

# UNIVERSIDAD DE CUENCA



## Facultad de Ingeniería Carrera de Ingeniería Eléctrica

**“Estudio de sistemas de almacenamiento en la generación eléctrica distribuida. Caso de estudio batería de flujo redox de vanadio”**

Trabajo de titulación previo a la obtención  
del título de Ingeniero Eléctrico

**Autor:**

Luis Esteban Guerrero Segarra  
tebo.gsegas@gmail.com

C.I. 0105275960

**Director:**

Juan Leonardo Espinoza Abad, PhD

C.I. 0102559325

**Codirector:**

Luis Gerardo González Morales, PhD

C.I. 1729711059

**Cuenca – Ecuador**

**26/11/2019**

## Resumen

La generación distribuida, tanto aislada como interconectada a la red, es una práctica que viene desde los inicios de la energía eléctrica, sin embargo, en la actualidad, ha vuelto a ganar presencia debido a los beneficios, principalmente ambientales, que conlleva. El uso de fuentes renovables de energía, tales como el viento o la radiación solar, es común en este tipo de sistemas, pero la naturaleza variable de estos recursos, vuelve necesario el complementar esta generación distribuida (GD) con sistemas de almacenamiento de energía (ESS). El presente trabajo tiene como objetivo el analizar los distintos sistemas de almacenamiento de energía, particularmente energía eléctrica, existentes en la actualidad. El sistema en particular bajo estudio, es el de la batería de flujo redox de vanadio (VRFB). En el estudio se realiza el modelado eléctrico de la VRFB y una posterior validación de las variables consideradas pertinentes. Adicionalmente, se presenta un caso de estudio: el funcionamiento de la VRFB CellCube® FB 20 kW/100 kWh en la Microrred de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Cuenca, Campus Balzay, bajo un algoritmo de automatización de funcionamiento.

**Palabras Clave:** Generación distribuida (GD). Fuentes renovables. Sistemas de almacenamiento de energía (ESS). Batería de flujo redox de vanadio (VRFB).



## Abstract

Distributed generation, both isolated and interconnected to the grid, is a practice that comes from the beginnings of electrical energy, however, today, has regained presence due to the benefits, mainly environmental, it entails. The use of renewable energy sources, such as wind or solar radiation, is common in this type of systems, but the variable nature of these resources makes it necessary to complement this distributed generation (DG) with energy storage systems (ESS). The objective of this work is to analyse the different energy storage systems, particularly electrical energy, that currently exist. The particular system under study is the vanadium redox flow battery (VRFB). In the study, the electrical modeling of the VRFB is carried out and a subsequent validation of the variables that were considered pertinent. In addition, a case study is presented: the operation of the VRFB CellCube<sup>®</sup> FB 20 kW/100 kWh in the Microgrid of the Faculty of Engineering of the University of Cuenca, Balzay Campus, under an operating automation algorithm.

**Keywords:** Distributed Generation (DG). Renewable sources. Energy storage systems (ESS). Vanadium redox flow battery (VRFB).

# ÍNDICE

1. Capítulo 1: Estado del arte de sistemas de generación distribuida.....	16
1.1 Introducción .....	16
Objetivo General.....	19
Objetivos Específicos.....	19
Alcance.....	19
1.2 Definiciones de generación distribuida (GD) .....	19
1.3 Características de la generación distribuida.....	19
1.4 Operación de generación distribuida (GD) .....	20
1.5 Tecnologías de generación distribuida .....	21
1.5.1 Tecnologías basadas en combustibles fósiles.....	21
1.5.1.1 Motores de combustión .....	21
1.5.1.2 Microturbinas .....	21
1.5.1.3 Pilas de combustible.....	22
1.5.2 Tecnologías basadas en energía renovable.....	23
1.5.2.1 Aerogeneradores.....	23
1.5.2.2 Sistema solar fotovoltaico (celdas solares) .....	23
1.5.2.3 Hidroplantas pequeñas.....	23
1.5.3. Tecnologías basadas en almacenamiento de energía .....	23
1.5.3.1 Grandes bancos de capacitores .....	23
1.5.3.2 Sistema de almacenamiento de aire comprimido.....	24
1.5.3.3 Hidroelectricidad por bombeo .....	24
1.5.3.4 Baterías de flujo.....	24
1.6 Ventajas de la generación distribuida.....	24
1.6.1 Funciones como respaldo de capacidad de la red.....	24
1.6.2 Respaldo de capacidad de emergencia .....	24
1.6.3 Puesta en marcha rápida .....	24
1.6.4 Producción combinada de electricidad y calor.....	24
1.6.5 Control de picos .....	25
1.6.6 Alta confiabilidad .....	25
1.6.7 Reserva rodante.....	25
1.6.8 Reserva no rodante.....	26
1.6.9 Balance de carga .....	26
1.6.10 Control de voltaje y potencia reactiva.....	26
1.6.11 Aplazamiento de la inversión en el sistema de transmisión.....	26



- 1.6.12 Instalación y operación rápida.....26
- 1.6.13 Menor contaminación ambiental que con generación centralizada.....26
- 1.7 Desventajas de la generación distribuida .....26
  - 1.7.1 Complicaciones de control .....26
  - 1.7.2 Perturbaciones en la configuración de equipos de protección .....27
  - 1.7.3 Aumento de la corriente de cortocircuito .....27
  - 1.7.4 Dificultad para sincronizarse con la red.....27
  - 1.7.5 Elección de la ubicación para instalación .....27
  - 1.7.6 Dificultad de operación en áreas urbanas .....27
  - 1.7.7 Aumento en el costo de distribución.....27
- 1.8 Comparación entre las tecnologías de generación distribuida.....27
- 1.9 Generación eléctrica en Ecuador .....29
  - 1.9.1 Centrales de generación con fuentes de energía renovables .....29
  - 1.9.2 Centrales de generación con fuentes de energía no renovables .....31
  - 1.9.3 Centrales de generación de sistemas aislados .....33
- 2. Capítulo 2: Estudio de sistemas de almacenamiento de energía .....35
  - 2.1 Sistemas energéticos .....35
    - 2.1.1 Terminología .....35
    - 2.1.2 Aspectos tecnológicos de la integración de ER a los sistemas de energía.....36
  - 2.2 Tecnologías de distribución.....38
  - 2.3 Suministro de electricidad y redes.....39
    - 2.3.1 Redes eléctricas.....39
    - 2.3.2 Sistemas energéticos autosuficientes .....41
    - 2.3.3 Mercados eléctricos .....42
      - 2.3.3.1 Mercado eléctrico ecuatoriano .....42
        - 2.3.3.1.1 Administración técnica y comercial de las transacciones de bloques energéticos .....42
        - 2.3.3.1.2 Participantes del sector eléctrico .....43
        - 2.3.3.1.3 Aspectos comerciales del funcionamiento del sector eléctrico ecuatoriano ..47
        - 2.3.3.1.4 Ingreso de nuevos participantes al mercado eléctrico ecuatoriano.....48
      - 2.3.3.2 .....42
    - 2.3.4 Problemática .....48
      - 2.3.4.1 Balance entre generación y demanda en una red.....48
      - 2.3.4.2 Redes inteligentes y almacenamiento virtual .....50
  - 2.4 Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía .....51
  - 2.5 Almacenamiento de energía para la red eléctrica .....52



2.6 Usos y beneficios del almacenamiento eléctrico .....53

2.7 Tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.....53

    2.7.1 Hidroelectricidad por bombeo (PHES – Pumped Hydro Energy Storage).....53

    2.7.2 Volantes de inercia.....54

    2.7.3 Aire comprimido .....55

    2.7.4 Almacenamiento eléctrico de alta potencia .....56

2.8 Baterías electroquímicas.....57

    2.8.1 Batería de Níquel – Cadmio .....58

    2.8.2 Batería de Níquel – Hidruro Metálico.....58

    2.8.3 Batería de Plomo – Ácido.....58

    2.8.4 Baterías basadas en Litio.....63

    2.8.5 Baterías de Sodio – Azufre .....64

    2.8.6 Baterías de Metal – Aire.....64

    2.8.7 Batería de flujo (FBESS o RFB) .....64

        2.8.7.1 Batería de flujo de Zinc – Bromo (PBC) .....65

        2.8.7.2 Batería de flujo de Polisulfuro – Bromuro (PSB) .....66

        2.8.7.3 Batería de flujo redox de Vanadio (VRFB) .....66

            2.8.7.3.1 Historia.....66

            2.8.7.3.2 Descripción general de la VRFB .....67

            2.8.7.3.3 Electroquímica de la VRFB .....67

            2.8.7.3.4 Constitución de la VRFB .....68

                2.8.7.3.4.1 Celda y pila (stack) .....69

                2.8.7.3.4.2 Electrolito.....70

                2.8.7.3.4.3 Electrodo.....71

                2.8.7.3.4.4 Membrana de intercambio iónico .....71

                2.8.7.3.4.5 Placas bipolares .....71

                2.8.7.3.4.6 Tanques de almacenamiento de electrolito.....72

                2.8.7.3.4.7 Bombas, válvulas y tuberías .....72

                2.8.7.3.4.8 Construcción de una pila (stack) de una VRFB.....72

        2.8.7.3.5 Rendimiento de la VRFB.....73

            2.8.7.3.5.1 Capacidad energética.....73

            2.8.7.3.5.2 Potencia .....73

            2.8.7.3.5.3 Eficiencia .....74

            2.8.7.3.5.4 Tiempo de respuesta .....74

            2.8.7.3.5.5 Vida útil de funcionamiento.....74



2.8.7.3.5.6 Mantenimiento .....75

2.9 Celdas (pilas) de combustible .....75

2.10 Resumen de características de los sistemas de almacenamiento de energía ESS .....76

3. Capítulo 3: Modelado de la VRFB .....78

3.1 Modelado de baterías electroquímicas .....78

    3.1.1 Descripción general del modelado de la batería .....78

    3.1.2 Rendimiento de la batería .....78

    3.1.3 Evaluación del modelo .....78

    3.1.4 Validación del modelo .....79

3.2 Modelos existentes .....79

    3.2.1 Modelos de VRFB .....79

3.3 Desarrollo del modelo .....80

    3.3.1 Introducción .....80

    3.3.2 Requerimientos del modelo .....80

    3.3.3 Características del modelo de la VRFB .....81

        3.3.3.1 Modelo VRFB base .....81

        3.3.3.2 Metodología .....84

        3.3.3.3 Modelo propuesto de la VRFB .....85

4. Capítulo 4: Caso de estudio .....96

4.1 Descripción del sistema .....96

4.2 Algoritmo de balance cero .....97

4.3 Metodología .....97

4.4 Procesamiento de datos .....98

4.5 Presentación y análisis de los escenarios .....98

4.6 Resultados .....109

4.7 Análisis global .....109

Capítulo 5: Conclusiones y recomendaciones .....110

Conclusiones .....110

Recomendaciones .....111

Referencias .....112

Anexo 1: Procesos de carga y descarga registrados por el equipo FLUKE y HIOKI. ....114

Anexo 2: Expresiones matemáticas utilizadas en el modelo .....114

Anexo 3: Código C de control de carga .....115

Anexo 4: Respuestas dinámicas de la VRFB .....116

Anexo 5: Curvas de respuesta del caso de estudio .....134



Anexo 6: Fotografías de trabajo en sitio ..... 152  
Anexo 7: Modelo implementado en PSIM® ..... 156



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Energía primaria mundial total suministrada por tipo de fuente (Mtep) .....	17
Figura 1.2. Generación eléctrica mundial por tipo de fuente (GWh) .....	17
Figura 1.3. Cuota de renovables en el consumo de energía final mundial (2016) .....	18
Figura 1.4. Adiciones anuales de capacidad energética renovable por tecnología y total (2012-2018) .....	19
Figura 1.5. Funcionamiento general de una microturbina.....	22
Figura 1.6. Perfil de Carga Diaria Típico de Muestra.....	25
Figura 1.7. Aumento de la Corriente de Cortocircuito con la Presencia de GD.....	27
Figura 1.8. Potencia nominal de centrales de generación con fuentes de energía renovable....	30
Figura 1.9. Potencia nominal de centrales de generación con fuentes de energía no renovable .....	33
Figura 2.1. Sistema general de energía, presenta entrada, salida, el subsistema de distribución de energía (incluyendo medios de transporte y almacenamiento de energía) y los sectores de uso final. ....	36
Figura 2.2. Circuito Transaccional Técnico-Económico Ecuatoriano .....	43
Figura 2.3. Esquema de participación transaccional en el ámbito mayorista .....	48
Figura 2.4. Costo de energía por unidad contra volumen de energía por unidad de los métodos de almacenamiento.....	51
Figura 2.5. Sistema de almacenamiento de aire comprimido .....	55
Figura 2.6. Principio de funcionamiento de una celda electroquímica .....	58
Figura 2.7. Diagrama esquemático de la celda de plomo-acido .....	59
Figura 2.8. Características operacionales de una batería de plomo-ácido típica. ....	62
Figura 2.9. Principio de funcionamiento del sistema de almacenamiento de energía en baterías de flujo.....	65
Figura 2.10. Evolución de la investigación de baterías de flujo redox hasta 2012 .....	66
Figura 2.11. Reacciones de la VRFB durante la carga y la descarga.....	68
Figura 2.12. Esquema de construcción de la VRFB .....	69
Figura 2.13. Esquema de construcción de una pila (stack) de la VRFB .....	70
Figura 2.14. Esquema convencional de construcción de una pila (stack) de la VRFB.....	72
Figura 2.15. Esquema no convencional de construcción de una pila (stack) de la VRFB.....	73
Figura 2.16. Diagrama esquemático de una celda de combustible de Hidrógeno .....	76
Figura 2.17. Eficiencia de los sistemas de almacenamiento de energía ESS.....	77
Figura 2.18. Capacidad de potencia y energía almacenada de los sistemas de almacenamiento de energía ESS.....	77
Figura 3.1. Modelo simple de la VRFB.....	80
Figura 3.2. Modelo VRB base .....	81
Figura 3.3. Potencia útil y porcentaje de pérdidas.....	82
Figura 3.4. Sistema implementado para caracterización de la batería CellCube FB 20/100.....	85
Figura 3.5. Modelo propuesto .....	87
Figura 3.6. Implementación del ajuste polinomial a los valores de R1 y R2 en PSIM® .....	87
Figura 3.7. Implementación de la fórmula matemática de Ifija en PSIM®.....	88
Figura 3.8. Regiones típicas de carga de baterías .....	88
Figura 3.9. Sistema de Control de Carga .....	89
Figura 3.10. Comparación entre el SOC real y el SOC simulado .....	89
Figura 3.11. Comparación entre la potencia de salida real y simulada.....	90
Figura 3.12. Comparación entre el Vstack real y simulado.....	90



Figura 3.13. Comparación entre el OCV teórico y simulado .....91

Figura 3.14. Respuesta en el voltaje y la corriente de string para un cambio en la referencia de potencia de 20kW a 0kW (Descarga a Cero) .....92

Figura 3.15. Respuesta en el voltaje y la corriente de string para un cambio en la referencia de potencia de 0kW a 10kW (Cero a Descarga) .....93

Figura 3.16. Respuesta en el voltaje y la corriente de string para un cambio en la referencia de potencia de 0kW a -20kW (Cero a Carga).....93

Figura 3.17. Respuesta en el voltaje y la corriente de string para un cambio en la referencia de potencia de -10kW a 0kW (Carga a Cero).....94

Figura 3.18. Tasa de autodescarga de la VRFB con consigna -20kW.....94

Figura 3.19. Tasa de autodescarga de la VRFB con una consigna de 0kW .....95

Figura 4.1. (a) Esquema sinóptico general de la Microrred - (b) Emplazamiento en sitio de la Microrred.....96

Figura 4.2. Resumen General de la Microrred durante la Semana 1 .....99

Figura 4.3. Registro del AR1 Durante la Semana 1 .....99

Figura 4.4. SOC VRFB durante la Semana 1 .....100

Figura 4.5. Potencia VRFB durante la Semana 1 .....100

Figura 4.6. Generación FV total durante la Semana 1.....101

Figura 4.7. Carga Total del Sistema durante la Semana 1 .....102

Figura 4.8. Carga Detallada del Sistema durante la Semana 1 .....102

Figura 4.9. Resumen General de la Microrred durante la Semana 3.....102

Figura 4.10. Registro del AR1 Durante la Semana 3.....103

Figura 4.11. SOC VRFB durante la Semana 3.....103

Figura 4.12. Potencia VRFB durante la Semana 3.....104

Figura 4.13. Generación FV total durante la Semana 3.....104

Figura 4.14. Carga Total del Sistema durante la Semana 3 .....105

Figura 4.15. Carga Detallada del Sistema durante la Semana 3 .....105

Figura 4.16. Resumen General de la Microrred durante la Semana 5.....106

Figura 4.17. Registro del AR1 Durante la Semana 5.....106

Figura 4.18. SOC VRFB durante la Semana 5.....107

Figura 4.19. Potencia VRFB durante la Semana 5.....107

Figura 4.20. Generación FV total durante la Semana 5.....108

Figura 4.21. Carga Total del Sistema durante la Semana 5 .....108

Figura 4.22. Carga Detallada del Sistema durante la Semana 5 .....109



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Comparación general entre GDs .....	28
Tabla 1.2. Comparación entre las capacidades de las GDs .....	29
Tabla 1.3. Potencia de centrales de generación con fuentes de energía renovable (MW) .....	31
Tabla 1.4. Potencia de centrales de generación con fuentes de energía no renovable .....	32
Tabla 1.5. Potencia de centrales de generación en sistemas aislados (MW) .....	34
Tabla 2.1. Resumen de los principales medios y flujos de distribución de energía.....	39
Tabla 2.2. Generadores y Autogeneradores 2018.....	44
Tabla 2.3. Centrales de generación operativas .....	45
Tabla 2.4. Empresas Eléctricas de Distribución y Comercialización.....	46
Tabla 2.5. Sistemas de almacenamiento y su rendimiento.....	52
Tabla 3.1. Parámetros de modelo en función la potencia de referencia .....	86
Tabla 3.2. Cuadro de eficiencias .....	91
Tabla 4.1. Resultados energéticos generales semanales .....	109

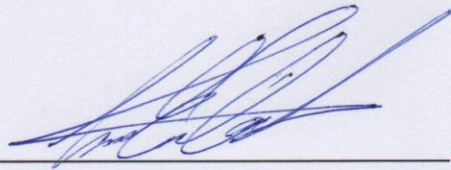
## Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

---

Luis Esteban Guerrero Segarra en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "**Estudio de sistemas de almacenamiento en la generación eléctrica distribuida. Caso de estudio batería de flujo redox de vanadio**", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 26 de noviembre de 2019



---

Luis Esteban Guerrero Segarra

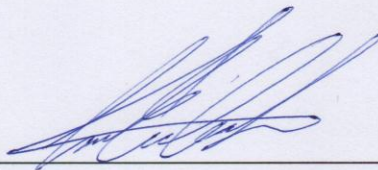
CI: 0105275960

### Cláusula de Propiedad Intelectual

---

Luis Esteban Guerrero Segarra, autor del trabajo de titulación "Estudio de sistemas de almacenamiento en la generación eléctrica distribuida. Caso de estudio batería de flujo redox de vanadio", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 26 de noviembre de 2019



---

Luis Esteban Guerrero Segarra

CI: 0105275960



## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecer a mis padres Luis y Cristina por su apoyo incondicional a través de todos los procesos académicos y personales, que han derivado en la culminación de mis estudios en esta prestigiosa universidad.

Un agradecimiento especial al Ing. Luis González, mi cotutor de tesis, quien tuvo una participación activa durante todo el proceso de desarrollo de este proyecto de titulación, su constante apoyo y motivación, sumados a sus amplios conocimientos, hicieron posible que este sea un trabajo de calidad.

A Doménica, por su entendimiento y amor incondicional, gracias a ella por ser, en todo momento, un apoyo incondicional, un pilar fundamental en el cual, al final de cada día, siempre puedo encontrar paz.

Y finalmente, a todos aquellos familiares y amigos que han demostrado su apoyo, preocupación y motivación, todas sus palabras ayudaron para culminar con éxito esta nueva meta.

El autor



## DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi madre por ser mi más grande apoyo, motivación e inspiración, tu amor y carácter han hecho de mi la persona que soy hoy.

A mi padre, por siempre darme su apoyo, a nivel tanto académico como personal.

Y finalmente mi hermano, de quien espero logros mucho más grandes.

Luis E. Guerrero Segarra

# 1. Capítulo 1: Estado del arte de sistemas de generación distribuida

## 1.1 Introducción

La energía es uno de los temas de mayor importancia y discusión de nuestro tiempo. Las sociedades modernas necesitan energía para mantener sus niveles de confort actuales. La energía, en términos sencillos, es necesaria para calentar o enfriar nuestras casas, para ir de un punto a otro de manera rápida y conveniente, para dirigir nuestras industrias, para comunicarnos entre nosotros y para tener acceso a la información utilizando los servicios de alta tecnología de hoy en día, como Internet.[1]

En sus inicios en New York en los años 1880, la generación de energía eléctrica presentaba una disposición geográfica distribuida, es decir, la energía era generada y consumida en el mismo lugar, sin la necesidad de disponer de grandes sistemas de transmisión.[2]

A inicios del siglo XX, la tendencia de las compañías generadoras de energía eléctrica fue la de unirse con fines tales como disminuir costos de producción y aumentar la confiabilidad para clientes, dando lugar a la conocida generación centralizada.[2]

Alrededor de 1990, de manera simultánea con el crecimiento poblacional y el desarrollo, la demanda energética aumentó considerablemente, esto significó un reto para las compañías energéticas cuyos sistemas eran centralizados. Las líneas de transmisión construidas, no abastecían la demanda requerida. Por otra parte, los sistemas de generación de energía eléctrica a base de fuentes renovables, gradualmente comenzaban a ser económicamente viables.[2]

Las consideraciones ambientales tomaron importancia ya que más del 70% de la energía eléctrica producida provenía de fuentes fósiles, y con alarmantes cambios climáticos, las compañías energéticas se vieron obligadas a tomar acción, buscando otras fuentes menos contaminantes.[2]

En sistemas centralizados, se presentan otros problemas, además de los mencionados previamente. Entre estos están las pérdidas energéticas en los procesos de generación, transmisión y distribución, así como la necesidad de grandes cambios en las redes de transmisión debido al crecimiento de la demanda, y estos dos problemas llevaban a la necesidad de grandes pérdidas e inversiones económicas.[2]

En 1990, este problema llevó a la aceptación internacional de los sistemas de generación distribuida o descentralizada. Debe notarse que el objeto de esta aceptación no es el de eliminar por completo la generación centralizada, sino más bien, el lograr la correcta ubicación de estos dos sistemas de generación energética juntos.[2]

La creciente demanda de energía comenzó con la Revolución Industrial a finales del siglo XVIII y ha continuado desde entonces debido al constante crecimiento de las economías mundiales. Aunque el carbón fue el principal combustible en los comienzos de la revolución industrial, la producción de energía cobró un mayor impulso con el gran descubrimiento del petróleo. A pesar de las crisis energéticas, que han provocado el aumento de los precios de los combustibles fósiles en los últimos 50 años, los combustibles fósiles como el petróleo, el gas natural y el carbón han mantenido su posición global como fuentes dominantes de energía. Aunque la energía nuclear y las fuentes de energía renovable, como la eólica y la



hidroeléctrica, se hicieron con su parte en la producción mundial de electricidad, los combustibles fósiles, especialmente el petróleo, siguen dominando el suministro de energía primaria para el sector del transporte, mientras que el gas natural desempeña un papel fundamental en el suministro de energía para la demanda de calefacción. La Figura 1.1 muestra la evolución de la oferta mundial de energía primaria por combustible de 1971 a 2016, mientras que la proporción de fuentes para la generación de electricidad puede verse en la Figura 1.2 para el mismo período.[1]

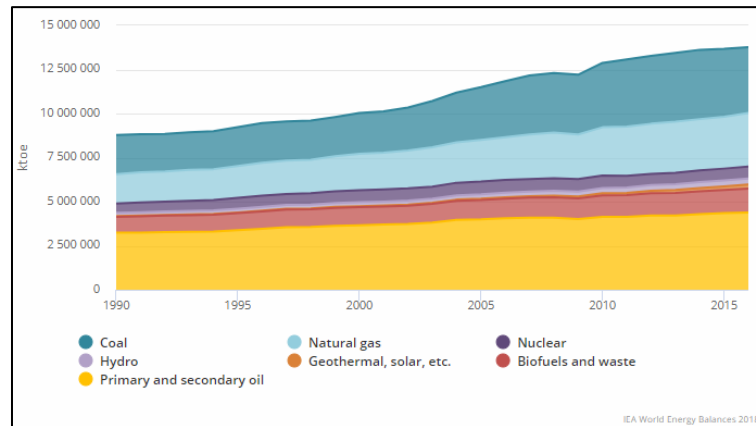


Figura 1.1. Energía primaria mundial total suministrada por tipo de fuente (Mtep)[3]

