{Bat} en función de dichos parámetros (Ecuaciones E.2, E.3).

$$V_{Bat}(t) = V_{CA}[SoC(t)] - V_{Dif}(t) - R_{Bat}I_{Bat}(t) \quad (E.2)$$

$$V_{Dif}(t) = \left(\underbrace{\frac{-1}{C_{Dif}} e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{Dif}}}}_{\text{Respuesta natural}} + \underbrace{R_{Dif}}_{\text{Respuesta forzada}} \right) I_{Bat}(t) \quad (E.3)$$

El ajuste de curva se realiza mediante el método de mínimos cuadrados (LS - *least squares*) para la ecuación E.2, obteniendo una desviación cuadrática media igual a 0,3629, $R_{Bat} = 0,96$, $R_{Dif} = 0,4362$ y $C_{Dif} = 1,2337$.

Figura E.5: Zoom: corriente I_{Bat} y tensión V_{Bat} durante la prueba.

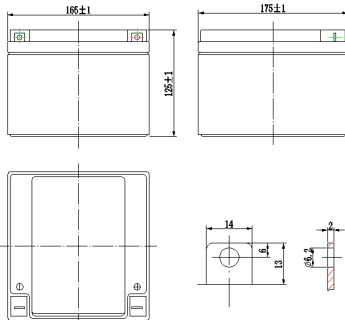


Valve Regulated Lead-Acid Rechargeable Battery

General Series

FL12260

(12V26Ah/20hr)



CONSTRUCTION

Component	Positive plate	Negative plate	Container	Cover	Safety valve	Terminal	Separator	Electrolyte
Raw material	Lead dioxide	Lead	ABS	ABS	Rubber	Copper	Fiberglass	Sulfuric acid

General Series

General Series Valve Regulated Lead Acid batteries are designed with AGM (Absorbent Glass Mat) technology, high performance plates and electrolyte to gain extra power output for common power backup system applications widely used in the field of UPS, Emergency Lighting System.

Application

- Alarm System
- Cable Television
- Power tools
- Emergency Power System
- Security System
- Medical Equipment
- UPS
- Communication Equipment
- Control Equipment
- Toys

General Features

- Sealed and maintenance free operation.
- Non-Spillable construction design.
- ABS containers and covers(UL94HB, UL94V-0) optional.
- Safety valve installation for explosion proof .
- High quality and high reliability.
- Exceptional deep discharge recovery performance.
- Low self discharge characteristic.
- Flexibility design for multiple install positions.

TECHNOLOGY PARAMETER

Battery model	FL12260			
Designed Floating Life	3~5 Years			
Capacity (25℃)	20hR(1.3A, 10.5V)	10hR(2.52A, 10.5V)	5hR(4.39A, 10.5V)	1hR(16.8A, 9.60V)
	26Ah	25.2Ah	21.95Ah	16.8Ah
Dimensions	Length	Width	Height	Total Height
	175±1mm	166±1mm	125±1mm	125±1mm
Approx. weight (±5%)	8.25Kg (18.19 lbs)			
Internal resistance	Full charged at 25℃: 10mOhms			
Self discharge	3% of capacity declined per month at 25℃ (average)			
Capacity Affected by Temp.(20HR)	40 ℃	25 ℃	0 ℃	-15 ℃
	102%	100%	85%	65%
Charge Voltage (25℃)	Cycle use		Float use	
	14.5-14.9V(-30mV/℃), max. Current: 7.8A		13.6-13.8V(-20mV/℃)	

Web: <http://www.fulibattery.com>

Page 1 of 2

ISO 9001:2000



MH 28900 T2M20703-0042-E-16


Valve Regulated Lead-Acid Rechargeable Battery
General Series
FL12260 (12V26Ah/20hr)

Constant current discharge ratings-amperes at 25°C

End Point Volts/Cell	5min	10min	15min	30min	1h	3h	5h	10h	20h
1.60V	100	69.9	53.2	30.0	16.8	7.33	4.79	2.65	1.37
1.65V	94.9	66.8	50.7	28.8	16.5	7.10	4.66	2.60	1.33
1.70V	89.3	63.1	48.1	27.5	16.1	6.86	4.52	2.55	1.32
1.75V	83.7	59.3	45.5	26.2	15.4	6.56	4.39	2.52	1.30
1.80V	78.1	56.2	42.9	24.9	14.7	6.27	4.26	2.47	1.28

Constant power discharge ratings-watts at 25°C

End Point Volts/Cell	5min	10min	15min	30min	1h	3h	5h	10h	20h
1.60V	185	129	99.0	56.1	31.6	13.86	9.10	5.06	2.62
1.65V	175	123	93.7	53.5	30.8	13.34	8.80	4.95	2.55
1.70V	163	115	88.4	50.9	29.9	12.83	8.50	4.82	2.50
1.75V	152	108	83.2	48.1	28.5	12.21	8.21	4.74	2.46
1.80V	140	101	77.6	45.2	26.8	11.53	7.88	4.59	2.39