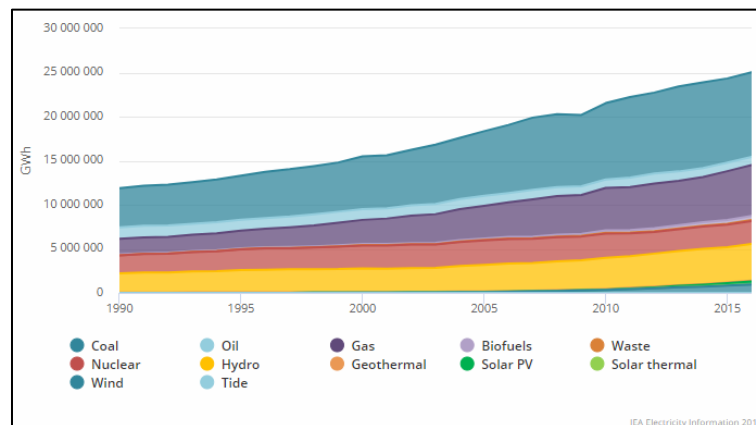


Figura 1.2. Generación eléctrica mundial por tipo de fuente (GWh)[3]

En los últimos 25 años, la preocupación por el cambio climático y las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) provocadas por el hombre, junto con el agotamiento de los recursos de combustibles fósiles del mundo y las cuestiones de independencia energética, han acelerado la investigación y el desarrollo en la producción de energía a partir de recursos renovables. Además, países y organizaciones internacionales como la Unión Europea (UE) introdujeron planes a largo plazo para aumentar la proporción de energía renovable en la producción de electricidad. A fin de acelerar el proceso, muchos países elaboraron planes de apoyo a la energía renovable para que las fuentes de energía renovables pudieran ser económicamente competitivas frente a sus homólogas de combustibles fósiles, que han estado recibiendo subsidios durante casi un siglo. Como resultado, la generación de electricidad a partir de fuentes renovables aumentó significativamente en algunos países donde los planes de

apoyo funcionaron bien y las fuentes renovables disponibles se utilizaron con éxito. Países con un buen potencial eólico como Alemania y Dinamarca han construido muchos parques eólicos en los últimos años, con una capacidad instalada de generación de gigavatios, mientras que España ha aumentado drásticamente su capacidad instalada de energía solar y eólica.[1] A 2016, la potencia eólica y solar fotovoltaica instalada en todo el mundo ascendía a 957 GW y 328 GW, respectivamente.[3] La Figura 1.3 muestra la cuota de las energías renovables en el consumo de energía final mundial. Cabe señalar que casi la mitad de este consumo de energía renovable en la energía final mundial es la biomasa tradicional.[1]

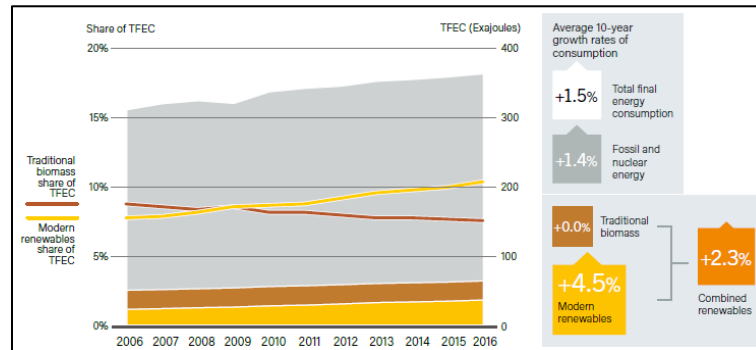


Figura 1.3. Cuota de renovables en el consumo de energía final mundial (2016)[4]

La energía nuclear también ha estado dentro de los planes a largo plazo de muchos países para la generación de electricidad libre de emisiones. Sin embargo, el accidente de la central nuclear de Fukushima Dai-ichi en Japón, que causó el primer derrumbe de tres núcleos en la historia después de un evento extremo de un terremoto y un tsunami el 11 de marzo de 2011, cambió una vez más la visión global de la energía nuclear. Muchos países reconsideraron sus planes de energía nuclear después del evento y algunos de ellos ya han decidido eliminar la energía nuclear. Alemania anunció que cerraría todas sus centrales nucleares para 2022 y que la retirada progresiva comenzó inmediatamente después del incidente de Fukushima. Los países que decidieron abandonar la energía nuclear a medio y largo plazo consideran que las fuentes de energía renovables y el gas natural son los candidatos más adecuados para compensar el déficit de energía causado por el abandono de la energía nuclear. Por lo tanto, se espera que la participación de las energías renovables y el gas natural en la generación de electricidad crezca a un ritmo acelerado en los próximos años, siempre que los precios del gas natural no experimenten aumentos extremos.[1]

Entre las fuentes de energía renovables, excluida la energía hidroeléctrica tradicional a gran escala, la energía eólica ha experimentado el mayor desarrollo hasta 2015, sin embargo, el mayor crecimiento a partir de 2015 se dio en la tecnología solar fotovoltaica.[1][4] En la Figura 1.4 se puede apreciar que, con unos 100 GW añadidos, la energía solar fotovoltaica volvió a ser pionera en cuanto a capacidad instalada de energía renovable. Las adiciones de energía solar fotovoltaica representaron el 55% de la nueva capacidad renovable, seguidas por la energía eólica (28%) y la hidroeléctrica (11%). Por cuarto año consecutivo, las adiciones de capacidad de generación de energía renovable superaron a las instalaciones netas de combustible fósil y capacidad de energía nuclear combinadas.[4]

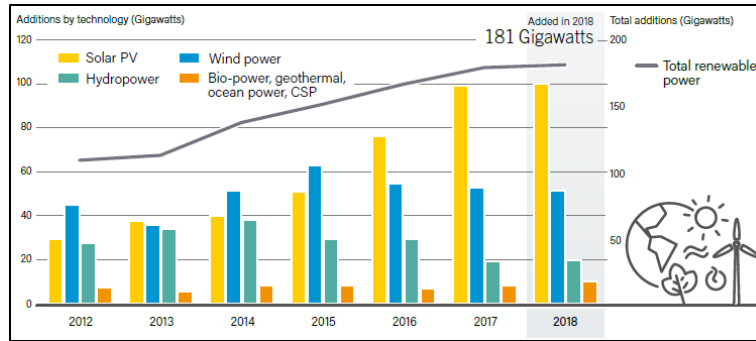


Figura 1.4. Adiciones anuales de capacidad energética renovable por tecnología y total (2012-2018)[4]

### Objetivo General

El objetivo general de este trabajo investigativo de titulación es el estudio de los sistemas de almacenamiento y su integración con la generación de energía eléctrica distribuida.

### Objetivos Específicos

- I. Definir el estado del arte de los sistemas de almacenamiento de energía en la actualidad y su integración con la generación distribuida.
- II. Caracterizar y modelar el sistema de almacenamiento de energía con la tecnología de batería de flujo redox de vanadio (VRFB).
- III. Estudiar la operación del sistema de almacenamiento de la VRFB y su integración con fuentes renovables no convencionales.

### Alcance

Esta investigación realiza un estudio general de los sistemas de almacenamiento de energía (ESS), con mayor enfoque en los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, y un énfasis particular en la tecnología VRFB. El análisis económico de estos sistemas no se incluye en esta investigación.

### 1.2 Definiciones de generación distribuida (GD)

Es necesario aclarar el concepto de 'generación distribuida', que es sinónimo de los términos 'generación integrada o integral' y también 'recurso distribuido'. Además, desde la perspectiva del mercado energético eléctrico, el término 'utilidad distribuida' es también bastante común para referirse a estos sistemas. [2] [5]

La definición más comprensible de generación distribuida indica que es una fuente de energía con la capacidad directa de conexión tanto a la red de distribución como al cliente. Comúnmente se cree que una fuente de generación distribuida es necesariamente de carácter renovable, sin embargo, no es una obligación, por ejemplo, un sistema de generación distribuida podría tener como fuente principal de energía un combustible fósil, con la adición de un sistema solar fotovoltaico, mas no por esto deja de ser generación distribuida. [2]

### 1.3 Características de la generación distribuida

Un sistema de generación distribuida tiene como bases para su caracterización el nivel de voltaje y la capacidad de producción. [2]

Desde la perspectiva del nivel de voltaje, se debe tomar en cuenta que el sistema se debe poder conectar tanto a la red de distribución (por ejemplo, 22kV, 33kV o 69kV) así como al cliente con niveles de voltaje residenciales o comerciales (110v, 220v, o 400v). [2]

Considerando la capacidad de producción, se tienen rangos de generación, la generación distribuida se divide en cuatro categorías: micro (1W hasta 50kW), pequeña (50kW a 5MW), media (5MW a 50MW), y grande (mayor a 50MW). Siempre se debe considerar que la corriente que inyecte la generación distribuida no supere la capacidad de corriente tolerable de la red. [2] [5]

#### **1.4 Operación de generación distribuida (GD)**

La operación de generaciones distribuidas es uno de los temas más importantes de este campo. El conocimiento en detalle de las capacidades operacionales de estos recursos con fin de utilizarlas para cada operación será eficiente. Por ejemplo, evaluar el nivel de gestionabilidad de los recursos para explotarlos es de gran importancia. [2]

Es posible controlar de manera remota algunas generaciones distribuidas, mientras que otras no tanto. Así que, desde esta perspectiva, las GDs se dividen en dos categorías: gestionables y no gestionables. Además, es cierto en relación con las características de programación de estos recursos. Dependiendo del tipo de contrato asignado, algunas de estas fuentes pueden ser necesitadas para una producción mayor de energía a ciertas horas del día. Estos tipos de GDs se llaman fuentes programables. Otro grupo de GDs son no programables y solamente reciben pago por la producción de energía eléctrica. [2] [6]

En términos de rendimiento, las GDs pueden ser clasificadas en dos grupos. Las que tienen la habilidad de actuar de manera independiente como función isla y las fuentes que no son capaces de operar de manera independiente. Un grupo de GDs es capaz de alimentar sus cargas una vez que están conectadas a la red. Y de forma contraria a esta categoría, otro grupo de fuentes GD son capaces de alimentar a sus cargas aguas abajo incluso si están desconectadas de la red. La capacidad de independencia de estas GDs es conocida como funcionamiento modo isla. [2]

Adicionalmente a las capacidades mencionadas anteriormente, estos recursos pueden ser usados en la gestión de carga de la red. Desde la perspectiva de la red, las fuentes GD alimentan una parte de la carga que provoca que una porción de la capacidad de la red se libere. Consecuentemente, las GD actúan para reducir la carga de la red y, en parte, gestionarla. [2] [6]

Estas fuentes pueden tener otra función como una reserva rodante en la red. En operación normal, a pesar de que un conjunto de generadores esté conectado a la red, no inyecta ninguna potencia activa a la misma. [2]

Una razón importante para la utilización de este tipo de generadores como unidades operacionales de reserva es el prevenir cualquier posible perturbación durante la conexión rápida de estas unidades a la red. Este papel también puede ser cumplido por GD. Adicionalmente a las funciones principales de las GD mencionadas, existen funciones secundarias posibles. Algunas de estas funciones pueden ser dirigidas hacia la generación de potencia reactiva. Por ejemplo, al conectar un generador síncrono al final de una turbina a gas (como GD), además de potencia activa, también se puede producir potencia reactiva. [2][6]

La producción de energía reactiva de GD a consecuencia de la reducción en la producción de energía activa, como la principal fuente de ingresos en el mercado de la electricidad, no tiene suficiente atractivo para los inversores. Por lo tanto, para realizar las sub tareas de las fuentes de la GD, se deben plantear los problemas en el mercado de servicios auxiliares. [2]

Estabilización de voltaje y mejoramiento de la calidad de energía son otras subtareas para fuentes GD. Dado que algunas fuentes GD se conectan a la red mediante inversores electrónicos de potencia, se causan perturbaciones en la forma de onda de la energía de la red debido a las características no lineales de los inversores, el mantener la calidad de energía de las redes a las cuales estas fuentes están conectadas es otra subtarea que siempre debería ser considerada. También cabe recalcar que la tarea principal de la DG no debe verse afectada por las subtareas. Es posible tener GD tanto en el sector público como privado. Aquellas DG que no son propiedad del sector público se llaman productores independientes de energía y son capaces de vender su producción a las empresas públicas. [2] [6]

### **1.5 Tecnologías de generación distribuida**

Las GD tienen una amplia variedad en términos de rendimiento y papeles en la energía de la red. Así que es importante tener un entendimiento conciso del por qué estas fuentes son necesarias. A continuación, se presentan algunas de las tecnologías más importantes de GD.

#### **1.5.1 Tecnologías basadas en combustibles fósiles**

Existen diferentes tipos de tecnologías de GD. La tecnología basada en combustible es una de las tecnologías relativamente nuevas de GD. Motores de combustión, microturbinas, celdas de combustible, generadores diésel, y biomasa se encasillan dentro de la tecnología basada en combustible.

##### **1.5.1.1 Motores de combustión**

En los motores de combustión, combustible y oxidante (usualmente aire u oxígeno) reaccionan y combustionan en una cámara de combustión cerrada. En un proceso de combustión, se producen gases calientes a altas temperaturas y presiones. Debido a la expansión de los gases calientes, las partes móviles realizan trabajo mecánico. Aunque el propósito original de estos motores fue para usarlos en vehículos, también pueden ser usados en GD de energía eléctrica. [2]

##### **1.5.1.2 Microturbinas**

Las microturbinas son turbinas de gas de pequeña escala acopladas con sus propios generadores a gran velocidad que hacen uso de una variedad de combustibles para producir energía eléctrica. La mayoría de microturbinas usan generadores de imanes permanentes de alta velocidad para producir energía eléctrica alterna. El calor de la combustión en turbinas se usa para optimización de energía. La eficiencia energética de la microturbina es de 20% a 30% y su rango de energía va desde 25kW hasta 500kW. Las microturbinas son usadas comúnmente en edificios comerciales grandes como hoteles, colegios y oficinas. Los sistemas de microturbinas se dividen en tres categorías basadas en el consumo y la producción energética. [2] [7]

- Microturbinas con recuperador: son más eficientes debido al uso del calor de salida de las turbinas. Este tipo de microturbina se muestra en la Figura 1.1. [2] [7]
- Microturbinas sin recuperador: (de ciclo simple) son menos eficientes y baratas. [2] [7]
- Microturbinas que funcionan basadas en una combinación de calor y energía ('combined heat and power'): también conocida como microturbina CHP. En la Figura 1.5, se muestra el proceso de una microturbina CHP. [2] [7]

Las microturbinas también se pueden dividir en dos grupos como uniaxial (de eje simple) y biaxial (de doble eje). En la de eje simple, tanto el compresor y generador son accionados por una turbina, mientras que en la de doble eje, la turbina que acciona el compresor está en el

mismo eje y la turbina que acciona el rotor del generador está en el otro eje. En un modelo de doble eje, la frecuencia apropiada puede producirse directamente para consumidores usando un generador síncrono convencional con una turbina separada para el generador y la caja de engranajes. [2] [7]

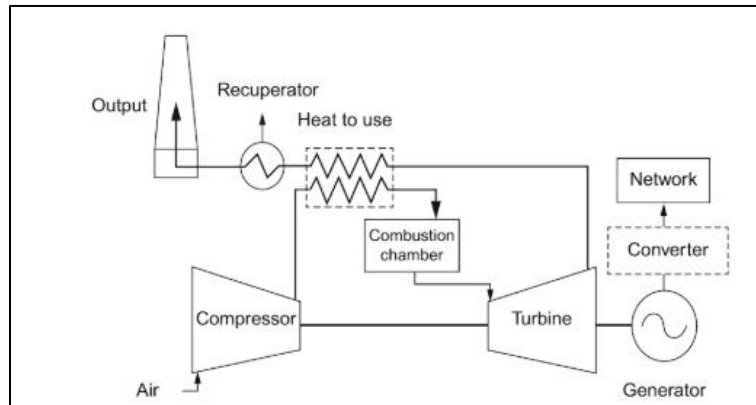


Figura 1.5. Funcionamiento general de una microturbina. [2]

Los modelos de eje simple usualmente son diseñados para operar a altas velocidades de rotación. La frecuencia de la corriente alterna producida por estos generadores es muy alta. En los generadores de eje simple de alta velocidad, es necesario que su alta frecuencia de salida pueda ser cambiada a 60Hz. [2] [7]

A pesar de su alto costo de inversión, las microturbinas tienen ventajas como su pequeño tamaño, peso liviano, buena eficiencia en cogeneración de calor y energía, bajas emisiones, uso de combustible de residuos combustibles, menos reparaciones, y buen rendimiento a bajas presiones de gas. [2] [7]

### 1.5.1.3 Pilas de combustible

En las pilas de combustible, la energía química se convierte directamente en energía eléctrica. El gas hidrogeno, dada su alta reactividad, abundancia, y su carencia de contaminación ambiental, se usa como un combustible ideal en las pilas de combustible. Debido a las muchas ventajas de las pilas de combustible, esta tecnología se emplea en muchas aplicaciones, tales como transporte, milicia, equipos electrónicos portátiles, y especialmente la GD de electricidad. Los beneficios más importantes incluyen: [2] [7]

- Tienen alta eficiencia comparadas con equipos que usan combustibles químicos convencionales tales como petróleo y gasolina.
- Amigables con el ambiente; porque el derivado generado en la pila de combustible es agua.
- Sin contaminación auditiva; debido a que no existen partes móviles en una pila de combustible, este equipo es muy silencioso.
- Fácil instalación.

Además de los beneficios mencionados, las pilas de combustible utilizan actualmente equipamiento costoso y de baja eficiencia, lo que limita el uso de esta tecnología hoy en día. [2] [7]

### **1.5.2 Tecnologías basadas en energía renovable**

La GD en su mayoría se basa en energía renovable. Turbinas eólicas, pequeñas hidro plantas, y células solares se encuentran en esta categoría.

#### **1.5.2.1 Aerogeneradores**

Las turbinas eólicas operan bajo un principio simple. La energía eólica (del viento) gira las aspas que se colocan alrededor del rotor. El rotor está conectado a un eje central, el cual gira el generador y consecuentemente se produce energía eléctrica. Las turbinas eólicas se montan en torres altas para obtener la mayor energía posible. [2][7]

La altura de estas torres es de 30m a 40m sobre el suelo en un rango de 800 kW hasta 2.5 MW. Además, el uso de turbinas eólicas de pequeña escala está siendo considerado para proveer electricidad a hogares. [2] [7]

#### **1.5.2.2 Sistema solar fotovoltaico (celdas solares)**

La celda solar de estado sólido es un componente eléctrico que convierte la energía de la luz solar directamente en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico. Las celdas pequeñas son usadas para proveer la energía requerida por equipos más pequeños como calculadoras electrónicas. Los paneles solares son producto de la unión de estas celdas y tienen muchas aplicaciones en la industria eléctrica. Ya se sugieren como una de las más importantes GDs. [2][7]

#### **1.5.2.3 Hidroplantas pequeñas**

Las hidroplantas pequeñas son usadas en lugares donde existe flujo de agua u otros fluidos tales como tuberías de desagüe o agua salada a una altura propicia. Por ejemplo, en lugar de presas existentes, se pueden hacer tuberías y canales utilizando esta tecnología. Los ejes de estos tipos de plantas de energía pueden instalarse de manera vertical, horizontal o diagonal (dependiendo de las condiciones físicas). Estas plantas tienen una capacidad de producción de hasta 5MW. [2]

### **1.5.3. Tecnologías basadas en almacenamiento de energía**

Algunas GD utilizan sistemas de almacenamiento de energía. La tecnología más importante y de mayor disponibilidad son las baterías de almacenamiento de energía que se han hecho de varios tipos. A continuación, se referencian algunas tecnologías de almacenamiento de energía.

#### **1.5.3.1 Grandes bancos de capacitores**

Al igual que las baterías, los supercapacitores almacenan carga eléctrica. Las baterías almacenan la carga eléctrica a través de una reacción química entre electrodos metálicos y electrolito líquido. El almacenamiento y operación de los superconductores son relativamente lentos debido a que la liberación de la energía para la reacción química necesita más tiempo, esto, conforme aumenta su capacidad. La gran energía almacenada en baterías no es liberada instantáneamente, sino durante un tiempo relativamente largo. Por otro lado, y según su capacidad y forma de uso, los supercapacitores almacenan carga eléctrica como iones en la superficie de los electrodos. En ese tipo de capacitores, los poros en la superficie de los electrodos incrementan la superficie de contacto del electrolito. Se almacena mayor cantidad de energía en los capacitores, por tanto, los capacitores se descargan más rápido que las baterías. [2]

### **1.5.3.2 Sistema de almacenamiento de aire comprimido**

Los sistemas de almacenamiento de aire comprimido son cuevas subterráneas que son reservas naturales muy grandes. En tiempos de bajo consumo (poca carga), se sopla aire dentro de las cuevas mediante una bomba. Este aire comprimido puede ser liberado a horas pico luego de chocar con turbinas para generar electricidad. [2]

### **1.5.3.3 Hidroelectricidad por bombeo**

El bombeo hidráulico es el método de almacenamiento de energía más utilizado a nivel mundial. Es un método para almacenar energía y producir electricidad que abastezca en horas pico, En épocas de baja demanda eléctrica, el excedente de capacidad de generación se usa para bombear agua hacia el tanque de reserva que se encuentra a una mayor altitud. Cuando hay gran demanda de electricidad, el agua que se encuentra a gran altitud se descarga hacia el tanque a menos altitud a través de un generador turbina. En este aspecto, la hidroelectricidad de almacenamiento por bombeo es similar al sistema de almacenamiento de aire comprimido. [2]

### **1.5.3.4 Baterías de flujo**

Este es un sistema de batería basado en las reacciones químicas de reducción/oxidación, de ahí su nombre. Funcionan con un electrolito que fluye a través de celdas electroquímicas que convierten la energía química en energía eléctrica. Debido a sus múltiples características, es una opción prometedora en cuanto a sistemas de almacenamiento de gran escala se refiere.

Estas tecnologías de almacenamiento de energía se analizarán con mayor profundidad en el Capítulo 2.

## **1.6 Ventajas de la generación distribuida**

Ya se describieron breves ventajas de la GD, ahora se examinarán detalladamente estos beneficios.

### **1.6.1 Funciones como respaldo de capacidad de la red**

La primera ventaja radica en que la GD puede ser usada como apoyo de capacidad para la red. Las GD pueden reducir el flujo de potencia en las líneas de transmisión suministrando la carga donde los consumidores se encuentran, esto trae como consecuencia que parte de la capacidad de las líneas estará libre. Entonces, desde el punto de vista de la red, la carga de consumidores se reduce. [7]

### **1.6.2 Respaldo de capacidad de emergencia**

Durante una emergencia, cuando parte de la red sufre un apagón, el uso de GD en el lugar de consumo puede reducir parte de la carga de la red. De este modo, el uso de estas fuentes puede reducir el número de interrupciones eléctricas. [7]

### **1.6.3 Puesta en marcha rápida**

Después de un apagón, la red debe ser arrancada independientemente (arranque autógeno). En esta etapa, las GD pueden usarse para suministrar una cierta parte de la red, reduciendo así la carga total de la red. Por otro lado, estas fuentes también pueden usarse para arrancar la central de energía. [2]

### **1.6.4 Producción combinada de electricidad y calor**

Una vez encendidas las centrales de producción principales y se ha asegurado su funcionamiento estable, la red se conecta y los consumidores se van uniando a ella paso a



paso. Entonces, el arranque de la red luego de un apagón se facilitará creando pequeñas islas suministradas usando GDs. Otra ventaja significativa de la GD es el uso del calor generado por estas fuentes, que es posible en algunos casos. En este caso, la eficiencia del sistema aumenta de acuerdo a la ecuación (1.1). [2]

$$\eta = \frac{P_e + P_{term}}{P_{in}} \quad (1.1)$$

Donde  $P_e$  es la energía producida,  $P_{term}$  es la energía térmica, y  $P_{in}$  es la energía que ingresa al sistema.

### 1.6.5 Control de picos

Una curva de carga diaria típica se muestra en la Figura 1.6. Como se muestra en la figura, la cantidad total de potencia instalada (línea punteada) en la red debería ser tal que la carga a ser suministrada a horas pico tenga un margen de seguridad apropiado. En condiciones pico, la generación de electricidad implica mayores costos; por lo tanto, recursos de bajo costo deberían ser usados para alcanzar la carga pico. La generación de energía usando GDs en horas pico, sumado a ser eficiente económicamente, puede reducir la capacidad de los transformadores y líneas de transmisión. Reducir la corriente en los equipos de la red principal disminuye su temperatura y consecuentemente aumentara la vida útil de los equipos. [2] [7]

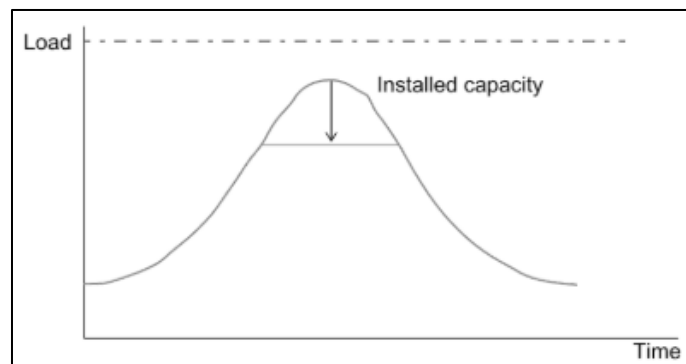


Figura 1.6. Perfil de Carga Diaria Típico de Muestra.[2]

### 1.6.6 Alta confiabilidad

Si bien se requiere alta confiabilidad para cargas energéticas sensibles en una red de distribución, el uso de dos fuentes de energía independientes parece ser esencial. Con la instalación de fuentes de GD en las proximidades a dichas cargas sensibles, estas pueden arrancar inmediatamente para suministrarlas. [2]

### 1.6.7 Reserva rodante

Como ya se mencionó previamente, las GD cumplen un papel importante al suministrar cargas pico. La energía debería ser inyectada rápidamente a la red para usar estas fuentes a horas pico. Para lograr este propósito, el generador debería estar sincronizado con la red para inmediatamente suministrar a la carga. Nótese que el concepto de reserva rotativa no se restringe únicamente a generadores de rotación. Por ejemplo, los sistemas de pilas de combustible son capaces de producir e inyectar la energía requerida por la red en cualquier momento del día con tiempos de respuesta muy cortos. [2] [7]

### **1.6.8 Reserva no rodante**

Las fuentes GD pueden ser usadas bajo condiciones de emergencia para suministrar las cargas debido a la puesta en marcha rápida. En este caso, a diferencia de la reserva rotativa, el generador se apaga y no se conecta a la red. La reserva no rotativa usualmente no se usa para suministrar carga pico. [2]

### **1.6.9 Balance de carga**

El desbalance de fases existente generalmente en redes de distribución puede ser corregido al colocar fuentes GD monofásicas. Esto se logra al ajustar la cantidad de corriente inyectada a la red. [2] [8]

### **1.6.10 Control de voltaje y potencia reactiva**

El propósito principal del uso de GD es la generación de potencia activa. Pero en algunos casos, estas fuentes también tienen la posibilidad de generar potencia reactiva. Por ejemplo, en centrales eólicas que se conectan a la red por medio de generadores de inducción, la producción de potencia reactiva es imposible. Pero con pilas de combustible, que se conectan a la red con inversores, el control simultáneo de potencia activa y reactiva es posible. Por lo tanto, la potencia reactiva y el perfil de voltaje puede ser controlado para reducir las pérdidas de la red. [7] [8]

### **1.6.11 Aplazamiento de la inversión en el sistema de transmisión**

La capacidad nominal de los transformadores y líneas de transmisión se determina de acuerdo a los sistemas de predicción de carga y estudios de planeación. Con el crecimiento de la carga, se requiere la construcción de nuevas líneas de transmisión y transformadores. Si la carga es suministrada por GD, esta inversión será aplazada. [8]

### **1.6.12 Instalación y operación rápida**

En lugares donde la tasa de crecimiento de carga es alta, la instalación de fuentes de energía que requieren mucho tiempo para construirse e instalarse tal como una central térmica no resulta práctico. El uso de fuentes GD que serán construidas en pocos meses es la solución perfecta para este problema. [2]

### **1.6.13 Menor contaminación ambiental que con generación centralizada**

En las centrales eléctricas grandes de origen térmico, se producen todo tipo de gases de efecto invernadero. Pero en sistemas de GD, incluidos aquellos que consumen combustible, las emisiones contaminantes son muy bajas. Esta ventaja vuelve fácil el uso de fuentes GD en áreas residenciales. [2]

## **1.7 Desventajas de la generación distribuida**

Además de las ventajas mencionadas anteriormente, las fuentes GD crean varios problemas en la red. Algunos de los más importantes se tratan a continuación.

### **1.7.1 Complicaciones de control**

El primer problema es la dificultad de control de las fuentes GD, especialmente en modo isla, ya que en este caso las fuentes GD además de generar potencia activa también tienen la tarea de controlar la frecuencia y el voltaje. Para resolver este asunto, el uso de controladores veloces y avanzados será necesario. [8]

### 1.7.2 Perturbaciones en la configuración de equipos de protección

Dado que la configuración de las protecciones de la red de distribución se realiza antes de la conexión de la GD, estas fuentes afectan el ajuste de los relés. En este caso la magnitud y dirección de las corrientes cambian. Entonces todos los relés, especialmente los relés de sobrecorriente, deben ajustarse. [2]

### 1.7.3 Aumento de la corriente de cortocircuito

Bajo condiciones de cortocircuito, luego de la conexión de fuentes GD a la red, además de inyección de corriente de cortocircuito aguas arriba, la GD también aporta a la falla. Entonces, usualmente una corriente de cortocircuito aumenta. Esto se hace claro en la Figura 1.7. [2] [8]

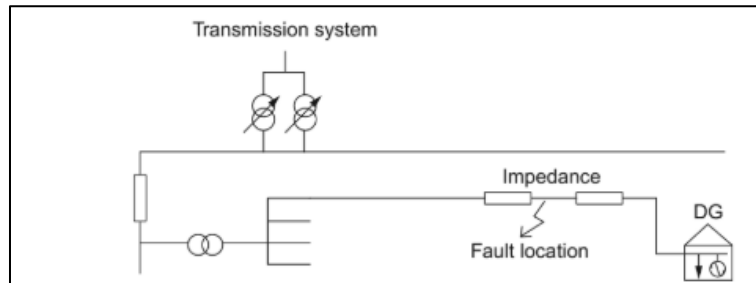


Figura 1.7. Aumento de la Corriente de Cortocircuito con la Presencia de GD. [2]

### 1.7.4 Dificultad para sincronizarse con la red

Según lo indicado, las GD pueden tener la habilidad para suministrar cargas independientemente. Por ejemplo, generadores diésel sin conexión a la red pueden entregar energía trifásica al consumidor. Si el generador necesita conectarse a la red, se necesita sincronización automática. De otro modo, es posible que, durante el tiempo de conexión, el equipo resulte afectado. [2]

### 1.7.5 Elección de la ubicación para instalación

Elegir una ubicación apta para la instalación de las fuentes GD puede aumentar tanto las pérdidas como los sobre voltajes en el sistema. Así que la ubicación para la instalación de la GD es esencial. [2]

### 1.7.6 Dificultad de operación en áreas urbanas

El uso de algunas tecnologías GD en áreas urbanas no se justifica debido a la cantidad de espacio que requieren. Por ejemplo, las aspas grandes de una turbina eólica del rango de los MW necesitan mucho espacio, lo que limita su uso en áreas urbanas. Las celdas solares no tienen justificación económica porque ocuparían mucho espacio en áreas urbanas donde el precio de la tierra es muy alto. Sin embargo, celdas solares pueden instalarse en los techos de edificios. [2]

### 1.7.7 Aumento en el costo de distribución

Sistemas de control remoto como el SCADA deberían ser implementados a nivel de distribución para contar con control telecomandado de las GD, lo que a su vez aumenta el costo de la red.

## 1.8 Comparación entre las tecnologías de generación distribuida

En esta sección se comparan varias de los tipos de tecnología GD más comunes. La Tabla 1.1 muestra una comparación general entre GDs. Como se puede observar en esta tabla, las tecnologías como turbinas de gas, microturbinas y pilas de combustible tienen dos tipos de

eficiencia, ya que, de acuerdo a su consumo de combustible, pueden ser usadas para producción combinada de electricidad y calor logrando altas eficiencias. [2][7]

La Tabla 1.1 también indica que el costo de instalación de celdas solares por kW es mayor que el de las otras fuentes. También se menciona el costo de operación y mantenimiento de estas tecnologías. Cabe recalcar que la información listada en esta tabla se obtuvo a cierta fecha, y a medida que pase el tiempo, los precios deberían disminuir. [2] [7]

La Tabla 1.2 compara la habilidad de diferentes tecnologías GD. Como se puede observar en esta tabla, las tecnologías que consumen combustible tienen capacidad de distribución y no necesitan un sistema de almacenamiento de energía. Por otro lado, tecnologías renovables como celdas solares y turbinas eólicas no consumen combustible, pero debido a su variabilidad natural, necesitan un sistema de almacenamiento de energía. Este grupo de tecnologías se conocen como fuentes verdes ya que no consumen combustible. La desventaja de las tecnologías renovables es que no pueden ser utilizadas para control de picos, mejoramiento de la confiabilidad, aumento de la calidad de energía y aplicaciones de producción combinada de energía y calor. [2] [7]

Tabla 1.1. Comparación general entre GDs [2]

Tecnología	Turbina a Gas	Microturbina	Pila de Combustible	Turbina Eólica	Celda Solar
Potencia	15kW – 30MW	25kW – 500kW	1kW – 20MW	300kW – 5MW	300kW – 2MW
Eficiencia Eléctrica (%)	25 - 30	20 - 30	30 – 60	20 - 40	5 – 15
Eficiencia Total (%)	80 - 90	80 - 85	80 – 90		
Costo de Instalación (\$/kW)	400 - 1200	1200 - 1700	1000 – 5000	1000 - 5000	6000 – 10000
O & M (\$/MWh)	3 - 8	5 - 10	5 – 10	1 - 4	10
Fuente de Energía	Gas natural, biogás, propano	Gas natural, biogás, propano, diésel, hidrógeno	Gas natural, biogás, propano	Viento	Luz solar
Emisión de CO <sub>2</sub>	580-680	720	430	0	0
Emisión de NO <sub>x</sub>	0.3 – 0.5	0.1	0.005 – 0.01	0	0

Tabla 1.2. Comparación entre las capacidades de las GDs [2]

	Control de Picos	Mejoramiento de Confiabilidad	Mejoramiento de Calidad de Energía	Aplicación de Producción Combinada	Energía Verde	Fuente de Energía Barata	Distribución	Almacenamiento de energía
Turbina a Gas	✓	✓	Depende del caso	✓	✗	✗ Excepto la biomasa	✓	✗
Microturbina	✓	✓	Depende del caso	✓	✗	✗ Excepto la biomasa	✓	✗
Pila de Combustible	✗	✓	Depende del caso	✓	✗	✗ Excepto por producción de hidrógeno usando el sol y el viento	✓	✗
Celda Solar	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✗	✓
Turbina Eólica	✗	✗	✗	✗	✓	✓	✗	✓

### 1.9 Generación eléctrica en Ecuador

Si bien la generación de energía eléctrica en Ecuador es mayormente centralizada, existe un amplio dominio de generación con uso de fuentes de energía renovable, y de igual manera, sistemas de generación distribuida van ganando terreno en el campo de generación.

#### 1.9.1 Centrales de generación con fuentes de energía renovables

“A 2018, la potencia nominal nacional fue de 8.676,89 MW; de los cuales, 5.271,74 MW (60,75%) corresponden a centrales con fuentes de energía renovable y 3.405,14 MW (39,24%) a centrales con fuentes de energía no renovable.”(Figura 1.8) [9]

“Las fuentes de energía renovable que aprovechó el país para la generación de electricidad en 2018 fueron: hidráulica, biomasa, fotovoltaica, eólica y biogás.” [9]

“La capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas destaca mayoritariamente (96,2 %) entre las de tipo renovable. Estas centrales se encuentran instaladas en tres regiones del Ecuador: costa (2 provincias), sierra (9 provincias) y amazonía (4 provincias).” [9]

“En la Tabla 1.3, se detalla la potencia nominal y efectiva de centrales de generación con fuentes de energía renovable por provincia. Azuay presenta la mayor concentración de potencia nominal, conformada principalmente por los 1.075 MW de la central hidroeléctrica Paute de CELEC EP Unidad de Negocio Hidropaute. En segundo lugar, se encuentra Napo, con el aporte de 1.500 MW de la central Coca Codo Sinclair3 de CELEC EP Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair.” [9]

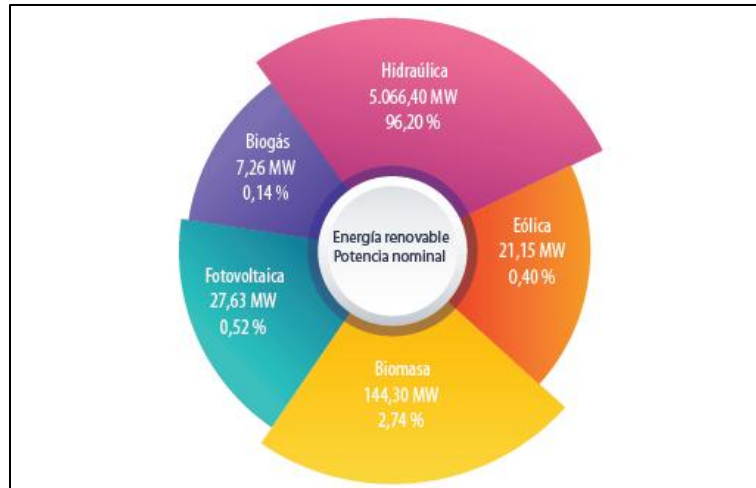


Figura 1.8. Potencia nominal de centrales de generación con fuentes de energía renovable [9]

Tabla 1.3. Potencia de centrales de generación con fuentes de energía renovable (MW) [9]

Tipo de Central	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Biogás	Azuay	1,06	1,00
	Pichincha	6,20	5,50
<b>Total Biogás</b>		<b>7,26</b>	<b>6,50</b>
Biomasa	Cañar	29,80	27,60
	Guayas	114,50	108,80
<b>Total Biomasa</b>		<b>144,30</b>	<b>136,40</b>
Eólica	Galapagos	4,65	4,65
	Loja	16,50	16,50
<b>Total Eólica</b>		<b>21,15</b>	<b>21,15</b>
Fotovoltaica	Cotopaxi	2,00	2,00
	El Oro	5,99	5,99
	Galapagos	2,60	2,60
	Guayas	3,98	3,98
	Imbabura	4,00	3,99
	Loja	5,99	5,12
	Manabi	1,50	1,49
	Morona Santiago	0,37	0,37
	Pastaza	0,20	0,20
	Pichincha	1,00	1,00
<b>Total Fotovoltaica</b>		<b>27,63</b>	<b>26,74</b>
Hidráulica	Azuay	2.042,49	2.067,39
	Bolivar	8,00	8,00
	Cañar	32,33	32,33
	Carchi	4,82	4,15
	Chimborazo	16,33	15,65
	Cotopaxi	47,39	45,27
	Guayas	213,00	213,00
	Imbabura	75,45	76,61
	Los Rios	57,57	56,20
	Morona Santiago	138,01	137,52
	Napo	1.557,50	1.532,65
	Pichincha	146,10	144,60
	Sucumbios	49,71	49,71
	Tungurahua	495,30	470,96
Zamora Chinchipe	182,40	182,40	
<b>Total Hidráulica</b>		<b>5.066,40</b>	<b>5.036,43</b>
<b>Total general</b>		<b>5.266,74</b>	<b>5.227,22</b>

### 1.9.2 Centrales de generación con fuentes de energía no renovables

“Estas centrales utilizan combustibles fósiles (derivados de petróleo y gas natural) como fuente energética para generar electricidad; al 2018, se registraron 3.395,15 MW de potencia nominal a nivel nacional.” [9] El desglose de estas centrales se presenta en la Tabla 1.4.

“Las centrales de generación con fuentes de energía no renovable se encuentran instaladas en las cuatro regiones del Ecuador: costa (6 provincias), sierra (5 provincias), amazonía (5 provincias) e insular. Al 2018, las regiones con mayor capacidad instalada fueron: costa con 1.768,24 MW; y, amazonía con 1.340,46 MW.” [9]

“En Guayas se encuentra varias centrales térmicas cuya potencia representa 805,76 MW. Asimismo, en Orellana se dispone de generación térmica con 720,02 MW de potencia; que corresponde a empresas autogeneradoras dedicadas a actividades petroleras.” [9]

“Las centrales térmicas que utilizan motores de combustión interna (MCI) tuvieron una potencia nominal de 2.011,44 MW para el 2018; seguidas de centrales de turbogás con 921,85 MW y centrales turbovapor con 461,87 MW.” [9]

Tabla 1.4. Potencia de centrales de generación con fuentes de energía no renovable [9]

Tipo Unidad	Tipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
MCI	Cañar	19,20	17,20
	Esmeraldas	112,42	94,22
	Guayas	40,92	36,92
	Imbabura	29,28	24,30
	Loja	19,74	17,17
	Morona Santiago	4,50	4,00
	Napo	77,63	54,44
	Orellana	631,02	479,86
	Pastaza	61,10	50,97
	Pichincha	110,94	102,72
	Santa Elena	131,80	105,03
	Tungurahua	5,00	3,60
	Sucumbios	452,72	348,01
	Los Rios	95,20	81,00
	Galapagos	27,58	23,65
Manabi	192,40	170,52	
<b>Total MCI</b>		<b>2.011,44</b>	<b>1.613,60</b>
Turbogás	El Oro	275,36	249,60
	Guayas	451,34	379,00
	Orellana	77,00	57,20
	Pichincha	71,10	51,00
	Sucumbios	24,25	19,75
	Manabi	22,80	19,00
<b>Total Turbogás</b>		<b>921,85</b>	<b>775,55</b>
Turbovapor	Cañar	3,63	2,50
	Esmeraldas	132,50	125,00
	Guayas	313,50	293,00
	Morona Santiago	0,24	0,24
	Orellana	12,00	11,00
<b>Total Turbovapor</b>		<b>461,87</b>	<b>431,74</b>
<b>Total general</b>		<b>3.395,15</b>	<b>2.820,89</b>



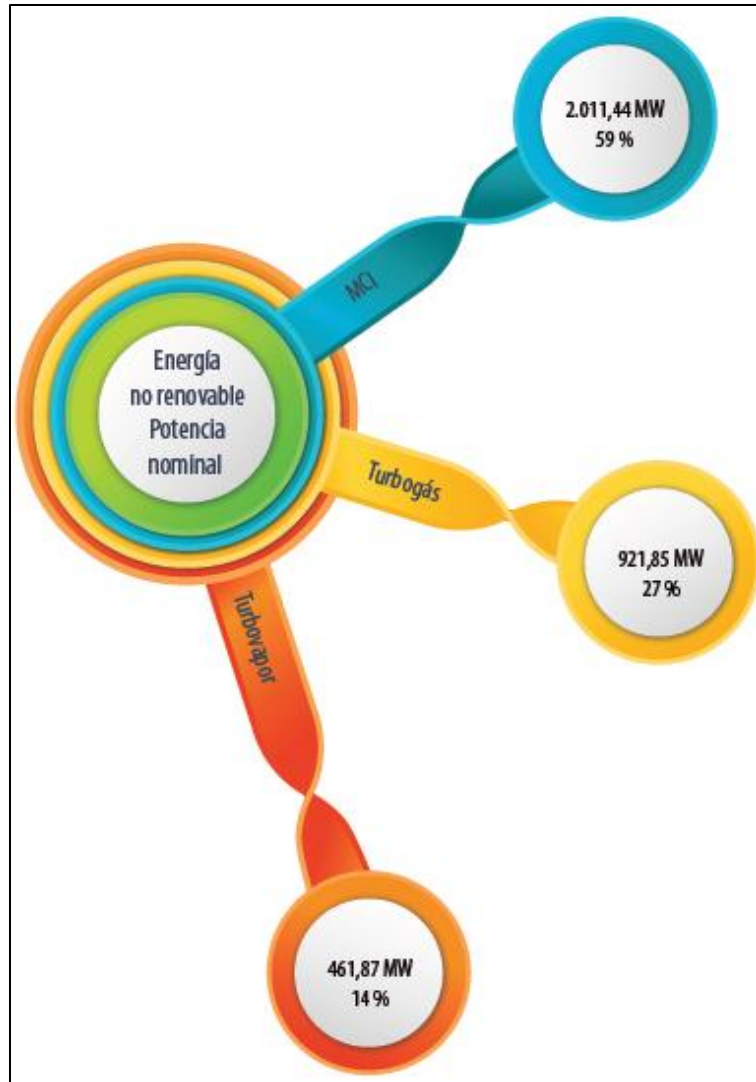


Figura 1.9. Potencia nominal de centrales de generación con fuentes de energía no renovable [9]

### 1.9.3 Centrales de generación de sistemas aislados

“Se consideran sistemas aislados aquellos que no están conectados al Sistema Nacional Interconectado (SNI), estos sistemas suministran energía eléctrica a sitios de difícil acceso; así como también, proveen electricidad a instalaciones hidrocarburíferas.” [9]

“A nivel nacional, la potencia nominal de los sistemas aislados alcanzó 1.306,38 MW; de los cuales, la mayor concentración se registró en Orellana con 713,02 MW (27,29 %), seguida de Sucumbíos con 404,47 MW (15,48 %).”[9]

“La potencia nominal de tipo renovable en sistemas aislados alcanzó 11,28 MW; instalados en centrales hidráulicas (5,66 MW), eólica (4,65 MW) y fotovoltaicas (3,17 MW).” [9]

“La potencia nominal de tipo no renovable en sistemas aislados alcanzó 1.292,50 MW; de los cuales el 97,21% se encuentran instalados en la amazonía ecuatoriana.” [9]

Tabla 1.5. Potencia de centrales de generación en sistemas aislados (MW) [9]

Tipo de Central	Provincia	Empresa	Tipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Renovable	Chimborazo	E.E. Riobamba	Hidráulica	0,80	0,75
	Chimborazo	UCEM	Hidráulica	2,00	1,90
	Cotopaxi	E.E. Cotopaxi	Hidráulica	2,80	2,68
	Imbabura	Hidroavalo	Hidráulica	0,40	0,40
	Morona Santiago	E.E. Centro Sur	Fotovoltaica	0,37	0,37
	Pastaza	E.E. Ambato	Fotovoltaica	0,20	0,20
	Pichincha	EPMAPS	Hidráulica	0,06	0,06
	Galapagos	E.E. Galápagos	Eólica	4,65	4,65
	Galapagos	E.E. Galápagos	Fotovoltaica	2,60	2,60
	Cañar	UCEM	Térmica	3,63	2,50
	Esmeraldas	OCP Ecuador	Térmica	1,72	1,72
Guayas	CELEC-Termopichincha	Térmica	2,80	2,52	
Morona Santiago	E.E. Centro Sur	Térmica	0,24	0,24	
Napo	Agip	Térmica	9,00	7,78	
Napo	OCP Ecuador	Térmica	10,02	7,89	
Napo	Petroamazonas	Térmica	58,61	38,78	
Orellana	Andes Petro	Térmica	58,75	49,00	
Orellana	CELEC-Termopichincha	Térmica	20,40	18,60	
Orellana	Petroamazonas	Térmica	472,99	341,34	
Orellana	Repsol	Térmica	144,39	120,42	
Orellana	Sipéc	Térmica	16,49	13,30	
Pastaza	Agip	Térmica	46,06	40,43	
Pastaza	Petroamazonas	Térmica	15,04	10,53	
Pichincha	OCP Ecuador	Térmica	0,32	0,32	
Sucumbios	Andes Petro	Térmica	98,50	82,40	
Sucumbios	CELEC-Termopichincha	Térmica	9,60	9,40	
Sucumbios	OCP Ecuador	Térmica	10,02	9,50	
Sucumbios	Orion	Térmica	2,68	2,16	
Sucumbios	Petroamazonas	Térmica	266,27	186,53	
Sucumbios	Repsol	Térmica	9,62	6,95	
Sucumbios	Tecpetrol	Térmica	7,78	6,22	
Galapagos	CELEC-Termopichincha	Térmica	27,58	23,65	
<b>Total</b>				<b>1.306,28</b>	<b>995,79</b>

## 2. Capítulo 2: Estudio de sistemas de almacenamiento de energía

### 2.1 Sistemas energéticos

Llevar la energía a donde se necesita se llama distribución o transmisión; mantenerla disponible hasta que se necesite se llama almacenamiento. Por ejemplo, dentro de la ecología natural, la biomasa es un almacén de energía para los animales, mientras que la fruta y las semillas son una forma de distribución. Dentro de la sociedad humana, la distribución local, la transmisión a larga distancia y el almacenamiento son servicios energéticos establecidos mediante una serie de tecnologías, entre las que se incluyen el transporte y los oleoductos para los combustibles, las redes de suministro eléctrico, las baterías, el almacenamiento por bombeo hidroeléctrico y la masa de los edificios para la generación de calor. Los combustibles fósiles y nucleares son, desde su inicio, en efecto, almacenes de energía de larga duración con gran densidad energética; su uso depende del minado, el procesamiento de minerales y combustibles, la distribución por transporte y oleoductos y, después de la generación de electricidad, la transmisión y distribución por cables de alto voltaje. En contraste, la energía renovable es, desde un inicio, un suministro continuo del medio ambiente natural que requiere una demanda igualada y, para su uso abundante, almacenamiento.[10]

Este capítulo comienza con una visión general de los aspectos técnicos de la integración de las energías renovables (ER) en los sistemas energéticos actuales y en desarrollo, y luego revisa los mecanismos de distribución de la energía, ya sea como electricidad o en otras formas. Posteriormente se describe el funcionamiento general de los mercados eléctricos y el mercado eléctrico ecuatoriano. También se ofrece una visión general de las tecnologías de almacenamiento de energía, con secciones posteriores que tratan de las tecnologías de almacenamiento específicas y sus principios físicos.

#### 2.1.1 Terminología

La energía sólo es útil si está disponible en la forma necesaria, cuando y donde se desee. Las "formas" pueden clasificarse como calor, combustible y electricidad. La energía es suministrada por procesos interconectados desde el recurso hasta el uso final, influenciados por muchos factores (Figura 2.1). Todo el sistema a escala nacional e internacional es sorprendentemente complicado, indicado en la figura por:[10]

- (A) Recursos primarios; energías renovables, combustibles fósiles o combustibles nucleares.
- (B) Conversión a forma manejable (por ejemplo, combustible líquido, electricidad, gas).
- (C) Almacenamiento para uso posterior (por ejemplo, tanques de almacenamiento, baterías).
- (D) Distribución (por ejemplo, transporte marítimo, por carretera y ferroviario, redes y redes eléctricas, gasoductos y oleoductos).
- (E) Clasificación del sector de uso final (por ejemplo, como combustible para el transporte, suministro de calor industrial y doméstico, electricidad).
- (F) Consumidor (por ejemplo, cabeza de familia, tienda, fábrica).

Además, hay muchos factores que influyen en el sistema energético, como se indica a continuación:

(G) Eficiencia energética: mejoras técnicas y del sistema.

(H) El papel de los servicios públicos nacionalizados y privados, que son grandes organizaciones reguladas por los gobiernos para el suministro de energía a escala nacional.

(I) Una amplia y variada gama de factores institucionales, entre las cuales figuran las costumbres heredadas (por ejemplo, diseño de edificios, preferencias alimentarias), salud (por ejemplo, control de la contaminación), seguridad (por ejemplo, uso de recursos locales, capacidad nacional de almacenamiento), apoyo a la innovación tecnológica (por ejemplo, financiación de la I+D, subsidios y aranceles), y el cuidado del medio ambiente y la sostenibilidad (por ejemplo, la mitigación del cambio climático).

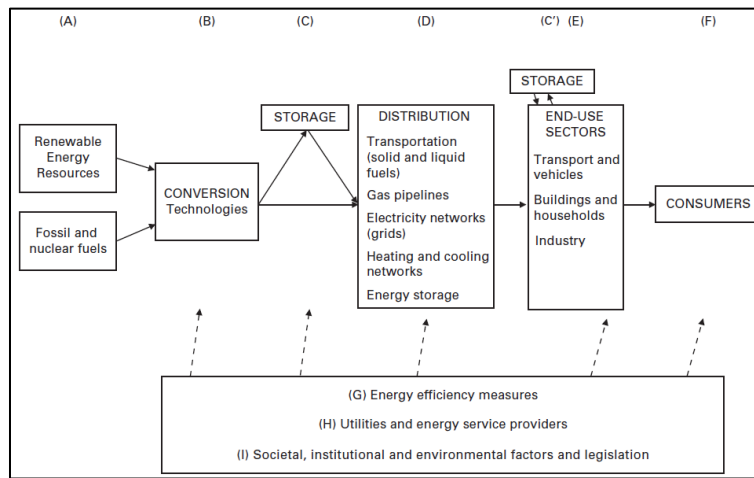


Figura 2.1. Sistema general de energía, presenta entrada, salida, el subsistema de distribución de energía (incluyendo medios de transporte y almacenamiento de energía) y los sectores de uso final.[10]

El esquema de sistemas de la Figura 2.1, con ligeras modificaciones, puede aplicarse útilmente a escalas subnacionales, incluidos los pueblos y hogares.

### 2.1.2 Aspectos tecnológicos de la integración de ER a los sistemas de energía

Las tecnologías identificadas (C) y (D) en la Fig. 2.1 permiten la distribución y el almacenamiento de las energías renovables, para las cuales las tecnologías están establecidas y disponibles en su mayor parte. La mayor parte de este capítulo analiza estas tecnologías y sus principios físicos básicos.[10]

Dado que el uso de las fuentes de energía renovable requiere el desvío de un flujo natural continuo de energía, la adecuación de la oferta y la demanda en el ámbito temporal plantea retos, es decir, la adecuación de la velocidad a la que se utiliza la energía. Esto varía con el tiempo en escalas de meses (por ejemplo, calefacción de casas en climas fríos y templados), días (por ejemplo, iluminación artificial), horas (por ejemplo, cocinar) y segundos (por ejemplo, motores de arranque). A diferencia de los combustibles fósiles, los insumos primarios iniciales de las fuentes de energía renovables están fuera de nuestro control. Por lo tanto, debemos ajustar la demanda (carga) a la oferta renovable y/o almacenar parte de la energía para su posterior beneficio como biomasa y biocombustibles, forma química (por ejemplo, baterías), calor (por ejemplo, masa térmica), energía potencial (por ejemplo, energía hidráulica bombeada), energía cinética (por ejemplo, volantes de inercia) o potencial eléctrico (por ejemplo, supercondensadores).[11]

Los usos de las energías renovables dependen en gran medida de su tipo y escala. Algunos suministros de electricidad renovable pueden ser de una escala relativamente grande con una producción totalmente controlable (por ejemplo, una gran central hidroeléctrica, una central térmica de biomasa y/o una central eléctrica) y, por lo tanto, se utilizan de manera similar a las centrales de combustibles fósiles. Sin embargo, en general, los suministros de electricidad renovable tienen requisitos diferentes para el almacenamiento y la distribución que los suministros de energía central tradicionales. Por ejemplo, algunas grandes energías renovables tienen una dependencia temporal diferente (por ejemplo, la amplitud de las mareas, los parques eólicos marítimos, las centrales solares concentradas) y, por lo tanto, requieren integrarse con otras fuentes de generación de electricidad en un sistema común, lo que puede incorporar útilmente un sistema de almacenamiento de energía. Sin embargo, todas las formas de energía renovable de intensidad relativamente pequeña y media pueden integrarse en sistemas establecidos (por ejemplo, la microgeneración en las redes de distribución de electricidad y el biogás en los gasoductos de distribución). La baja intensidad y la extensa distribución de la mayoría de las fuentes renovables favorecen su generación y uso descentralizados.[10]

Todos los países tienen sistemas energéticos nacionales que se han establecido históricamente de acuerdo con las necesidades y los recursos; la mayoría, pero no todos, dependen de los combustibles fósiles y el suministro centralizado. Por lo tanto, al menos durante las próximas décadas, la cuestión es modificar este sistema para permitir la integración suave de una proporción cada vez mayor de energías renovables, con el objetivo a largo plazo de trasladar todo el sistema a energías renovables.

En cuanto a la viabilidad de hacer esto, existe la conclusión de la revisión autorizada del IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change - Sims y otros, 2011, a los que a menudo se hace referencia como SRREN, siglas provenientes de Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation): [10]

“Los costos y desafíos de integrar una proporción cada vez mayor de energías renovables en un sistema de suministro de energía existente dependen de las características del sistema, de la proporción actual de energías renovables, de los recursos disponibles para las energías renovables y de la forma en que el sistema evolucione y se desarrolle en el futuro. Ya sea para electricidad, calefacción, refrigeración, combustibles gaseosos o combustibles líquidos, la integración de las energías renovables es contextual, específica para cada lugar y compleja. [...]” [10]

Es posible que sea necesario adaptar la infraestructura, los mercados y otros acuerdos institucionales existentes en el sector energético, pero la integración prevista de las tecnologías de energías renovables en la amplia gama de sistemas actuales de suministro de energía en todo el mundo tiene pocos o ningún límite técnico, aunque pueden existir otros obstáculos (por ejemplo, de carácter económico e institucional).

La integración de las energías renovables en las redes eléctricas es técnicamente sencilla, con la naturaleza variable de algunas renovables, como la eólica y la solar, mucho menos problemática de lo que se cree comúnmente. Esta integración puede mejorarse mediante el almacenamiento de energía, incluido el almacenamiento por bombeo, el almacenamiento de energía cinética en el volante de inercia, el almacenamiento de aire comprimido y las baterías. Si se utilizan vehículos eléctricos, sus baterías pueden convertirse en un componente de las

tecnologías inteligentes para optimizar la red de distribución y la gestión del suministro variable de energía renovable. [11]

La integración de las energías renovables en las redes de calefacción y refrigeración urbanas, en las redes de distribución de gas y en los sistemas de combustible líquido también suele ser sencilla una vez que se han cumplido las normas tecnológicas y de compatibilidad. Esto incluye el bombeo de hidrógeno a las redes de distribución por tubería, siempre que se cumplan las normas de seguridad. El almacenamiento de energía en forma de calor es una práctica común en la actualidad, y es una opción para las redes de calefacción y refrigeración que incorporan fuentes de energía renovable variables. Varias tecnologías de energías renovables también pueden utilizarse directamente en todos los sectores de uso final (por ejemplo, la leña, los calentadores de agua solares integrados en edificios y la energía fotovoltaica, y la energía eólica a menor escala). [10]

## 2.2 Tecnologías de distribución

Las escalas de distancia y magnitud de la distribución de energías renovables dependen obviamente de la capacidad del suministro en la fuente y de la ubicación de la demanda. En general, cuanto mayor sea la capacidad de suministro, más larga será la red de distribución, como ocurre con la mayor parte de la energía hidroeléctrica y con la energía eólica marina. Sin embargo, una ventaja de las energías renovables es que la oferta local a menudo puede adaptarse a la demanda local, especialmente cuando las fuentes están ampliamente distribuidas y tal vez tengan una capacidad relativamente pequeña. Ejemplos de ello son el transporte de biomasa a corta distancia y la distribución del calor hacia y dentro de los edificios. Los suministros de energía renovable de origen mecánico (por ejemplo, la energía hidroeléctrica, la energía de las olas y la energía eólica) suelen distribuirse mejor por medio de la electricidad en redes regionales y nacionales, en las que, por la naturaleza de la electricidad, la energía se utiliza en las ubicaciones más cercanas disponibles. Nótese que la electricidad es un portador (un vector) de energía, y no necesariamente el principal requisito de uso final. En el caso de alcanzar una “economía de hidrógeno” (hidrógeno como suministro y almacenamiento común de energía), la distribución de gas en gran escala como con los gasoductos de gas natural de hoy en día, será una necesidad. La Tabla 2.1 presenta un resumen general de los principales medios y flujos de distribución de energía [10]

Tabla 2.1. Resumen de los principales medios y flujos de distribución de energía [10]

	Long distance (>1000 km)	Flow		Medium distance (1-1000 km)	Flow		Short distance (10m-1km)	Flow		
		MW per unit	MJ user <sup>-1</sup> day <sup>-1</sup>		MW per unit	MJ user <sup>-1</sup> day <sup>-1</sup>		MW per unit	MJ user <sup>-1</sup> day <sup>-1</sup>	
<i>continuous</i>	oil pipeline	15000	60	oil pipeline	10000	60	gas pipeline (low pressure)	7		
	gas pipeline (high pressure)	500	20	gas pipeline (high pressure)	500	20			electricity (low voltage)	10
				electricity (high voltage)	100	20				
<i>batch</i>	oil tanker	1200		oil (or substitute, e.g. ethanol) in vehicle as cargo	200		biomass on lorry wood by hand	15 0.03		
				in vehicle as fuel		28			15	
	coal in ships			coal in trains						0.03
				biomass on lorry	15				15	

## 2.3 Suministro de electricidad y redes

### 2.3.1 Redes eléctricas

Las fuentes de energía renovables de origen mecánico (por ejemplo, la hidráulica, la undimotriz y la eólica) por lo general se distribuyen mejor por medio de la electricidad. De este modo, la electricidad es un portador o vector de energía, y no necesariamente el principal requisito de uso final. La electricidad es una forma de energía conveniente y adaptable tanto para los consumidores como para los proveedores, por ejemplo, su proporción en el consumo mundial total de energía se duplicó del 11% en 1973 al 22% en 2011 (estadísticas de la IEA - International Energy Agency). [10]

La generación de energía eléctrica suele conectarse a la demanda de carga a través de una red regional o nacional común, a menudo llamada "la red". Los generadores pueden ser centrales eléctricas centralizadas o generación d de menor capacidad distribuida, como turbinas de gas, parques eólicos y microgeneración doméstica. La red permite compartir la generación y el consumo, proporcionando así un medio general de suministro fiable y rentable.

La mayor parte de la electricidad se genera en forma de corriente alterna (AC), que se transforma fácil y eficientemente de bajo voltaje a alto voltaje para reducir las pérdidas de transmisión y posteriormente a un voltaje más bajo (normalmente 110 V o 240 V) para el "uso final".

Cuando la energía es suministrada por una red de conductores, es razonable que una región tenga un único operador (monopólico) en lugar de competidores; lo mismo ocurre con las redes de gasoductos. Sin embargo, en muchos países, aunque la operación de la red física puede ser un monopolio, los gobiernos conceden licencias a las empresas privadas para que compren y vendan la electricidad de manera competitiva. [10]

Generar y enviar electricidad a una carga constante (demanda) es sencillo, pero para las redes de servicios públicos la demanda cambia todo el tiempo, por lo que es necesario controlar la generación, el voltaje y la frecuencia para que la generación se adapte a la demanda

instantánea de corriente alterna. Se han desarrollado estrategias y métodos de control fiables para que la variación de la demanda sea atendida y no se interrumpa el suministro. La clave para entender la integración de la generación de renovables variables en la red es darse cuenta de que el controlador de la red considera que un aumento en la generación variable es similar a una disminución en la demanda variable y viceversa; por lo tanto, los mismos métodos de control generalmente aplican tanto a la demanda variable como a la generación variable. Existen, por supuesto, otros factores que deben ser asegurados, especialmente que las renovables dispersas dejan de generar o se desconectan automáticamente si falla la conexión de la red local. Sin embargo, ninguno de estos factores presenta una dificultad significativa. En general, la integración en una red de hasta un 20% de la generación procedente de nuevas energías renovables dispersas presenta pocas dificultades y ventajas significativas; los sistemas de control existentes, que ya satisfacen en un 50% el cambio de la demanda, son capaces de controlar la entrada dispersa y variable. [10]

La llegada de la electrónica digital fiable y de bajo consumo posibilita "tecnología inteligente" para conmutar muchas pequeñas cargas eléctricas de forma remota y local para detenerlas o ponerlas en marcha en función de la generación disponible, la tarifa que el consumidor elija, las necesidades del dispositivo (por ejemplo, la temperatura de los frigoríficos) y otros factores. El resultado total de varios miles de estos dispositivos en una "red inteligente" puede tener un impacto más significativo y positivo en las redes de suministro eléctrico y reducir los costos de energía para los consumidores. [10]

La generación de electricidad a partir de energías renovables a pequeña escala (por ejemplo, de 1 a 100 kW) para hogares, granjas, empresas, etc. es posible, segura y rentable, especialmente con paneles fotovoltaicos (solares), turbinas eólicas a pequeña escala y turbinas hidroeléctricas a orilla de río; todas estas tecnologías son de calidad comercial y por lo general cuentan con licencia de uso en algunos países para su conexión a la red pública y para generación de energía eléctrica en forma autónoma. Estos sistemas se denominan microgeneración. Es posible para la corriente mareomotriz, energía de rango mareomotriz, energía undimotriz y otras fuentes de energía renovables, que funcionen a una escala tan pequeña, pero las oportunidades son escasas y es poco probable que se disponga de equipo comercial.

El funcionamiento de una gran red de suministro eléctrico fiable de muchas unidades diferentes es una tarea difícil, con o sin ER en la combinación, ya que la demanda varía continuamente y la generación siempre debe corresponder a la demanda. Esto requiere un enfoque de cartera que incluya sistemas sofisticados de distribución y control, control de voltaje y frecuencia, redes inteligentes, almacenamiento de energía, reservas de generación (algunas de las cuales deben responder en cuestión de minutos, y otras deben estar disponibles para cortes y mantenimiento planificado), y una atención especial a los cambios en la demanda en escalas de tiempo que van desde minutos hasta meses. La integración de una combinación geográficamente dispersa de fuentes de energía renovables con una variabilidad temporal diferente puede complicar y facilitar la gestión de la red, como se indica a continuación. Además, las características inherentes a algunos sistemas de energías renovables pueden contribuir positivamente a la estabilización de la red. [10]

El almacenamiento de energía se describe a menudo como un reto particular para las energías renovables, por dos razones principales:



- La mayoría de las fuentes de energía renovable son variables en su origen (sol, viento, cultivos estacionales, etc.) y no están en sincronía con nuestras necesidades cambiantes.
- Muchas energías renovables se utilizan para la electricidad, donde el suministro debe equilibrarse instantáneamente con la carga para obtener un sistema estable.

Sin embargo, los retos similares para la energía nuclear (o para las grandes centrales eléctricas de carbón) no se reconocen con tanta frecuencia:

- La generación de energía nuclear debe permanecer constante y continua, por lo que no está en sincronía con nuestras necesidades cambiantes.
- La energía nuclear se utiliza abrumadoramente para la electricidad, donde el suministro debe equilibrarse instantáneamente por carga para lograr un sistema estable.

Cuando una central nuclear 'abandona' (generalmente debido a un fallo eléctrico), 1000 MW de generación de energía desaparecen de la red en cuestión de segundos. Esto ocurre aleatoriamente a intervalos de unos 18 meses por estación, pero la red se ajusta y se mantiene el suministro nacional. Dado que los operadores de la red tienen que hacer frente a cortes de suministro nuclear que normalmente no cambian, es seguro que también lo harán con una gran cantidad de energía renovable procedente de diferentes tecnologías. [10]

### 2.3.2 Sistemas energéticos autosuficientes

Debido a las limitaciones de la oferta, el impacto medioambiental y los costes de los combustibles fósiles, especialmente en lugares remotos, existe una tendencia creciente en todos los países a utilizar recursos locales de energías renovables. Los sistemas energéticos autosuficientes (también llamados de suministro autónomo de energía) no están conectados a una red de suministro de electricidad o de gas y no utilizan combustibles importados, a menos que estén en modo de espera. Estos sistemas son típicamente de pequeña escala y a menudo están ubicados en áreas remotas, islas pequeñas o edificios donde el suministro de energía comercial no está fácilmente disponible a través de redes. Por unidad de energía producida, el establecimiento de tales sistemas puede ser costoso, pero generalmente son baratos en funcionamiento. Para el suministro de electricidad procedente de la generación de energías renovables 100% variables (por ejemplo, eólica y solar), el equilibrio entre la oferta y la demanda es un reto importante, que por lo general requiere un almacenamiento de electricidad (por ejemplo, baterías) y/o una demanda controlable. El uso eficiente de la electricidad (por ejemplo, las luces LED) es muy beneficioso en la práctica. El equilibrado eléctrico puede utilizar baterías y/o generadores (bio) diésel y control de gestión de carga (por ejemplo, con calentamiento resistivo de agua mediante niquelinas) para absorber la energía sobrante. Dos ejemplos de islas pequeñas son Fair Isle en Escocia y Utsira en Noruega. El uso de madera local y otros residuos de biomasa para calefacción, generación de electricidad solar fotovoltaica e hidroeléctrica en corriente del río (si se dispone de ella) es especialmente sencillo.[12] [10]

La viabilidad financiera de los sistemas autónomos de energía renovable depende de los recursos locales disponibles, del capital y de los costes de instalación, de los costes de operación y de los subsidios, en comparación con el suministro procedente de las instalaciones centrales. Además del valor que suponen el compromiso y la motivación de los operadores y propietarios. [10]

### 2.3.3 Mercados eléctricos

La electricidad se considera un producto básico, que puede comercializarse bajo diversas estructuras de mercado. Sin embargo, la electricidad tiene algunas propiedades únicas en comparación con otros productos. En primer lugar, se trata de un producto que debe estar disponible en el momento de la demanda y cuyo almacenamiento es difícil y costoso, actualmente. Además, la demanda de electricidad también es volátil en forma diaria, semanal, mensual y anual. En términos generales, se puede suponer que la relación oferta-demanda define el precio de la electricidad, aunque hay que tener en cuenta que la curva de demanda de electricidad tiene un carácter muy poco flexible. El costo de producción de electricidad es determinado por varias variables tales como la tecnología de generación, los precios de los combustibles, la demanda e incluso las condiciones climáticas. Todo ello da lugar a grandes variaciones en los costes de generación de electricidad, que desempeñan un papel importante en la determinación del precio de la electricidad para los usuarios finales.[1] [13]

El concepto de mercados energéticos se introdujo por primera vez en Chile en la década de 1980 y nació la idea de comercializar electricidad de forma similar a otras materias primas. El modelo chileno sufrió muchas modificaciones y refinamientos en otros lugares y hoy en día muchos países tienen mercados energéticos similares donde la energía eléctrica se intercambia entre los generadores y los consumidores. Los minoristas compran la electricidad a los generadores y la venden a los usuarios finales en una bolsa de electricidad establecida o con contratos bilaterales. Las ventas bilaterales y el mercado mayorista suelen coexistir en los mercados de la electricidad. La proporción de electricidad vendida en virtud de contratos bilaterales y de intercambios de electricidad varía de un país a otro. En los países con estructuras maduras de intercambio de energía, las ventas de electricidad a través de intercambio de energía están en aumento y tienen el potencial de hacerse cargo de las ventas contractuales bilaterales en un futuro próximo. [1]

#### 2.3.3.1 Mercado eléctrico ecuatoriano

##### 2.3.3.1.1 Administración técnica y comercial de las transacciones de bloques energéticos

“De conformidad con lo establecido en el artículo 20 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, LOSPEE, el Operador Nacional de Electricidad, CENACE actúa como administrador comercial de las transacciones de bloques energéticos; sobre la base de las atribuciones y deberes definidos en la Ley, administra técnica y comercialmente las transacciones internacionales de electricidad en representación de los partícipes del sector eléctrico.”[14]

“En este sentido, el Operador se encarga de registrar, liquidar, administrar técnica y financieramente las transacciones comerciales entre los participantes del sector eléctrico e interconexiones internacionales de electricidad; además, controla los movimientos financieros del sector eléctrico.”[14]

“Con respecto a las Transacciones Internacionales de Electricidad, TIE, el CENACE es el “Administrador del Mercado Ecuatoriano”. Desde 2003 mantiene suscrito un acuerdo comercial con la empresa colombiana XM Compañía Expertos de Mercado S.A. para la liquidación coordinada de las TIE’s de corto plazo, la administración, facturación, cobro y pago de las garantías y de las transacciones por parte de los Administradores de Mercado, dentro del marco la Ley aplicable.” [14]

“En el circuito transaccional técnico – económico, las transacciones comerciales pertenecen al último proceso de la cadena, posterior a la operación en tiempo real, se determinan las remuneraciones y pagos que deben efectuarse entre las empresas participantes del mercado eléctrico por la prestación del servicio de energía eléctrica, incluyendo las transacciones internacionales de electricidad.” Un esquema para mayor comprensión se presenta en la Figura 2.2 [14]

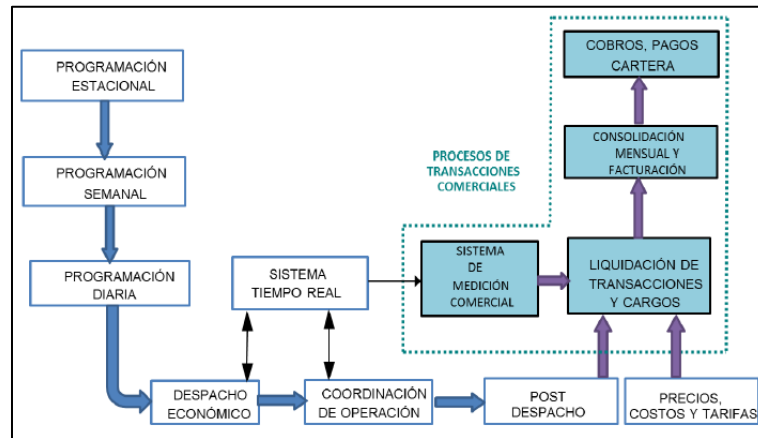


Figura 2.2. Circuito Transaccional Técnico-Económico Ecuatoriano [14]

### 2.3.3.1.2 Participantes del sector eléctrico

“Según se indica en el artículo 39 de la LOSPEE, el sector eléctrico ecuatoriano está constituido por las personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, autogeneración, transmisión, distribución y comercialización, alumbrado público general, importación y exportación de energía eléctrica, así como, por las personas naturales o jurídicas que sean considerados consumidores o usuarios finales.” [14]

Aquí se hace referencia específicamente a las transacciones de energía en bloque; sin considerar a los consumidores o usuarios finales.

#### ➤ Generación y autogeneración

“Las empresas públicas y privadas habilitadas por la autoridad concedente ejercen actividades de generación. La liquidación de energía proveniente de la generación se realiza en función del contrato regulado, contrato bilateral o en el caso de la generación no convencional de conformidad con la tarifa establecida en la normativa vigente.” [14]

“Por otra parte, la actividad de autogeneración es efectuada por empresas privadas autorizadas para este fin. En este caso, las transacciones que se realizan en el mercado corresponden a los excedentes de energía, mismos que son liquidados en función de las tarifas establecidas en los contratos regulados que mantienen suscritos con las empresas de distribución. A continuación, en la Tabla 2.2 se detalla el número de empresas generadoras y autogeneradoras en 2018.” [14]

Tabla 2.2. Generadores y Autogeneradores 2018 [14]

EMPRESAS PRIVADAS	No. EMPRESAS	No. CENTRALES DE GENERACIÓN	No. UNIDADES DE GENERACIÓN
BIOGAS	2	2	2
BIOMASA	3	3	3
FOTOVOLTAICA	22	24	24
HIDROELÉCTRICA	15	18	38
TÉRMOELÉCTRICA	3	3	10
EMPRESAS PÚBLICAS	No. EMPRESAS	No. CENTRALES DE GENERACIÓN	No. UNIDADES DE GENERACIÓN
EÓLICA	1	1	1
HIDROELÉCTRICA	11	38	107
TÉRMOELÉCTRICA	6	36	109
<b>TOTAL</b>	<b>63</b>	<b>125</b>	<b>294</b>

“La generación aislada, como en las islas Galápagos, sistemas aislados del Oriente e isla Puná son parte de la liquidación del mercado eléctrico conformado por los contratos regulados con TERMOPICHINCHA, acorde con las disposiciones emitidas por el organismo regulador.” [14]

“En 2018, se registraron 125 centrales de generación operativas, de las cuales 50 pertenecen a empresas de generación privadas y 75 pertenecen a empresas de generación públicas. La generación más representativa se concentró en la empresa pública Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP, con 11 unidades de negocio.” En la Tabla 2.3 se detallan las centrales de generación operativas. [14]

Tabla 2.3. Centrales de generación operativas [14]

CENTRALES DE GENERACIÓN PÚBLICAS		CENTRALES DE GENERACIÓN PRIVADAS	
C. E. VILLONACO	C. H. SOPLADORA	C. F. GENRENOTEC	C. H. CORAZON
C. H. AGOYÁN	C. T. ÁLVARO TINAJERO	C. F. SANSAU	C. H. DUE
C. H. ALAO	C. T. ANÍBAL SANTOS	C. F. WILDTECSA	C. H. HIDROCAROLINA
C. H. ALAZÁN	C. T. CATAMAYO	C. F. ALTGENOTEC	C. H. CALOPE
C. H. AMBI	C. T. CELSO CASTELLANOS	C. F. BRINEFORCORP	C. H. LORETO
C. H. BABA	C. T. DAYUMA	C. F. ELECTRISOL	C. H. NORMANDIA
C. H. CARLOS MORA CARRIÓN	C. T. EL DESCANSO	C. F. GONZAENERGY	C. H. PALMIRA
C. H. COCA CODO SINCLAIR	C. T. ENRIQUE GARCÍA	C. F. LOJAENERGY	C. H. PAPALLACTA
C. H. CUMBAYÁ	C. T. ESMERALDAS	C. F. PARAGACHI	C. H. PUSUNO 1
C. H. DELSITANISAGUA	C. T. ESMERALDAS 2	C. F. PREDIO 1	C. H. SAN BARTOLO
C. H. EL CARMEN	C. T. GONZALO ZEVALLOS	C. F. RENOVALOJA	C. H. SAN JOSÉ DE TAMBO
C. H. GUALACEO	C. T. GUALBERTO HERNÁNDEZ	C. F. SABIANGO	C. H. SIBIMBE
C. H. GUANGOPOLO	C. T. GUANGOPOLO	C. F. SALINAS	C. H. SIGCHOS
C. H. ILLUCHI I	C. T. GUANGOPOLO 2	C. F. SAN PEDRO	C. H. TOPO
C. H. ILLUCHI II	C. T. ISLA PUNÁ	C. F. SANERSOL	C. H. URAVÍA
C. H. ISIMANCHI	C. T. JARAMIJÓ	C. F. SARACAYSOL	C. T. VICTORIA II DIESEL
C. H. LA MERCED DE BUENOS AIRES	C. T. JIVINO 1	C. F. SOLCHACRAS	C. T. ECOELECTRIC
C. H. LA PLAYA	C. T. JIVINO 2	C. F. SOLHUAQUI	C. T. ECUDOS
C. H. LOS CHILLOS	C. T. JIVINO 3	C. F. SOLSANTONIO	C. T. EL INGA
C. H. MANDURIACU	C. T. LA PROPICIA	C. F. SOLSANTROS	C. T. GENEROCA
C. H. MARCEL LANIADO DE WIND	C. T. LLIGUA	C. F. SUNCO MULALÓ	C. T. LAFARGE
C. H. MAZAR	C. T. LORETO	C. F. SUNCO PASTOCALLE	C. T. PICHACAY
C. H. MINAS SAN FRANCISCO	C. T. LULUNCOTO	C. F. SURENERGY	C. T. SAN CARLOS
C. H. NAYÓN	C. T. MACHALA GAS	C. F. TREN SALINAS	C.H. HIDROVICTORIA
C. H. OCAÑA	C. T. MACHALA GAS 2	C. H. ABANICO	C.H. MICROCENTRAL TANQUE ALTO CARCELÉN
C. H. PASOCHOA			
C. H. PAUTE	C. T. MANTA 2		
C. H. PENÍNSULA	C. T. MÉNDEZ		
C. H. PUCARÁ	C. T. MIRAFLORES		
C. H. RECUPERADORA	C. T. PAYAMINO		
C. H. RÍO BLANCO	C. T. QUEVEDO 2		
C. H. RÍO CHIMBO	C. T. SANTA ELENA 2		
C. H. SAN FRANCISCO	C. T. SANTA ELENA 3		
C. H. SAN MIGUEL DE CAR	C. T. SANTA ROSA		
C. H. SAUCAY	C. T. SISTEMAS AISLADOS		
C. H. SAYMIRÍN	C. T. SISTEMAS INSULARES		
C. H. SAYMIRÍN 5	C. T. TRINITARIA		
C. H. SERMAA	C.T. MACAS PROVISIONAL		

UNIDADES DE NEGOCIO CELEC EP	
CELEC EP UN ENERJUBONES	CELEC EP UN HIDRO AGOYÁN
CELEC EP UN COCA CODO SINCLAIR	CELEC EP UN HIDRO PAUTE
CELEC EP UN GENSUR	CELEC EP UN HIDRONACIÓN
CELEC EP UN HIDROAZOGUES	CELEC EP UN TERMOESMERALDAS
CELEC EP UN TERMOMANABI	CELEC EP UN TERMOGAS MACHALA
CELEC EP UN ELECTROGUAYAS	CELEC EP UN TERMOPICHINCHA

➤ Transmisión

“Conforme se indica en el artículo 42 de la LOSPEE, la actividad de transmisión de electricidad es una competencia del Estado, la cual se realiza a través de la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, empresa encargada de la expansión del Sistema Nacional de Transmisión, sobre la base de los planes elaborados por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, MERNNR.” [14]

“El transmisor debe permitir el libre acceso de terceros a su sistema, en los términos que se establezcan en la regulación correspondiente, el reconocimiento económico para la actividad de transmisión se la realiza sobre la base de la tarifa fija de transmisión definida por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, ARCONEL en el análisis y determinación del costo del servicio público de energía eléctrica.” [14]

➤ Distribución y comercialización

“La actividad de distribución y comercialización de electricidad es realizada por el Estado, a través de personas jurídicas debidamente habilitadas. Es obligación de las empresas de distribución, expandir su sistema en función de los lineamientos de planificación emitidos por el MERNNR, con el fin de satisfacer la demanda de servicio de electricidad requerido dentro de su área de concesión (área geográfica).” [14]

“En la actualidad se cuenta con 9 empresas de distribución; una de las cuales, la Corporación Nacional de Electricidad – CNEL EP, que agrupa a 11 unidades de negocio, siendo así una de las empresas con mayor demanda de energía.” La Tabla 2.4 lista las Empresas Eléctricas de Distribución y Comercialización a nivel nacional.” [14]

Tabla 2.4. Empresas Eléctricas de Distribución y Comercialización [14]

EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN	NATURALEZA JURÍDICA
CNEL EP	PÚBLICA
CNEL EP UN EL ORO	PÚBLICA
CNEL EP UN MANABÍ	PÚBLICA
CNEL EP UN GUAYAS LOS RÍOS	PÚBLICA
CNEL EP UN SANTO DOMINGO	PÚBLICA
CNEL EP UN SANTA ELENA	PÚBLICA
CNEL EP UN LOS RÍOS	PÚBLICA
CNEL EP UN MILAGRO	PÚBLICA
CNEL EP UN ESMERALDAS	PÚBLICA
CNEL EP UN GUAYAQUIL	PÚBLICA
CNEL EP UN SUCUMBÍOS	PÚBLICA
CNEL EP UN BOLÍVAR	PÚBLICA
E. E. REGIONAL CENTRO SUR	SOCIEDAD ANÓNIMA
E. E. REGIONAL NORTE	SOCIEDAD ANÓNIMA
E. E. REGIONAL SUR	SOCIEDAD ANÓNIMA
E. E. AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE	SOCIEDAD ANÓNIMA
E. E. AZOGUES	SOCIEDAD ANÓNIMA
E. E. PROVINCIAL COTOPAXI	SOCIEDAD ANÓNIMA
E. E. QUITO	SOCIEDAD ANÓNIMA
E.E. RIOBAMBA	SOCIEDAD ANÓNIMA

“Con excepción de CNEL EP, las empresas de distribución son Sociedades Anónimas mismas que actúan conforme lo señala la transitoria segunda de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, LOEP “Régimen transitorio de las sociedades anónimas a empresas públicas”.” [14]

### 2.3.3.1.3 Aspectos comerciales del funcionamiento del sector eléctrico ecuatoriano

“El artículo 49 de la LOSPEE, establece que las compras y ventas de energía eléctrica se realicen entre los participantes del sector eléctrico a través de contratos, y que las transacciones de corto plazo sean liquidadas por el Operador Nacional de Electricidad, CENACE, conforme la normativa expedida para el efecto.” [14]

“Con base en esta competencia, CENACE determina los valores que debe cobrar y pagar cada participante del sector eléctrico en el ámbito mayorista. En este sentido, se efectúan transacciones comerciales mediante bloques de energía, considerados en contratos regulados, contratos no regulados, generación no convencional, mercado de corto plazo para servicios complementarios y cierre de mercado; y, transacciones internacionales de electricidad.” [14]

“Los contratos regulados para la compraventa de energía eléctrica son suscritos entre las empresas públicas y privadas de generación o autogeneración con todas las empresas de distribución, en forma proporcional a la demanda regulada (energía para usuarios finales) de cada una de estas, por lo tanto, se liquidarán bajo las condiciones de precios establecidos en los contratos. En el esquema comercial de participación bajo contratación regulada, se considera también a la generación que es propiedad de la empresa distribuidora, denominada “generación no escindida”. [14]

“Los contratos no regulados, denominados también “bilaterales”, son aquellos contratos para la compraventa de energía eléctrica suscritos entre las empresas de generación o autogeneración privadas, con demanda no regulada; es decir, con los grandes consumidores y los consumos propios de autogeneradoras.” [14]

“El esquema transaccional en el ámbito mayorista, distingue la participación de generadores no convencionales que poseen tarifa preferente, la liquidación comercial es cubierta por todas las empresas de distribución en forma proporcional a la demanda regulada de cada una de ellas.” [14]

“La valoración económica de la producción de los generadores con contratos regulados, y generadores no escindidos se determina un cargo fijo y un cargo variable o costo variable de producción, teniendo en cuenta los siguientes criterios:” [14]

- a) “El cargo fijo es liquidado independientemente si el generador es o no despachado por el CENACE, siempre y cuando se mantenga disponible, cuyo valor es determinado por la ARCONEL en los estudios tarifarios.” [14]
- b) “Los cargos variables o costos variables de producción son liquidados de acuerdo con la producción de energía eléctrica medida.” [14]

“Las transacciones comerciales que se establecen para cada uno de los participantes del sector eléctrico en el ámbito mayorista se fundamentan en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y en las regulaciones vigentes relacionadas con los aspectos comerciales expedidas por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad. El esquema de participación transaccional se puede visualizar en la Figura 2.3.” [14]

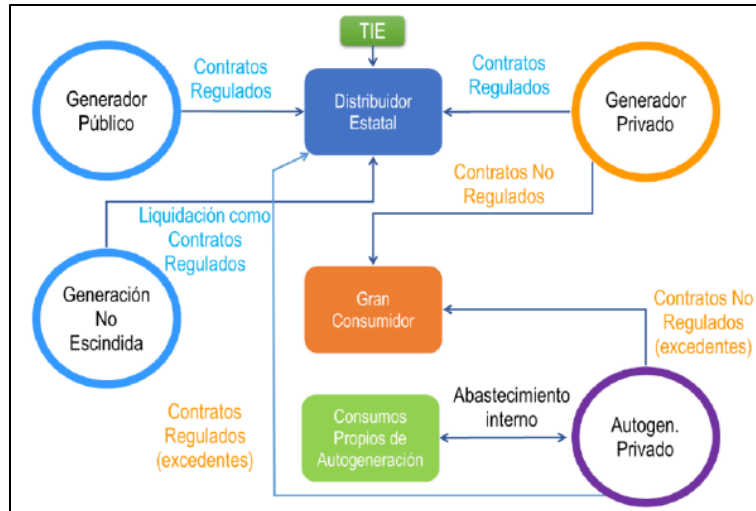


Figura 2.3. Esquema de participación transaccional en el ámbito mayorista [14]

#### 2.3.3.1.4 Ingreso de nuevos participantes al mercado eléctrico ecuatoriano

“El ingreso de nuevos participantes en el mercado eléctrico está sujeto al cumplimiento de la normativa vigente, que es verificado por el ente regulador, una vez que este organismo emite su pronunciamiento de habilitación para el nuevo participante, el CENACE procede con la inclusión de las empresas en los procesos operativos y comerciales, conforme a sus competencias.” [14]

“Para el caso de nuevas centrales de generación, al cumplir el proceso de ingreso en observancia a la normativa vigente y recibida la habilitación por parte del ente regulador, el Operador Nacional de Electricidad, CENACE, declara el inicio de la operación comercial.” [14]

“Durante 2018 se registró el ingreso en operación comercial de cuatro nuevas centrales de generación hidroeléctrica, entre las cuales C.H. Palmira y C.H. Normandía están calificadas como centrales de generación no convencional, amparadas en la REGULACIÓN No. CONELEC – 001/13.” [14]

“En relación con la demanda, en 2018 iniciaron su participación en el esquema transaccional del sector eléctrico, el Gran Consumidor NOVOPAN y 32 nuevos puntos de consumo propio de autogeneradores. Los autogeneradores HIDROSANBARTOLO e HIDRONORMANDÍA han incluido el 53% del total de los nuevos puntos de consumo propio.” [14]

#### 2.3.4 Problemática

##### 2.3.4.1 Balance entre generación y demanda en una red

La mayor parte de la energía eléctrica del mundo se suministra a los usuarios a través de las redes eléctricas. Esto es un resultado natural de que la ubicación de la producción de electricidad suele ser diferente de la ubicación del consumo. Las grandes instalaciones de producción, como las centrales eléctricas de carbón, nucleares, de gas natural y de petróleo, así como los parques eólicos, suelen estar lejos de regiones como las grandes ciudades densamente pobladas, donde tiene lugar la mayor parte del consumo de energía.[1]

La demanda de electricidad varía en función de las necesidades del usuario; normalmente es mínima durante la noche y aumenta hasta alcanzar su punto máximo durante las horas de trabajo. Además, normalmente hay diferencias entre los días laborables y los fines de semana



y días festivos y también entre las estaciones; la mayoría de los sistemas también muestran un crecimiento anual del consumo de un año a otro. Por lo tanto, la generación en un sistema debe ser programada (despachada) para que coincida con estas variaciones a lo largo del año y contar con la infraestructura de red adecuada para transferir esa energía para que esté disponible. Un mecanismo correctivo pasivo natural es la reducción de la frecuencia y el voltaje que reduce la carga, acomodando así intervalos cortos de generación insuficiente. Sin embargo, no es una buena práctica que el voltaje y la frecuencia varíen, por lo que el operador del sistema realiza el balanceo activo.[10]

Tradicionalmente, la adecuación de la oferta y la demanda (equilibrio) minuto a minuto se ha hecho principalmente mediante el control de la generación. Esto se conoce como seguimiento de regulación/carga con pequeñas y medianas variaciones en la producción de las centrales eléctricas. Por lo general, es controlada automáticamente o por un operador central del sistema eléctrico, que es responsable de la supervisión y operación de los equipos en el sistema de transmisión y en las estaciones generadoras de energía. Si ya está funcionando por debajo de su producción máxima (la llamada “reserva rodante”), la producción de una unidad adecuada de generación térmica de combustible fósil y biomasa puede aumentarse o reducirse sin problemas en unos pocos minutos, aunque la puesta en marcha en frío puede llevar horas. Las turbinas de gas (fósiles o de biogás) son mucho más flexibles y pueden ponerse en marcha rápidamente en pocos segundos. Los sistemas hidroeléctricos, con su almacenamiento de energía inherente al embalse, son igualmente flexibles; ningún otro sistema de almacenamiento que se utilice actualmente en las redes eléctricas tiene una capacidad tan grande, aunque la I+D está en marcha. Los modernos controles electrónicos y las telecomunicaciones permiten el control de retroalimentación a través de la gestión de la demanda, incluso a gran escala utilizando redes inteligentes, lo que facilita la integración de las fuentes variables de energía renovable. [10]

Durante períodos de tiempo ligeramente más largos (por ejemplo, de 30 minutos a 24 horas), centrales eléctricas específicas encienden/apagan o suben/bajan la salida para asegurar el balance. Algunas unidades de generación funcionan al máximo de su capacidad durante todo el día (suministro de carga base); las centrales nucleares son inflexibles y sólo pueden contribuir a la carga base. Otras unidades (por ejemplo, las turbinas de gas y las centrales hidroeléctricas de bombeo) tienen un tiempo de respuesta rápido y pueden utilizarse principalmente durante los momentos de demanda pico (unidades de pico). Las tarifas adecuadas incentivan a los consumidores a reducir la demanda en las horas pico (por ejemplo, para los sistemas de calefacción o refrigeración que incluyen almacenamiento temporal de energía). [10]

Con respecto a fallas en el sistema, es seguro que se producirán interrupciones en la generación (por ejemplo, la pérdida de una central de generación de 1000 MW o la pérdida de una conexión a la red), lo que requiere un rápido rebalanceo de quizás un 20% de la energía en el sistema. Por lo tanto, las redes están diseñadas para soportar la pérdida de cualquier elemento crítico, de modo que ningún otro elemento se sobrecargue y el suministro satisfactorio continúe. Dado que todos los grandes sistemas de la red pueden hacer frente a rápidas fluctuaciones de la demanda de ~20%, también es posible que los mismos sistemas puedan hacer frente a rápidas fluctuaciones en el suministro de ~20%. De este modo, es posible la inclusión de suministros variables, como la energía eólica. [10]

Además, algunos sistemas de energías renovables pueden contribuir positivamente a estabilizar la red, por ejemplo:

- La energía solar fotovoltaica de pequeña y mediana escala se instala normalmente cerca de la demanda y se conecta a nivel de distribución. A bajas penetraciones en los alimentadores de distribución (capacidad fotovoltaica < 100% de carga pico en el alimentador), la energía fotovoltaica puede compensar la necesidad de mejoras en la distribución (donde la demanda pico en el alimentador se produce durante el día) y reducir las pérdidas. [10]
- Los sistemas FV conectados a la red utilizan inversores para la interconexión a la red, lo que permite el control directo de las características eléctricas relevantes para la integración en la red. [10]
- Los sistemas de energía eléctrica basados en energía solar ofrecen potencia de salida máxima cuando la demanda máxima ocurre en lugares calurosos y soleados (por ejemplo, California) donde el pico de demanda es impulsado por el aire acondicionado y otros sistemas de refrigeración. [10]
- En el caso de la energía hidroeléctrica basada en embalses, cuando se dispone de agua, la producción eléctrica de las plantas es altamente controlable y puede ofrecer una flexibilidad significativa para el funcionamiento del sistema. La capacidad del embalse puede variar de corto plazo a estacional o multi-estacional. El almacenamiento de energía en el embalse permite a las centrales hidroeléctricas operar en modo de carga base o como plantas de carga posterior. [10]
- Las centrales eólicas modernas están conectadas al sistema eléctrico a través de convertidores electrónicos de potencia y pueden equiparse para proporcionar servicios de red tales como potencia activa, potencia reactiva y control de voltaje, respuesta de frecuencia (respuesta de tipo inercial) y soporte del sistema eléctrico durante las fallas de la red. [10]

#### **2.3.4.2 Redes inteligentes y almacenamiento virtual**

El desarrollo de comunicaciones, monitoreo y control a pequeña escala de bajo costo y efectivas transforma las estructuras de los sistemas eléctricos de potencia. El término "red inteligente" se utiliza a menudo para referirse a esta mezcla de nuevas tecnologías, que proporcionan un suministro de red más confiable por:

- a) Conmutación remota de cargas y generación de acuerdo con las tarifas acordadas;
- b) Identificar y resolver automáticamente los problemas, y
- c) Mejorando así la calidad del suministro. [10]

La comunicación puede ser a través de señales de alta frecuencia superpuestas en la línea eléctrica o mediante telecomunicaciones. Al reducir la demanda, especialmente en las horas pico, los productores de electricidad pueden reducir la capacidad de generación y los consumidores pueden beneficiarse de tarifas más baratas. Mannheim, en Alemania, es un buen ejemplo de una "red inteligente" de este tipo. [10]

Una red inteligente es un ejemplo del concepto más general de almacenamiento virtual, en el que las desproporciones entre la oferta y la demanda de energía se superan mediante una remodelación dinámica de la demanda de energía para corresponder a una oferta de energía variable. Su característica dinámica hace del almacenamiento virtual una extensión del concepto más estático de "gestión de la demanda". La respuesta dinámica puede lograrse

mediante la creación de una "eficiencia energética distribuida inteligente", así como mediante el uso de estructuras y sistemas de edificios para modificar el uso de la energía. La modificación de la demanda mediante la mejora de la eficiencia del uso final de la energía es casi siempre una solución más rentable y de menor riesgo que la adición de la oferta o el uso de tecnologías de almacenamiento rígidas. [10]

Aunque el almacenamiento de electricidad con baterías a bajos niveles de energía ha existido durante muchas décadas, la electricidad generalmente se consume a medida que se genera. La capacidad total de almacenamiento en red instalada a nivel mundial es bastante pequeña en comparación con la capacidad de reserva instalada y consiste principalmente en almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo. Sin embargo, con el aumento de la proporción de energía renovable y de unidades de generación distribuida, el almacenamiento de energía eléctrica es cada día más importante. La percepción mundial actual sugiere que una proporción elevada (y un día posiblemente el 100%) de energía renovable sólo podría ser posible con la coexistencia de redes eléctricas mejoradas y de instalaciones de almacenamiento adecuadas. [1]

#### 2.4 Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía

La Fig. 2.4 resume el rendimiento de varios mecanismos de almacenamiento. El 'rendimiento' puede medirse en unidades como MJ/\$, MJ/m<sup>3</sup> y MJ/kg. De éstas, la primera unidad (costo-efectividad) suele ser el factor decisivo para el comercio, pero es la más difícil de estimar; cabe notar que el "costo" aquí es el costo al por mayor, antes de impuestos y que la tributación, especialmente del transporte de los combustibles, varía mucho de un país a otro. La segunda unidad es importante cuando el espacio es limitado (por ejemplo, en edificios de tamaño fijo). La tercera unidad se considera cuando el peso es vital (por ejemplo, en aviones). [10]

La Tabla 2.5 resume las características clave de algunos de los mecanismos de almacenamiento de energía examinados en este capítulo con más detalle que la Figura 2.4; la tabla tiene por objeto principalmente contrastar los órdenes de magnitud de densidad de energía en varios almacenamientos de energía, en lugar de datos precisos. [10]

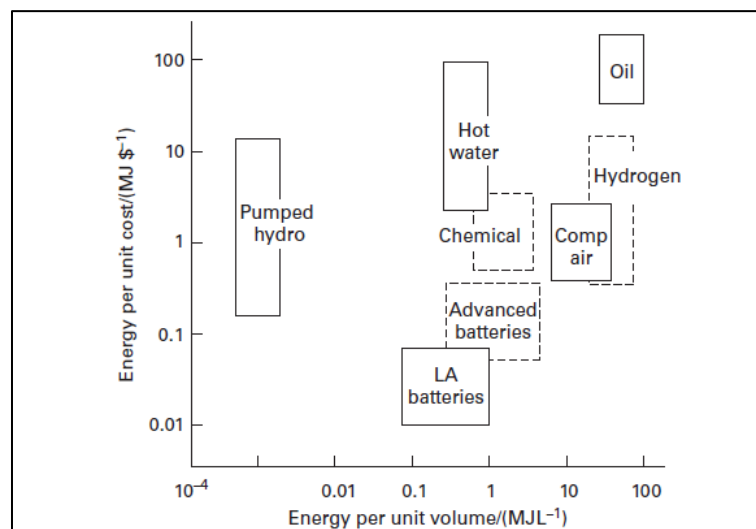


Figura 2.4. Costo de energía por unidad contra volumen de energía por unidad de los métodos de almacenamiento [10]

Tabla 2.5. Sistemas de almacenamiento y su rendimiento [10]

Store	Energy density		Operating temperature	Likely commercial development time	Operating value	Conversion type	Efficiency
	MJ kg <sup>-1</sup>	MJ L <sup>-1</sup>					
<b>Conventional fuels</b>							
Diesel oil	45	39	ambient	in use	100 [b]	chem→work	30
Coal	29	45	ambient	in use	500 [b]	chem→work	30
Wood	154	7	ambient	in use	200 – ∞	chem →heat	60
<b>Other chemicals</b>							
Hydrogen gas	140	1.7 [d]	(–253) to (–30)	10	0.2–20 [b]	elec→chem	60
Ammonia (to N <sub>2</sub> +H <sub>2</sub> )	2.9	0.3 [d]	0–700	10	~1 [b]	heat →chem	70
FeTiH <sub>1.7</sub>	1.8	20	100	10	1 [b]	chem →chem	90
<b>Sensible heat</b>							
Water	0.2	0.2	20–100	in use	3–100 [c]	heat →heat	50–100 [e]
Cast iron	0.05	0.4	20–400	in use	0.1 [c]	heat →heat	50–90 [e]
<b>Heat (phase change)</b>							
Steam	2.2	0.02 [f]	100–300	in use	10	heat →heat	70 [d]
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ·10H <sub>2</sub> O	0.25	0.29	32	in use	2 [c]	heat →heat	80
<b>Electrical</b>							
Capacitors	–	10 <sup>-2</sup>		unlikely [g]	0.005	elec→elec	
Superconducting magnets	–	10 <sup>-3</sup>		unlikely [g]			
Store	Energy density		Operating temperature	Likely commercial development time	Operating value	Conversion type	Efficiency
	MJ kg <sup>-1</sup>	MJ L <sup>-1</sup>					
<b>Batteries (in practice)</b>							
lead–acid	0.15	0.29	ambient	in use	[c]	elec →elec	80
NiCd	0.2		ambient	in use	0.01	elec →elec	75
ZnBr	0.3		ambient	5	0.02	elec →elec	70
Li–ion	0.5	0.8	ambient	in use	0.04	elec →elec	75
Flow batteries	0.1	0.1	ambient	In use	0.02	elec→elec	80
<b>Mechanical</b>							
Pumped hydro	0.001	0.001	ambient	in use	0.2–20	elec →elec	80
Flywheel (steel disk)	0.05	0.4	ambient	in use	0.04 [c]	elec →elec	80
Flywheel (composite)	0.05	0.15	ambient	in use	0.02 [c]	elec →elec	80
Compressed air	0.2–2	5 [f]	20–1000	in use	1 [c] [h]	elec →elec	50
Notes							
[a] These figures are for 'typical' operation and are only order-of-magnitude approximations for a particular application. This is especially true for those relating to commercial applications and to costs. Here 'costs' are approximate wholesale prices before taxation. Table adapted and updated for this edition from Jensen and Sorensen (1984).							
[b] Energy throughput per unit cost.							
[c] Energy capacity per unit cost. But note that (e.g.) if a battery cycles 10 times to 50% discharge, its <i>throughput</i> per unit cost would be (0.02 MJ/\$US)(1000)(50%) = 10 MJ/\$ because it may be used repeatedly.							
[d] At 150 atmospheres pressure.							
[e] Depends on time and heat leaks.							
[f] At 50 atmospheres pressure.							
[g] Unlikely for <i>large-scale</i> energy storage, although in use in 2012 for the avoidance of rapid voltage-change transients on electricity supply, i.e. 'spiking'.							
[h] Where suitable large-scale natural cavities exist, e.g., abandoned mines.							

## 2.5 Almacenamiento de energía para la red eléctrica

A continuación, se consideran las opciones de almacenamiento de energía que son predominantes para la integración con las redes eléctricas. Las baterías y las pilas de combustible son relevantes, pero son principalmente para uso local, por lo que se consideran por separado.

## 2.6 Usos y beneficios del almacenamiento eléctrico

Los sistemas de almacenamiento de energía conectados a la red (ESS de Energy Storage System) tienen una amplia gama de aplicaciones potenciales. Las capacidades de potencia y energía de una ESS determinan las aplicaciones adecuadas. En el caso más general, las aplicaciones pueden clasificarse como la utilización a corto plazo y a medio y largo plazo de una ESS.[1][15]

En cortos períodos de tiempo, una ESS podría proporcionar potencia y energía para el control de calidad de la energía y la estabilización de la red, sustituyendo potencialmente a las unidades de control primarias tradicionales, que queman combustibles fósiles y, por lo tanto, su funcionamiento es costoso y poco amigable para con el medio ambiente. Como se ha investigado en este estudio, una ESS también puede ayudar a mitigar las fluctuaciones y la variabilidad en la producción de fuentes de energía renovables. [1] [15]

Las aplicaciones a medio y largo plazo del ESS podrían incluir el suministro eléctrico de reserva para una instalación específica (por ejemplo, hospitales, aeropuertos, instalaciones militares, etc.) o una región en caso de fallo del sistema eléctrico. El ESS también puede ser utilizado como una herramienta alternativa a las reservas del sistema de energía para mantener la igualdad entre la generación y la carga. Además, el almacenamiento de energía puede utilizarse para arbitrar en el mercado energético, lo que significa comprar y almacenar energía cuando es barata y venderla cuando es más cara. [1] [15]

## 2.7 Tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica

### 2.7.1 Hidroelectricidad por bombeo (PHES – Pumped Hydro Energy Storage)

Un sistema de hidroelectricidad por bombeo utiliza dos depósitos, uno superior y otro inferior. Cuando hay suficiente energía eléctrica disponible y no se requiere de otra manera, el agua se bombea cuesta arriba. Cuando se produce la demanda, se permite que el agua vuelva a caer, impulsando una turbina hidroeléctrica en el fondo y generando así energía. La energía potencial almacenada en una presa a 100 m de altura tiene una densidad de energía  $Wv = 1,0 \text{ MJ/m}^3$ . Aunque se trata de una densidad energética relativamente pequeña, la energía total almacenada en una presa hidroeléctrica puede seguir siendo muy grande. Algunos sistemas muy grandes de este tipo suavizan la demanda fluctuante de las centrales eléctricas convencionales, permitiéndoles funcionar a carga constante y con una mayor eficiencia total. Las centrales nucleares en particular han necesitado este tipo de apoyo. Dado que alrededor del 15% de la potencia de entrada mantiene las turbinas/bombas girando para permitir una respuesta rápida y dado que otro 15% se pierde en fricción y distribución, se puede argumentar que el gran costo de capital de tales sistemas habría sido mejor invertido en el control de demanda. [10]

Las centrales hidroeléctricas bombeadas constituyen actualmente la mayor parte de los sistemas de almacenamiento de energía instalados para las redes eléctricas. Hay más de 100 GW de capacidad de almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo instalados en todo el mundo, mientras que las instalaciones en Japón representan alrededor de una cuarta parte de la misma. Los sistemas de almacenamiento de hidroelectricidad bombeada pueden tener tiempos de descarga que van desde varias horas hasta días y semanas. Las eficiencias típicas están entre el 75% y el 85%. También se pueden construir en una amplia gama de niveles de potencia y energía, dependiendo de los volúmenes del embalse y de la diferencia de altura entre los embalses superior e inferior. La mayor desventaja de las PHES es que sólo se pueden construir en lugares donde la geografía es adecuada. Las centrales hidroeléctricas

bombeadas a gran escala también podrían tener un gran impacto ambiental en el lugar donde se construyen.[1]

### 2.7.2 Volantes de inercia

La energía cinética de un objeto giratorio es

$$E = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (2.1)$$

donde  $I$  es el momento de inercia del objeto sobre su eje, y  $\omega$  es su velocidad angular (rad/s). En el caso más simple, la masa  $m$  se concentra en un disco de radio  $a$ , por lo que  $I = ma^2$ . Sin embargo, para un disco uniforme de la misma masa,  $I$  es menor ( $ma^2/2$ ) porque la masa más cercana al eje contribuye menos a la inercia que en el disco. [10]

Por lo tanto, a partir de (2.1) la densidad de energía de un disco uniforme se convierte en:

$$W_m = \frac{E}{m} = \frac{1}{4} a^2 \omega^2 \quad (2.2)$$

Para que un volante de inercia sea una reserva útil de energía y no sólo un dispositivo de suavizado, se deduce de (2.2) que debe girar lo más rápido posible. [10]

Sin embargo, su velocidad angular está limitada por la resistencia del material a las fuerzas centrífugas que tienden a separarlo. Para una rueda de densidad uniforme  $\rho$ , el máximo esfuerzo de tensión es:

$$\sigma^{max} = \rho \omega^2 a^2 \quad (2.3)$$

En general,  $I = Kma^2/2$  para una forma sólida en general, donde  $K$  es una constante  $\sim 1$ . [10]

Así que:

$$W_m = Ka^2 \omega^2 / 2 \quad (2.4)$$

y:

$$W_m^{max} = \frac{K \sigma^{max}}{2\rho} \quad (2.5)$$

Los materiales convencionales, como el acero, tienen pequeñas densidades de energía, relativamente. [10]

Se pueden obtener densidades de energía mucho mayores utilizando materiales ligeros compuestos de fibra, como la fibra de vidrio en resina epoxi, que tienen una mayor resistencia a la tracción  $\sigma^{max}$  y una menor densidad  $\rho$ . Para aprovechar estos materiales de la mejor manera posible, los volantes de inercia deben fabricarse con formas no convencionales y con las fibras más fuertes alineadas en dirección a la tensión máxima. Estos sistemas pueden tener densidades de energía de 0,5 MJ/kg (mejores que las baterías de plomo-ácido) o incluso mayores. [10]

Para su uso en la suavización de la demanda en grandes redes eléctricas, los volantes de inercia tienen la ventaja sobre los sistemas hidráulicos de bombeo de que pueden instalarse en cualquier lugar y ocupan poca superficie de terreno. Las unidades con un volante de inercia de 100 toneladas tendrían una capacidad de almacenamiento de unos 10 MWh. Las mayores demandas de almacenamiento probablemente se cubrirán mejor si se conectan en serie varias de estas unidades modulares "pequeñas". Los volantes de inercia también ofrecen una alternativa teórica, pero no comercialmente utilizada, a las baterías de almacenamiento para su uso en vehículos eléctricos, especialmente porque la energía en un volante de inercia puede ser repuesta más rápidamente que en una batería. [10]

Los volantes de inercia modernos pueden alcanzar hasta 20.000 rpm y eficiencias globales del 85-90%. La principal desventaja de los volantes de inercia es su tasa de autodescarga, lo que los hace inadecuados para el almacenamiento de energía a largo plazo. Por lo tanto, los volantes de inercia se utilizan principalmente en aplicaciones de respuesta rápida y a corto plazo, como la regulación de frecuencia, la energía de respaldo a corto plazo y el frenado regenerativo en vehículos eléctricos. Los volantes de inercia tienen una larga vida útil con sistemas modernos que alcanzan 20 años o 30.000 ciclos de funcionamiento.[1]

### 2.7.3 Aire comprimido

El aire puede comprimirse rápidamente y expandirse lentamente, lo que permite suavizar las grandes fluctuaciones de presión en los sistemas hidráulicos. Las densidades de energía disponibles son moderadamente grandes. Un ejemplo a pequeña escala es la bomba de ariete hidráulica. [10]

Si se dispone de una cavidad grande adecuada para almacenar el aire comprimido, se puede utilizar aire comprimido para almacenar energía en una escala útil para las compañías eléctricas (Figura 2.5). Por ejemplo, un sistema de 110 MW en Alabama (EE.UU.) utiliza una sola caverna de sal de 560.000 m<sup>3</sup>, diseñada para operar entre 45 y 74 bar, y puede suministrar su potencia nominal durante 26 horas. La energía se recupera mediante el uso de aire comprimido en una turbina de gas modificada, que tiene una eficiencia superior a la normal porque su suministro de aire está pre comprimido. [10]

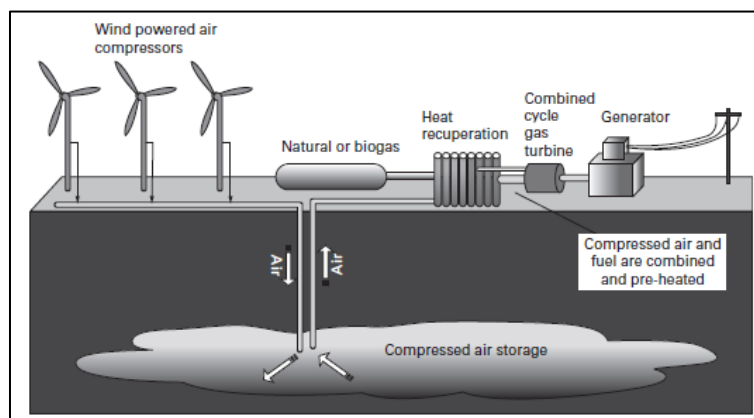


Figura 2.5. Sistema de almacenamiento de aire comprimido [10]

Para los sistemas que funcionan en condiciones menos ideales, la energía almacenada por unidad de volumen,  $W_v$  será menor, pero de magnitud similar. Una de las mayores dificultades es reducir la pérdida de energía debido a la producción de calor durante la compresión. Kreith y

Kreider (2011) ofrecen una descripción más detallada de los aspectos de ingeniería de dichos sistemas. [10]

#### **2.7.4 Almacenamiento eléctrico de alta potencia**

Un sistema de almacenamiento de energía electromagnética por superconducción (SMES) es un dispositivo para almacenar y descargar muy rápidamente grandes cantidades de energía eléctrica (por ejemplo, 10 MW en  $\sim 1$  s). Almacena energía en el campo magnético creado por el flujo de DC en una bobina de material superconductor que ha sido enfriada criogénicamente a  $\sim 4$  °K. A temperaturas tan bajas, ciertos materiales tienen esencialmente una resistencia cero a la corriente eléctrica y pueden mantener una corriente DC durante años sin pérdidas apreciables. Los sistemas SMES se utilizan desde hace algunos años para mejorar la calidad de la energía industrial y para proporcionar un servicio de primera calidad a los usuarios de electricidad que son particularmente vulnerables a las fluctuaciones de voltaje. Un SMES se recarga en minutos y puede repetir el ciclo de carga/descarga miles de veces sin que el imán se degrade. Aunque ha habido propuestas para utilizar el SMES de forma más general para almacenar grandes cantidades de energía eléctrica, el costo parece ser prohibitivo. [10]

El material más típico utilizado para las bobinas superconductoras es el niobio, que suele alearse con estaño o titanio para fabricar bobinas superconductoras. La bobina superconductora se coloca en un recipiente aislado al vacío y se enfría a temperaturas muy bajas utilizando helio líquido para que alcance su etapa superconductora. Se utilizan equipos electrónicos para realizar conversiones AC/DC y para cargar y descargar la bobina. [1]

Aunque las pérdidas eléctricas en el sistema son bastante bajas, la energía consumida en el proceso de enfriamiento reduce la eficiencia de los sistemas SMES. A pesar de la investigación en curso en el campo de los materiales superconductores de alta temperatura, que no requerirían un enfriamiento extremo y que pueden enfriarse utilizando nitrógeno líquido, no hay ninguna unidad disponible en el mercado hasta la fecha. [1]

Se están desarrollando otros sistemas grandes con respuesta rápida para usos de acondicionamiento de energía similares. En particular, los condensadores electroquímicos (ECs) almacenan energía eléctrica en los dos condensadores en serie que existen en la doble capa eléctrica (EDL) en la interfaz de cada electrodo y la solución electrolítica. La distancia a lo largo de la cual se produce la separación de la carga es de sólo unos pocos angstroms. La capacitancia y la densidad de energía de estos dispositivos son miles de veces mayores que las de los condensadores electrolíticos "estándar". En comparación con las baterías de plomo-ácido, los ECs tienen menos densidad de energía, pero pueden ser utilizados decenas de miles de ciclos y son mucho más funcionales que las baterías (capacidad de carga y descarga rápida). Mientras que los pequeños condensadores electroquímicos son una tecnología bastante madura, los productos con mayores densidades de energía están todavía en desarrollo. [10]

Los condensadores eléctricos de doble capa (también conocidos como supercondensadores) tienen capacitancias muy altas en comparación con los condensadores tradicionales. Esta propiedad se consigue mediante la utilización de un material electrolítico, que crea las capas electroquímicas dobles (capas de Helmholtz) entre los dos electrodos de un condensador. Así que, en los condensadores de doble capa, un electrolito toma el lugar del clásico dieléctrico en los condensadores regulares y forma las capas dobles. Debido a la existencia de capas dobles, un supercondensador puede considerarse como dos condensadores en serie con una



resistencia en serie entre ellos. Esta resistencia en serie representa la resistencia iónica del electrolito. Para alcanzar altas capacidades, deben estar disponibles grandes superficies de electrodos. El carbón activado se utiliza a menudo como material del electrodo.[1]

Los condensadores de doble capa son adecuados para aplicaciones de respuesta rápida, a corto plazo (desde milisegundos hasta algunos minutos), debido a su alta potencia, pero baja capacidad de energía. Se utilizan principalmente para aplicaciones que requieren picos de alta potencia en intervalos de tiempo cortos, como sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS) y frenado regenerativo en vehículos eléctricos. [1]

## 2.8 Baterías electroquímicas

La electricidad es una forma de energía de alta calidad, por lo que se ha hecho un gran esfuerzo para encontrar un medio barato y eficiente para almacenarla. Un dispositivo que tiene electricidad como entrada y salida se denomina batería (eléctrica) de almacenamiento u, ocasionalmente, "acumulador" eléctrico. Las baterías son un componente esencial de la mayoría de los sistemas de energía autónomos (especialmente en la generación fotovoltaica y eólica pequeña), de los sistemas de energía de emergencia y de reserva, y de los vehículos eléctricos. [10]

Las baterías son dispositivos electroquímicos diseñados para almacenar energía eléctrica. La tecnología de las baterías existe desde hace más de un siglo. Aunque las primeras baterías modernas fueron inventadas por Luigi Galvani en 1780 (celda galvánica) y por Alessandro Volta en 1800 (celda voltaica), algunos artefactos históricos como la batería de Bagdad sugieren que podría haber intentos anteriores de almacenar electricidad utilizando baterías primitivas o dispositivos como baterías.[1]

Una celda de batería consiste esencialmente de dos electrodos y un electrolito. Los electrodos almacenan los electrones a través de reacciones electroquímicas mientras que el electrolito actúa como medio, lo que permite las reacciones de reducción y oxidación en los electrodos positivos y negativos por transferencia de iones. A medida que los iones fluyen a través del electrolito de un electrodo al otro, los electrones liberados fluyen a través de un circuito externo para generar corriente eléctrica y suministrar una carga. En las celdas secundarias (o recargables), las reacciones electroquímicas que tienen lugar durante la descarga pueden invertirse suministrando una corriente continua a los electrodos y la energía eléctrica puede restablecerse en la batería. La Figura 2.6 muestra el principio básico de una celda electroquímica durante la descarga y la carga. [1]

Existen varios tipos de baterías, dependiendo de su composición química, basadas en los materiales de electrodos y electrolitos utilizados. Las tecnologías de baterías secundarias más comúnmente utilizadas se describen a continuación, con un enfoque especial en la batería de flujo redox de vanadio, objetivo principal de este trabajo. [1]

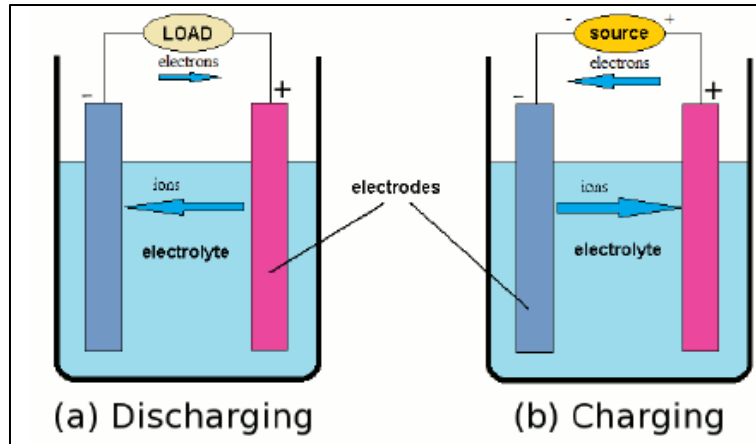


Figura 2.6. Principio de funcionamiento de una celda electroquímica [1]

### 2.8.1 Batería de Níquel – Cadmio

Las baterías de níquel-cadmio (NiCd) utilizan hidróxido de óxido de níquel (NiOOH) y cadmio metálico como electrodos. El material electrolítico suele ser hidróxido de potasio (KOH). Las baterías de NiCd tienen un voltaje nominal de aproximadamente 1,25 V por celda y su densidad de energía gravimétrica varía entre 45 y 80 Wh/kg. Las principales ventajas de las baterías de NiCd incluyen una larga vida útil, tolerancia a las descargas profundas y altas corrientes de descarga. Han sido ampliamente utilizadas para aplicaciones de electrónica de consumo en la década de 1990, pero recientemente han sido reemplazadas por tecnologías de NiMH y Li-ion debido a algunas desventajas como el efecto memoria, la toxicidad del cadmio y las altas tasas de autodescarga. [1]

### 2.8.2 Batería de Níquel – Hidruro Metálico

La batería de níquel-hidruro metálico (NiMH) es químicamente similar a una batería de NiCd, también usando un electrodo de NiOOH y un electrolito de KOH. Sin embargo, el segundo electrodo de una celda de NiMH es una aleación que absorbe hidrógeno en lugar de cadmio. Esto hace que las baterías de NiMH sean más amigables con el medio ambiente. Además, tienen densidades de energía gravimétrica más altas, que oscilan entre 60 y 120 Wh/kg. Tienen una tensión de celda de 1,25 V similar a la de las baterías de NiCd y su tolerancia a la sobrecarga también es alta. Sin embargo, tienen una mayor tasa de autodescarga y un ciclo de vida más corto que la tecnología NiCd. [1]

### 2.8.3 Batería de Plomo – Ácido

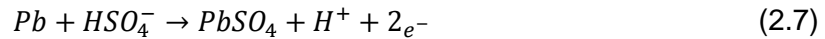
Aunque muchas reacciones electroquímicas son reversibles teóricamente, pocas son adecuadas para una batería de almacenamiento práctica, que tendrá que circular cientos de veces entre corrientes de carga y descarga de 1 a 100 A o más. La batería de almacenamiento más utilizada es la batería de plomo-ácido, inventada por Planté en 1860 y desarrollada continuamente desde entonces. [10]

Esta batería se construye a partir de celdas, una de las cuales se muestra esquemáticamente en la Figura 2.7. Como en todas las celdas electroquímicas, hay dos electrodos 'placas' sumergidas en una solución conductora (electrolito). En este caso, los electrodos se presentan en forma de rejillas que contienen, pastas de plomo y dióxido de plomo, respectivamente; las pastas se fabrican a partir de polvos para aumentar la superficie en forma "esponjosa". Los electrodos en forma de tubos proporcionan una resistencia mecánica añadida y resisten el "

desprendimiento " (ver más adelante), por lo que son adecuados para descarga profunda. El electrolito es ácido sulfúrico, que se ioniza de la siguiente manera: [10]



Durante la descarga, la reacción en el electrodo negativo es:



El plomo esponjoso (Pb) se oxida a  $Pb^{2+}$ , que se deposita como cristales de  $PbSO_4$ . El sulfato de menor densidad sustituye a la pasta de plomo en la placa y, al tener una forma molecular mayor, provoca una expansión mecánica. [10]

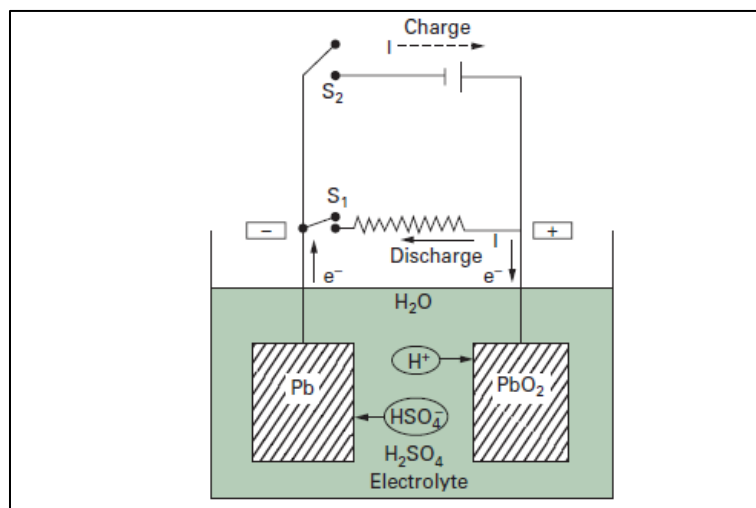


Figura 2.7. Diagrama esquemático de la celda de plomo-ácido. [10]

Los electrones así liberados viajan a través del circuito externo al electrodo positivo, donde contribuyen a la reacción:



Por lo tanto,  $PbSO_4$  reemplaza el  $PbO_2$  en esa placa, con efectos mecánicos similares, pero menos disruptivos que en la placa negativa. La corriente eléctrica a través de la solución es transportada por los iones  $H^+$  y  $HSO_4^-$  del electrolito de ácido sulfúrico, los cuales a su vez participan en las reacciones de la placa. Las 'celdas gelificadas' transportables tienen este electrolito inmovilizado en sílice pirogénica, con el separador de estera de vidrio fibroso que proporciona caminos de gas abiertos para la liberación de hidrógeno y oxígeno en sobrecarga. Aunque esto los hace relativamente caros, su uso y transporte son más seguros, ya que no hay peligro de que se derrame ácido sulfúrico altamente corrosivo y no requieren mantenimiento. [10]



Conociendo las reacciones involucradas y los correspondientes potenciales de electrodos estándar (indicados en tablas químicas), se puede calcular la densidad de energía teórica de cualquier batería propuesta. [10]

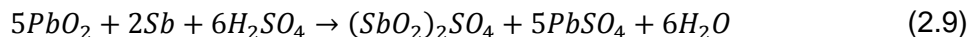
Desafortunadamente, la densidad de energía  $W_m$  de cualquier batería práctica es siempre mucho menor que el valor teórico  $W_m^{(0)}$  basado en la masa activa total, como se explica a continuación para baterías de plomo-ácido. Por lo tanto, la mayoría de las baterías comerciales tienen un  $W_m$  de  $\sim 0.15 W_m^{(0)}$ , aunque se puede esperar razonablemente que los diseños más cuidadosos (y más caros) alcancen densidades de energía de hasta el 25% de los valores teóricos. [10]

En el caso específico de la batería de plomo-ácido, las principales razones del "bajo rendimiento" son las siguientes:

1. Una batería en funcionamiento contiene necesariamente materiales inactivos (por ejemplo, la carcasa), los separadores (que impiden que los electrodos se cortocircuiten) y el agua en la que se disuelve el ácido. Además, la concentración de ácido no debe ser demasiado grande, ya que la batería se descargaría sola. Dado que la masa del contenido real de la batería supera la masa de los ingredientes activos, la densidad de energía basada en la masa de toda la batería es menor que el valor teórico basado sólo en la masa activa. Sin embargo, este factor no es de gran importancia para las baterías estacionarias. [10]
2. No se puede permitir que las reacciones lleguen a su fin. Si todo el plomo se consumiera por reacción (Ecuación 2.7) no quedaría ningún electrodo para que funcione la reacción inversa, es decir, la batería no podría ser cíclica. Del mismo modo, si se permite que la concentración de  $H_2SO_4$  se reduzca demasiado, el electrolito deja de ser un conductor adecuado. En la práctica, a muchos tipos de baterías no se les debe permitir descargar más del 50% del total de la energía potencial almacenada, o pueden arruinarse. Sin embargo, las baterías especialmente diseñadas permiten una 'descarga profunda' superior al 50%. [10]

Otra limitación de las baterías reales es que no duran para siempre. El Pb sólido es casi el doble de denso que el  $PbSO_4$  encontrado en la reacción de descarga (Ecuación 2.7). Por lo tanto, es difícil colocar los cristales de  $PbSO_4$  en el espacio ocupado originalmente por la pasta de Pb en el electrodo negativo. Después de muchos ciclos de carga/descarga, la repetida expansión y contracción hace que el material de la placa y algo de  $PbSO_4$  caigan al fondo de la celda. Esto constituye una pérdida irreversible de material activo. Esta pérdida es peor si se permite que la batería se descargue completamente; de hecho, puede que rápidamente sea imposible recargar la batería. Además, el material del "desprendimiento" puede proporcionar una conexión eléctricamente conductora entre las placas, aumentando así la "autodescarga". Las baterías de almacenamiento deben tener un espacio generoso debajo de las placas para que los residuos puedan acumularse sin provocar un cortocircuito en los electrodos. [10]

El otro factor principal que limita la vida útil de una batería bien mantenida es la autodescarga del electrodo positivo. Esto es especialmente grave en las baterías SLI (arranque, iluminación e ignición) de vehículos en los que la rejilla no es de Pb puro, sino que suele ser una aleación de plomo-antimonio-calcio. Las placas de electrodos con antimonio son físicamente más fuertes y más capaces de soportar las tensiones mecánicas durante el movimiento. Desafortunadamente el antimonio promueve la reacción:



Que también elimina lenta pero irreversiblemente el material activo de la batería. Por lo tanto, las baterías diseñadas para su uso en vehículos de motor no suelen tener un buen rendimiento en sistemas fotovoltaicos y de energía eólica. Las baterías para aplicaciones estacionarias (por ejemplo, sistemas de iluminación fotovoltaica) pueden utilizar placas libres de Sb y tener una vida útil más larga (normalmente de al menos 8 años y quizás hasta 20 años), pero sólo si se cargan de forma controlada y si no se descargan de forma excesiva y frecuente. [10]

El rendimiento de una batería depende de la corriente a la que se carga y descarga, y de la profundidad a la que se descarga regularmente. La Figura 2.8(a) muestra las características de descarga de una batería típica de plomo ácido para automóviles. Su capacidad nominal es  $Q_{20} = 100$  Ah, que es la carga que se puede extraer si se descarga a una corriente constante durante 20 horas (normalmente denominada  $I_{20}$ ). El voltaje por celda de una batería nueva durante esta descarga debe disminuir sólo ligeramente, de 2,07 V a 1,97 V, mientras el primer 60% de  $Q_{20}$  se descarga. Esta descarga elimina los iones  $HSO_4^-$  densos de la solución electrolítica y los almacena como  $PbSO_4$  sólido en los electrodos, mediante reacciones (Ecuación 2.7) y (Ecuación 2.8), reduciendo así la densidad de la solución electrolítica como se muestra en la Figura 2.8(c). Por lo tanto, la densidad del "ácido de la batería", medida con un hidrómetro, puede utilizarse como medida del estado de carga de la batería. Si la misma batería se descarga entre los mismos voltajes durante aproximadamente una hora, su voltaje cae mucho más bruscamente, y la carga total que se puede extraer de ella puede ser sólo de alrededor de 0,5  $Q_{20}$ . Esto se debe a que la velocidad de reacción de los electrodos está limitada por la velocidad a la que los reactivos se pueden difundir en contacto entre sí. Una rápida acumulación de productos de reacción (especialmente  $PbSO_4$ ) puede bloquear este contacto. Además, la resistencia interna a través de esta capa de  $PbSO_4$  reduce el voltaje disponible en la celda. [10]

En la Fig. 2.8(b) se muestra un conjunto de características de carga para la misma batería. Para iniciar la carga, se requiere una EMF de al menos 2,1 V por celda. El voltaje requerido inicialmente aumenta lentamente, pero aumenta rápidamente a unos 2,6 V por celda a medida que la batería se acerca a la carga completa (si se mantiene una corriente de carga constante). Esto se debe a que el agua en la celda comienza a electrolizarse. [10]

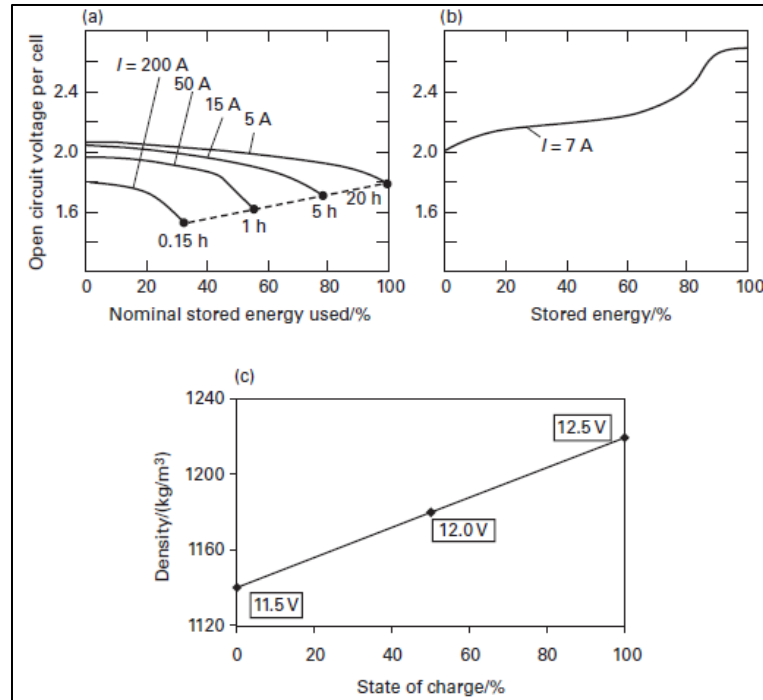


Figura 2.8. Características operacionales de una batería de plomo-ácido típica. [10]

Cuando la celda está sobrecargada, se libera gas  $H_2$ . Este "burbujeo" puede beneficiar a la batería mezclando el electrolito y reduciendo así la estratificación de la batería; de hecho, sofisticados controladores de carga se encargan de que esto suceda periódicamente. Sin embargo, la excesiva liberación de gas de la electrólisis requiere que el electrolito se rellene con agua destilada, y el  $H_2$  emitido puede producir una mezcla explosiva con aire, por lo que tiene que ser evacuado por los conductos. Las baterías selladas - a veces vendidas como "sin mantenimiento" - tienen un catalizador en la parte superior de la batería sobre el cual el hidrógeno electrólisis puede combinarse con oxígeno para reformar el agua dentro de la carcasa de la batería, de modo que no es necesario "rellenar" el electrolito con agua destilada. La sobrecarga extrema puede causar daños mecánicos dentro de la celda y puede elevar la concentración de ácido hasta el punto en que los iones no son lo suficientemente móviles como para permitir que la batería funcione. Muchos ciclos de carga y descarga suaves (por ejemplo, en sistemas fotovoltaicos pequeños) hacen que se desarrollen grandes cristales de  $PbSO_4$  dentro de las placas y eliminan eficazmente la materia activa, además de causar daños mecánicos. En tales condiciones, una descarga profunda ocasional puede reactivar la batería. [10]

La lección general es que el control de carga/descarga es esencial para una larga vida útil de la batería; por lo menos la carga a voltaje constante y, en el mejor de los casos, tener un controlador sofisticado que permita burbujas de desestratificación ocasionales, corrientes de carga y descarga controladas, cortes de voltaje y, quizás, descargas profundas ocasionales. Una buena batería tiene una impedancia interna extremadamente pequeña ( $<0.1 \Omega$ ) y es capaz de suministrar grandes corrientes a alta frecuencia. La "capacidad de faradio" es muy pequeña, a pesar de que la "capacidad de carga" es grande, no hay que confundir los dos significados distintos de la palabra "capacidad". [10]

El desarrollo de baterías mejoradas de plomo-ácido continúa, produciendo una variedad de modelos con un rendimiento optimizado para diferentes aplicaciones, en términos de fiabilidad, larga vida útil, coste, relación potencia/peso, etc. Los desarrollos clave de las últimas décadas incluyen: polipropileno para carcasas inertes a prueba de fugas; tecnología de 'fibra de vidrio absorbente' para separadores de placas; baterías de plomo-ácido reguladas por válvulas (selladas para evitar la entrada de aire, pero que permiten que escape el exceso de gas, y que tienen una reforma interna de sobrecarga de hidrógeno y oxígeno electrolizados); una amplia gama de 'recetas' con aditivos de baja concentración para placas y separadores especializados; y carga controlada electrónicamente. [10]

#### 2.8.4 Baterías basadas en Litio

También está activo el desarrollo de otros sistemas electroquímicos para baterías de almacenamiento. El principal factor que contribuye a la relativamente pequeña densidad de energía de una batería de plomo-ácido es el gran peso atómico del plomo (207). Esto ha impulsado el desarrollo activo de baterías basadas en elementos más ligeros, en particular el litio (Li, peso atómico 7), especialmente para aplicaciones en las que el peso es una limitación mayor que el coste, en particular para los vehículos eléctricos. [10]

Las modernas baterías de litio no utilizan el litio metálico como tal, ya que se enciende fácilmente y reacciona de forma violenta con el agua. En cambio, el litio se combina con otros elementos en compuestos más benignos que no reaccionan con el agua. La típica celda de iones de litio utiliza carbono para su ánodo y un compuesto como el dióxido de cobalto de litio o el fosfato de hierro de litio como cátodo. Los iones de litio se intercalan en el electrodo positivo en estado de descarga y en el electrodo negativo en estado de carga, y se mueven de uno a otro a través del electrolito. El electrolito se basa generalmente en una sal de litio en un disolvente orgánico. [10]

La batería de iones de litio tiene un voltaje nominal de celda en el rango de 3.2-3.6 V, dependiendo de la química exacta y de las densidades de energía de hasta 190 Wh/kg (aunque los números más típicos están en el rango de 100-150 Wh/kg). Además, las baterías de iones de litio tienen una larga vida útil y son adecuadas para funcionar en cualquier SOC sin que su vida útil se vea afectada de forma significativa. Las baterías de iones de litio pueden fabricarse con una amplia gama de materiales de electrodos. Los materiales más utilizados para el electrodo positivo son el dióxido de cobalto de litio ( $\text{LiCoO}_2$ ), el óxido de manganeso de litio ( $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ ) y el fosfato de hierro de litio ( $\text{LiFePO}_4$ ). El grafito es el material más común para el electrodo negativo. El material electrolítico de las baterías de iones de litio suele ser una sal de litio en un disolvente orgánico.[1]

Las baterías de iones de litio dominan actualmente el mercado de la electrónica de consumo, ya que han demostrado ser superiores en aplicaciones de bajo consumo. Sin embargo, se enfrentan a obstáculos para penetrar en el mercado de las aplicaciones de alta potencia, como las baterías de los vehículos eléctricos o las aplicaciones de la red eléctrica. El principal obstáculo al que se enfrentan es su elevado coste de capital, de unos 600 USD/kWh. Se espera que los precios de las baterías de iones de litio disminuyan a medida que el mercado de los vehículos eléctricos (VE) alcance un estado más maduro y más fabricantes saquen a la venta sus modelos de VE equipados con baterías de iones de litio. Otro problema con las baterías de iones de litio son sus altos requisitos de seguridad. Para el funcionamiento con baterías de iones de litio se requieren complejos sistemas eléctricos y térmicos de gestión de

baterías, ya que las baterías de litio pueden incendiarse o explotar debido a fugas térmicas debidas a sobrecargas o rupturas. [1]

Sin embargo, el Li es un elemento bastante raro, y las baterías para incluso un solo EV obviamente requieren mucho más Li que las de cientos de ordenadores portátiles. Por lo tanto, existe el peligro de que el uso generalizado de vehículos eléctricos que utilizan baterías de litio sea limitado en cuanto a recursos y, por lo tanto, en cuanto al precio. Este factor es un incentivo importante para el desarrollo de otros nuevos tipos de baterías. [10]

### **2.8.5 Baterías de Sodio – Azufre**

La batería de sodio azufre es un tipo de batería de alta temperatura, que funciona a 290-380C. Tiene azufre en el electrodo positivo y sodio en el negativo, ambos en estado fundido. Una membrana de electrolito sólido de beta-alúmina (BASE) separa los electrodos entre sí al mismo tiempo que actúa como medio de transferencia de iones. Las baterías de azufre y sodio tienen un voltaje de celda de aproximadamente 2 V. Ya se han utilizado con éxito para aplicaciones estacionarias y móviles en el pasado y aunque esta tecnología ha perdido su popularidad para aplicaciones móviles, la investigación y el desarrollo para aplicaciones estacionarias todavía continúa. Japón lidera la investigación en esta tecnología y en este país se han instalado más de 20 MW de capacidad.[1]

### **2.8.6 Baterías de Metal – Aire**

La tecnología de baterías de metal-aire se considera como una perspectiva de futuro para el almacenamiento de energía eléctrica. Funciona según el principio de que el material metálico del cátodo es oxidado por el aire en el lado del ánodo. El electrolito conductor de iones es una sal del metal utilizado para el electrodo. El zinc, el aluminio y el litio son metales altamente considerados para este tipo de baterías debido a su alto potencial electroquímico. [1]

Existen ciertas dificultades, principalmente en la recarga, pero también en el funcionamiento de las baterías de metal-aire. Los principales obstáculos son los problemas de estabilidad de los electrolitos y las tensiones mecánicas resultantes de la deposición del material del electrodo durante el funcionamiento. Aunque se ha investigado la utilización de líquidos iónicos más estables como material electrolítico, esto aumentaría significativamente los costes. Aunque las baterías no recargables de zinc-aire ya se comercializan para aplicaciones de bajo consumo, es necesario seguir investigando para introducir en el mercado las baterías recargables de metal-aire. [1]

### **2.8.7 Batería de flujo (FBESS o RFB)**

Las baterías de flujo son una tecnología todavía joven. Una batería de flujo es un tipo de batería secundaria o recargable en la que uno o ambos reactivos son líquidos almacenados en tanques externos y fluyen a través de una celda electroquímica formada por electrodos y estructuras separadoras. La celda es el componente de una batería de flujo donde se producen las reacciones químicas de carga y descarga, y producidas en un conjunto de celdas conectadas en serie y/o en paralelo, con el fin de alcanzar el voltaje deseado. El material electrolítico almacenado en tanques externos se bombea a través de la celda con la ayuda de bombas. El electrolito reactivo regresa al tanque en un sistema de circuito cerrado, pero en un estado químico diferente. Los electrodos se conectan a placas conductoras bipolares que actúan como colectores de corriente. Están separados por una membrana de intercambio iónico, que permite que los iones se crucen de un lado a otro durante una reacción de carga o



descarga, a la vez que evita la mezcla de electrolitos positivos y negativos y cortocircuitos eléctricos. [1][16]

A nivel comercial se dispone de varios tipos de baterías de flujo, incluyendo: batería de flujo redox de vanadio (VFRB), batería de bromo de zinc (ZBB) y batería de bromuro de polisulfuro (PSB). Su funcionamiento se basa en las reacciones de reducción y oxidación de las soluciones electrolíticas, este tipo de baterías también se denominan baterías de flujo redox. [16]

El esquema de este principio se presenta en la Figura 2.9. Durante la carga, el electrolito A sufre una oxidación en el ánodo, y el electrolito B una reducción en el cátodo. Durante el ciclo de descarga, se produce el proceso de manera inversa. [16]

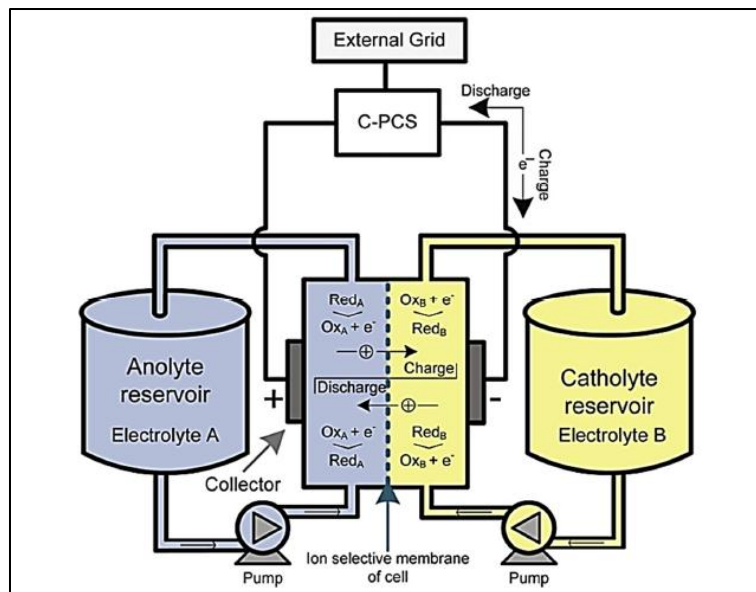


Figura 2.9. Principio de funcionamiento del sistema de almacenamiento de energía en baterías de flujo [4]

Entre sus ventajas está su fácil escalabilidad, que depende directamente de la cantidad de electrolito que almacena, esto reduce su costo de instalación. Esto produce una independencia entre su capacidad energética y su capacidad de potencia, ya que esta última depende del número de celdas en serie y de las características físicas (superficie) de los electrodos. Sin embargo, el costo de operación es considerable, ya que incluye el control del flujo del electrolito y el sistema de bombeo. Con este criterio, las ZBB tienen menor rendimiento que las PSB y VFRB al necesitar una tercera bomba para recircular los complejos de bromo. [16]

Estas baterías también tienen la capacidad de descarga profunda sin ningún daño, además de una autodescarga muy baja, propiedad que tienen gracias a que los electrolitos se almacenan en tanques cerrados y por separado. Todo esto las provee de una vida útil muy larga con poca necesidad de mantenimiento, además de una capacidad de almacenamiento energético de larga duración. [16]

### 2.8.7.1 Batería de flujo de Zinc – Bromo (PBC)

En estas baterías, se utilizan soluciones acuosas basadas en Zn y Br con el mismo principio de funcionamiento general descrito anteriormente. Durante la descarga los iones Bromuro  $\text{Br}^-$  se

convierten a bromo  $\text{Br}_3^-$  en el cátodo, que al reaccionar con otras aminas orgánicas produce aceite de bromo espeso que se hunde en el fondo del tanque. En el ánodo, los iones de Zinc positivos  $\text{Zn}^{2+}$  se convierten en Zn metálico. Durante la carga de la batería, se dan las reacciones inversas. Los electrodos de la celda se constituyen por un compuesto de carbono-plástico y separados por una membrana de poliolefina micro porosa. [16]

Entre las principales características inherentes a esta tecnología están:

- Gran capacidad de almacenamiento de energía con mínima o prácticamente nula autodescarga. [16]
- Alta energía específica en el rango de 75-85 Wh/Kg, siendo dos o tres veces mayor a las baterías de plomo-ácido.[16]
- Eficiencias entre 75-85% con un tiempo de vida de 2000 ciclos completos del 100% de su profundidad de descarga (DoD) sin sufrir daños. [16]

Amigables con el medio ambiente, básicamente hechas de plástico reciclado, resultando en producción barata y alta capacidad de reciclaje. [16]

### 2.8.7.2 Batería de flujo de Polisulfuro – Bromuro (PSB)

Se conocen como celdas de combustible regenerativo o Regenesys, y usa electrolitos a base de sal: bromuro de sodio (NaBr) y polisulfuro de sodio ( $\text{Na}_2\text{S}_x$ ). Durante la carga, en el cátodo los iones de Bromuro ( $\text{Br}^-$ ) se convierten en iones tribromuro ( $\text{Br}_3^-$ ), mientras que en el ánodo las partículas ( $\text{S}_4^{2-}$ ) se reducen a iones sulfuro ( $\text{S}_2^{2-}$ ). Las reacciones inversas suceden durante la descarga de la batería. [16]

Su auto-descarga es despreciable, lo que la hace apta para almacenar energía por largos periodos de tiempo. Los químicos que necesita esta batería abundan en la naturaleza, y sus costos son accesibles. Sin embargo, el riesgo que presenta esta batería es en el caso que exista una falla en el tanque, se expulsarían gases tóxicos de bromo. [16]

### 2.8.7.3 Batería de flujo redox de Vanadio (VRFB)

#### 2.8.7.3.1 Historia

El inicio del desarrollo de las baterías de flujo redox se dio por parte de la NASA en la década de 1970 y posteriormente por el Laboratorio Electro Técnico (ETL por sus siglas en inglés) en Japón. La Figura 2.10 presenta una línea de tiempo del desarrollo de las baterías de flujo hasta 2012, donde se puede observar que el uso de electrolito de vanadio en ambas mitades de la celda se dio en 1978, y su estudio se retomó en 1985 en la Universidad de Nueva Gales del Sur (UNSW en Sydney, Australia) que la patentaría en 1986.[16]

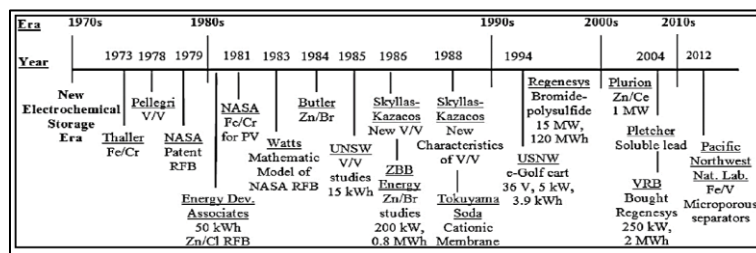


Figura 2.10. Evolución de la investigación de baterías de flujo redox hasta 2012 [16]

A pesar del desarrollo e investigación sobre el uso de vanadio en baterías por autores como Pissort, la NASA y por Pellegri y Spaziante hasta 1978, la primera demostración exitosa conocida de emplear vanadio en una solución de ácido sulfúrico en cada media celda llegó por parte de Maria Skyllas-Kazacos y colaboradores de trabajo en la UNSW, en la década de 1980. [16]

### 2.8.7.3.2 Descripción general de la VRFB

El uso de pares redox de vanadio disueltos en mezclas de ácido sulfúrico por parte de la VRFB, elimina el riesgo de contaminación por difusión de iones de un lado de la membrana a otro. Esto resulta en un electrolito con una vida útil prácticamente infinita. La VRFB dispone de su electrolito (capacidad energética) dentro de dos tanques cerrados y separados entre sí, uno positivo (anódico) y otro negativo (catódico), que contienen soluciones de ácido sulfúrico. En el depósito anódico el electrolito se forma por  $V^{4+}$  o  $V^{5+}$ , mientras que en el depósito catódico se utilizan  $V^{2+}$  o  $V^{3+}$ . [16]

Al tener lugar una reacción electroquímica, los electrodos de carbono permiten el flujo de electrones a través de la carga, y se logra el equilibrio eléctrico por medio de la migración de un ion de hidrógeno a través de la membrana que separa los dos electrolitos. Debido a que los productos de las reacciones químicas permanecen disueltos en los electrolitos, el proceso inverso lleva las soluciones a su estado inicial. No existe riesgo de contaminación cruzada de los electrolitos, pues ambos contienen el mismo tipo de ion metálico. Independientemente de la densidad de corriente con la que se cargue la VRFB, su máximo es de  $100 \text{ mA/cm}^2$ , esto evita la generación de burbujas que fluyen hacia el reservorio del lado negativo de la celda, lo que significa que han ocurrido reacciones secundarias. [16]

Las características principales del sistema VRFB son:

- Larga vida útil (15-20 años) con más de 1000 ciclos completos y capacidad de descarga profunda (DoD del 100%) sin presentar daño alguno. A pesar de que el electrolito no necesita mantenimiento especial, la membrana debería ser reemplazada cada 5 años. [16]
- Eficiencias máximas de alrededor de 78%, que significa bajo costo para almacenar gran cantidad de energía durante largos periodos de tiempo. [16]
- A medida que aumenta la capacidad energética del sistema, el costo por kWh disminuye. [16]
- Entre sus puntos desfavorables se encuentran su baja energía específica (alrededor de 25-35 Wh/Kg) y densidad de energía (20-33 Wh/l), que supone una limitación para estos sistemas, además de un sistema eléctrico y de control costoso y complejo. [16]

El uso de las VRFB está actualmente limitado a aplicaciones estacionarias. [16]

### 2.8.7.3.3 Electroquímica de la VRFB

Una VRFB se basa en los cuatro posibles estados de oxidación del vanadio, que son  $V^{2+}$ ,  $V^{3+}$ ,  $V^{4+}$  y  $V^{5+}$ . Como puede verse en la Figura 2.11,  $V^{2+}$  se oxida en  $V^{3+}$  y  $V^{5+}$  se reduce a  $V^{4+}$  durante la descarga, mientras que las reacciones opuestas de oxidación y reducción tienen lugar durante la carga. [1]

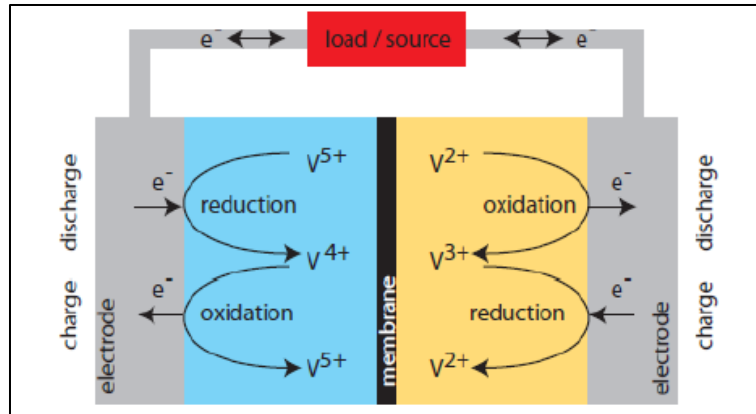
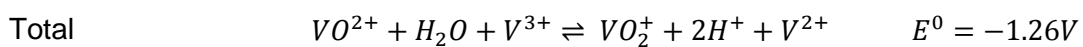
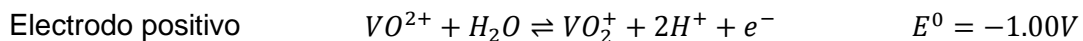
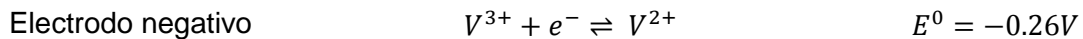


Figura 2.11. Reacciones de la VRFB durante la carga y la descarga [1]

La VRFB almacena y libera energía utilizando la química redox en un medio ácido entre iones de vanadio en diferentes estados de oxidación (cátodo:  $V^{5+} \leftrightarrow V^{4+}$ ; ánodo:  $V^{2+} \leftrightarrow V^{3+}$ ). Los electrolitos son inyectados a la celda desde tanques de almacenamiento externos mediante equipos de bombeo. La potencia de salida, determinada por la unidad de conversión (stack de celdas) y la capacidad de energía, definida por el tamaño de los depósitos de electrolito, no están relacionadas entre sí, lo que proporciona a la VRFB un alto grado de flexibilidad de diseño. [1]

Las siguientes reacciones tienen lugar en cada media celda de una celda de flujo redox de vanadio. Cabe señalar que ambos tanques de electrolitos se llenan con iones de vanadio en diferentes estados de oxidación y se disuelven en una solución de ácido sulfúrico.[1]



Ventajas de la química redox de vanadio:

Durante el estado de descarga, tanto el electrolito positivo como el negativo son prácticamente iguales. De este modo, la migración de iones de un electrolito a otro a través de la membrana no provoca contaminación. Los iones de los dos electrolitos se encuentran en diferentes estados de valencia cuando los electrolitos se cargan, y si se mezclan causarían una autodescarga; por esta razón, todavía se requiere una membrana de intercambio iónico entre las dos celdas.[16]

Los electrolitos basados en haluros (compuestos binarios, de los cuales una parte es un átomo halógeno y la otra es un elemento, catión o grupo funcional menos electronegativo que el halógeno) utilizados en otras tecnologías de baterías de flujo tienen la posibilidad de liberar vapores tóxicos o corrosivos cuando se cargan o descargan. El electrolito a base de ácido sulfúrico utilizado en las baterías de flujo de vanadio redox no tiene ese riesgo. [16]

#### 2.8.7.3.4 Constitución de la VRFB

Un esquema general se presenta en la Figura 2.12, la cual muestra de manera completa y sencilla el sistema de una VRFB.

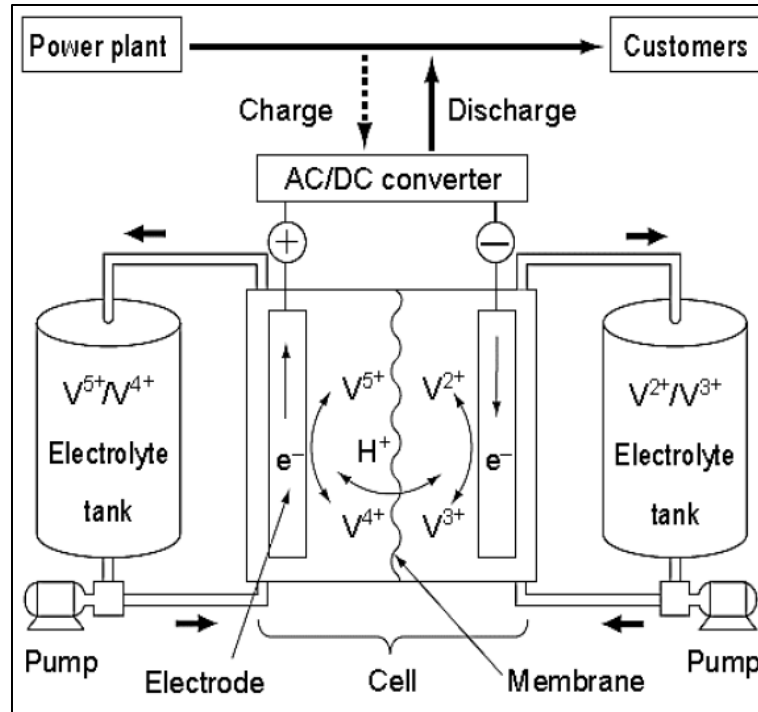


Figura 2.12. Esquema de construcción de la VRFB[16]

#### 2.8.7.3.4.1 Celda y pila (stack)

La celda consta de dos medias celdas, cada una provista de un electrodo sólido en contacto con el electrolito líquido. Las reacciones de carga y descarga se dan en la superficie de los electrodos sólidos. Entre las dos mitades de la celda se encuentra una membrana de intercambio iónico, que permite a los protones migrar entre celdas y otros reactivos o productos de reacción no.[16]

El almacenamiento de los electrolitos se realiza en tanques separados y su bombeo a la celda mediante bombas externas. La concentración de las especies de vanadio en cada electrolito y el volumen de los depósitos determinan el total de energía almacenada en el sistema. [16]

La velocidad de reacción de las especies de vanadio en cada electrodo determina la alimentación del sistema. Los iones de vanadio deben ser adsorbidos en la superficie de los electrodos antes de que puedan cambiar sus estados de valencia, por lo que las tasas de reacción están limitadas por la superficie total de los electrodos. Cuanto más grandes son los electrodos, mayor es la cantidad de iones de vanadio que pueden reaccionar en un momento dado y mayor es la potencia obtenida. [16]

En la práctica, las baterías de vanadio redox se construyen apilando varias celdas en serie para formar una pila o stack. Los electrodos se colocan a ambos lados de una placa bipolar, que separa una celda de la otra. [16]

La placa bipolar es el mecanismo de conducción de corriente entre el electrodo negativo de una celda y el positivo de la siguiente. El electrodo positivo de la primera celda del stack y el electrodo negativo de la celda al final del stack forman los extremos positivo y negativo de la batería, y están conectados a la fuente del sistema de acondicionamiento. [16]

La conexión eléctrica de las células de la batería es en serie, pero en la mayoría de los diseños el electrolito fluye a través de las celdas en paralelo. El nivel deseado de voltaje final de la batería determina el número de celdas a utilizar en la misma. La Figura 2.13 muestra un stack de celdas. [16]

Los componentes fundamentales del stack de celdas de vanadio de flujo redox son: el electrolito, el electrodo de fieltro de carbono, la membrana de intercambio iónico y la placa bipolar que separa las celdas. También incluye componentes como depósitos de electrolito, bombas y tuberías. A continuación, se examinan en detalle estos componentes. [16]

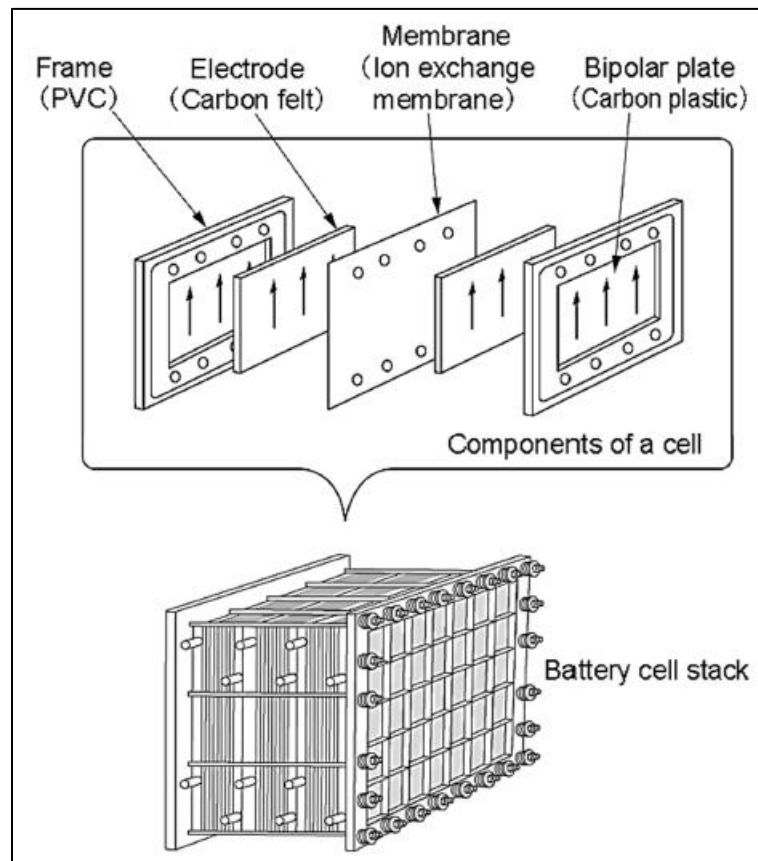


Figura 2.13. Esquema de construcción de una pila (stack) de la VRFB[16]

#### 2.8.7.3.4.2 Electrolito

Ambos electrolitos de la batería de vanadio redox están compuestos de iones de vanadio en una solución acuosa de ácido sulfúrico a un pH muy bajo. El nivel de acidez del electrolito es similar al del electrolito de una batería de plomo-ácido. La acidez del electrolito sirve para dos propósitos en la batería: aumento de la conductividad iónica del electrolito y proporcionar iones de hidrógeno a la reacción en el ánodo. [16]

Los electrolitos se producen a través de uno de varios procesos. Por lo general, el pentóxido de vanadio ( $V_2O_5$ ) se disuelve en ácido sulfúrico acuoso ( $H_2SO_4$ ) y se reduce a iones  $VO_2^+$  y  $V^{3+}$  en solución. A menudo, el disolvente inicial es de 1 a 2 M  $H_2SO_4$  con un resultado de 1 a 3 M de ion de vanadio en solución. Ya que el pentóxido de vanadio es sólo ligeramente soluble

en ácido sulfúrico acuoso, la producción del electrolito se realiza con complejos y costosos procesos químicos y electroquímicos. [16]

Se utiliza ácido sulfúrico como disolvente por la alta solubilidad de las cuatro especies de vanadio en forma de sulfato, mientras que los haluros de vanadio tienden a formar precipitados. Además, que un electrolito a base de ácido sulfúrico tiene ventaja sobre los electrolitos a base de sales de haluros, que pueden liberar vapores corrosivos y tóxicos durante la carga y descarga. El ácido sulfúrico también es generalmente el electrolito preferido para usarlo con la mayoría de las membranas de intercambio iónico que se emplean en las baterías de flujo redox de vanadio. [16]

Cuando la temperatura disminuye, el electrolito se vuelve más viscoso y el flujo de electrolito es más lento. Esto reduce la potencia máxima, especialmente en los estados de carga altos y bajos. En cambio, si la temperatura supera los 40 °C durante un período de tiempo prolongado, hay un cierto riesgo de precipitación de  $V_2O_5$  en el electrolito positivo. En consecuencia, la temperatura del electrolito se regula entre 0 °C y 40 °C en todos los estados de operación. [16]

#### **2.8.7.3.4.3 Electroodos**

Los electrodos en las baterías de flujo redox de vanadio se fabrican con materiales de carbono de gran superficie. Estos materiales operan a través de un gran rango de potenciales de voltaje con un cambio mínimo de hidrógeno y oxígeno, son químicamente estables con respecto a los electrolitos ácidos tanto en el ánodo como en el cátodo de una celda, y son accesibles económicamente. [16]

Las propiedades de los materiales de carbono son muy variadas según los procedimientos de fabricación y preparación. Los electrodos comerciales para baterías de vanadio suelen utilizar fieltro de carbono fabricado a partir de la pirolisis de cualquier material a base de rayón o poli-acrilo-nitrilo. El fieltro se somete a un tratamiento para aumentar el número de reacciones en la superficie y se calienta para aumentar la cristalinidad y la conductividad. Los electrodos están sujetos en un marco de PVC, elegido por su resistencia a la corrosión ácida. [16]

#### **2.8.7.3.4.4 Membrana de intercambio iónico**

Las dos medias celdas de cada celda se encuentran separadas por una membrana de intercambio iónico (PEM). Esta membrana sirve como separación física entre las dos soluciones de electrolitos a base de vanadio, evitando la autodescarga y permitiendo al mismo tiempo que el flujo de iones complete el circuito. En las baterías de flujo redox de vanadio se pueden utilizar varias membranas. Una familia de productos de uso común es el Nafion<sup>®</sup> de DuPont, comúnmente utilizado como separador en pilas de combustible y otros sistemas electroquímicos. [16]

Algunos desarrolladores han utilizado material de membrana Flemion<sup>®</sup> o Selemion<sup>®</sup>, fabricado por Asahi Glass Company. Los separadores Daramic<sup>®</sup> también se han tenido en cuenta para su uso en esta tecnología. [16]

#### **2.8.7.3.4.5 Placas bipolares**

La función de las placas bipolares es separar físicamente las celdas adyacentes en un stack mientras se conectan eléctricamente entre sí. Tiene que estar compuesto de un material altamente conductivo y químicamente estable para soportar la acidez. Para este componente se utilizan habitualmente electrodos de carbono de plástico. La placa debe tener la capacidad de conexión con el material del electrodo con una baja resistencia de contacto.[1], [16]

#### 2.8.7.3.4.6 Tanques de almacenamiento de electrolito

Los tanques deben ser hechos de materiales resistentes a la corrosión en un entorno de pH muy bajo, y su ubicación debe ser de tal forma que exista una contención en caso de fugas. [16]

También se han propuesto métodos más innovadores de almacenamiento para electrolitos, como bolsas de plástico flexibles contenidas en unidades de contención secundarias. [16]

#### 2.8.7.3.4.7 Bombas, válvulas y tuberías

El diseño y la configuración de tuberías pueden ser un proceso que requiere mucha mano de obra. Los desarrolladores han hecho un esfuerzo para reducir la cantidad de tubería utilizada, empleando tubería prefabricada siempre que ha sido posible y minimizando la colocación de válvulas. [16]

#### 2.8.7.3.4.8 Construcción de una pila (stack) de una VRFB

Generalmente los fabricantes ensamblan los componentes del stack de celdas en marcos de PVC, que posteriormente se atornillan bajo presión para obtener el stack. El stack está diseñado y construido horizontalmente, de forma que la corriente eléctrica fluye horizontalmente a lo largo del eje longitudinal del mismo. El recorrido de los electrolitos bombeados va a las celdas desde la parte inferior del stack, a través de las celdas hasta la parte superior, donde luego vuelven a fluir hacia los tanques de almacenamiento. [16]

Algunas configuraciones de montaje del stack se indican en las Figuras 2.14 y 2.15.

- Un stack horizontal convencional de celdas verticales, la conexión eléctrica de las celdas es en serie y los electrolitos son inyectados a las celdas en paralelo. (Figura 2.14) [16]

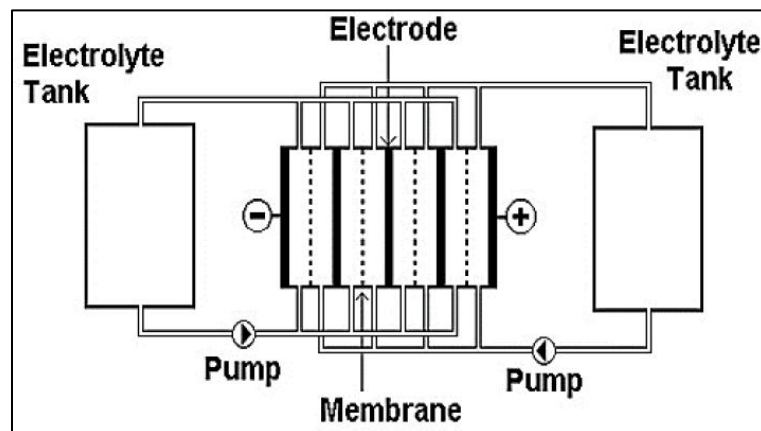


Figura 2.14. Esquema convencional de construcción de una pila (stack) de la VRFB [16]

- El stack de celdas se alimenta de los electrolitos en serie en lugar de en paralelo como es habitual. Las celdas se colocan horizontalmente en un stack vertical con el flujo de electrolito hacia arriba. El stack es compacto y estable estructuralmente. (Figura 2.15) [16]



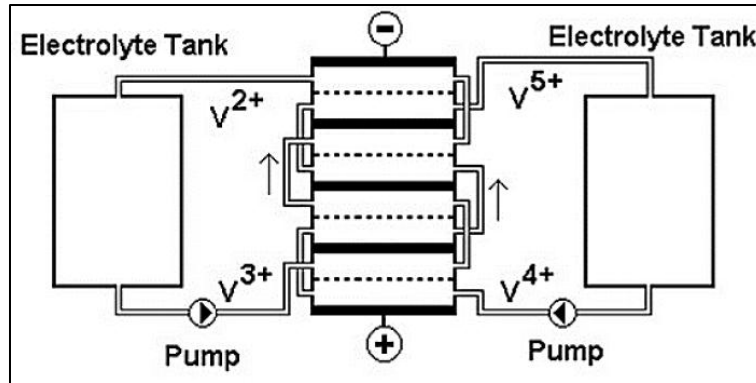


Figura 2.15. Esquema no convencional de construcción de una pila (stack) de la VRFB[16]

### 2.8.7.3.5 Rendimiento de la VRFB

- **Capacidad energética**

Esta capacidad se mide tanto por el nivel máximo de potencia (kW) y de energía (kWh). En una VRFB, estas dos variables son independientes. La potencia se determina por el número de pilas (stacks) y la concentración de especies de vanadio, en conjunto con las dimensiones de los tanques, determinan la capacidad energética. [16]

La energía aprovechable del electrolito de vanadio va desde 20 Wh/L a 30 Wh/L. Entonces, una batería de 75 kWh necesitaría entre 2500 – 4000 litros de electrolito, que deberá ser dividido en partes iguales entre el tanque positivo y negativo. [16]

Según un nivel de potencia específico, al aumento del costo por almacenamiento de energía es principalmente el aumento de electrolito. De esta manera, las VRFB son favorables para usos con alta relación de kWh/kW, es decir, aplicaciones que necesitan de varias horas de almacenamiento. [16]

- **Potencia**

Se determina por la fuerza electromotriz (voltaje) producida por la celda con una corriente determinada. Por lo tanto, el voltaje de la celda disminuye según la corriente extraída aumente. Lo mismo a medida que los reactivos se agotan. En la VRFB, los reactivos fluyen a través de la celda de forma continua con los electrolitos que se supone están bien mezclados. Esto significa que el voltaje de la celda debería seguir el estado de carga general del electrolito en el sistema. [16]

El voltaje de circuito abierto de la celda VRFB puede ir desde aproximadamente 1.55 Vdc con carga completa, hasta cerca de 1.25 Vdc con descarga total; los cambios en este voltaje son leves, dependiendo de la composición del electrolito. El voltaje de descarga es algo menor, con un promedio de aproximadamente 1,3 Vdc durante la descarga. Sin embargo, a efectos de dimensionamiento, se supone un voltaje nominal de 1,4 Vdc. La capacidad de corriente de cada celda está definida por la superficie del electrodo: a mayor superficie, mayor corriente nominal. La densidad de corriente máxima aplicada en la mayoría de las VRFB es de aproximadamente 100 mA/cm<sup>2</sup> (o 0,1 A/cm<sup>2</sup>) por área de electrodo; a densidades mayores, las pérdidas óhmicas por calentamiento del electrodo y los productos de reacción que se generan pueden dañar las celdas. Con un voltaje medio de descarga de 1,3 V y un área de electrodos de 400 cm<sup>2</sup>, una sola celda puede suministrar unos 26 W. Un stack de 40 de estas celdas produce unos 1 kW, con un voltaje medio de descarga de unos 52 V. [16]

- **Eficiencia**

Las pérdidas a considerar para caracterizar el rendimiento de la VRFB son:

- Pérdidas del transformador: ya sean transformadores de cambio de voltaje para conectar el sistema VRFB a nivel de distribución, o de aislamiento para protección de la VRFB. Las pérdidas asociadas a los transformadores representan aproximadamente el 1% de la energía tanto en carga como descarga. [16]
- Pérdidas por sistemas de control: durante la carga o descarga, la energía que fluye a través de los sistemas de control tiene pérdidas debido a las caídas de tensión en los dispositivos de conmutación. La eficiencia de estos sistemas está en el rango del 92-96%. Se puede mejorar esta eficiencia usando sistemas de control para operar a altos voltajes o usando convertidores basados en GTO con frecuencias de conmutación más lentas. [16]
- Pérdidas de la batería: las limitaciones termodinámicas, la cinética de reacción, resistencia óhmica interna, y las reacciones que ocurren en el stack de celdas. La eficiencia DC de ciclo completo de una VRFB varía con la temperatura, tasa de carga (consigna de potencia) y edad de la batería. Generalmente esta eficiencia DC se encuentra entre 70 y 85%. [16]
- Cargas parásitas: estas no se asocian con las características inherentes a la batería, sino más bien se dan por los sistemas auxiliares necesarios para el funcionamiento de la VRFB, como el sistema de bombeo o el HVAC. Las pérdidas por el sistema HVAC dependen directamente del ambiente en el que se instala el sistema HVAC. [16]

La eficiencia de ciclo completo AC-AC de un sistema VRFB incluyendo todas las pérdidas mencionadas previamente, puede caer en valores entre 60% y 70%. [16]

- **Tiempo de respuesta**

Mientras los stacks cuenten con electrolito, la VRFB puede pasar de cero a potencia nominal en microsegundos. Este tiempo de respuesta usualmente depende de la electrónica de potencia, controladores y sistemas de comunicaciones, que pueden añadir un poco más de tiempo. Existen sistemas VRFB que responden en milisegundos y son útiles para aplicaciones en calidad de energía y como UPS. [16]

Si el tiempo de respuesta es vital para un sistema propuesto, la batería debe ser capaz de entrar en un modo de funcionamiento en espera (standby) lista para funcionar. Durante este estado no hay bombeo de electrolito, pero las bombas deben permanecer listas para bombear electrolito cuando se requiere potencia de salida. [16]

Cuando el tiempo de respuesta no es de importancia, se pueden drenar los stacks y apagar las bombas. En este caso, cuando se requiera potencia de salida, el sistema necesita un par de minutos para arrancar las bombas y que éstas envíen electrolito a los stacks. [16]

- **Vida útil de funcionamiento**

La vida de una VRFB depende del stack de celdas, que puede disminuir su rendimiento y llevar a una sustitución o renovación del mismo. Esto se da debido a que las membranas se desgastan gradualmente conforme pasa el tiempo y se realizan ciclos de carga y descarga. La posibilidad de degradación de los electrodos es mínima si se tiene una operación cuidadosa de la batería. [16]

Considerando un promedio de 1000 ciclos completos anuales, la vida útil del stack es de unos 10 a 15 años, igualmente para las bombas. Los tanques, tuberías, estructuras, electrónica de potencia y controladores deberían tener una vida útil mucho mayor. Realizando cambios o

renovaciones de stacks y componentes de las bombas, un sistema VRFB puede operar por más de 20 años. [16]

- **Mantenimiento**

A partir del funcionamiento de varios sistemas VRFB desde hace algunos años, se establecieron normas de mantenimiento, mientras que para nuevos sistemas es necesario realizar inspecciones visuales de tuberías y tanques cada mes, e inspecciones detalladas cada 6 meses. [16]

- Cada 5 años se debe reemplazar los cojinetes de bombas y sellos. Los componentes electrónicos pueden requerir reemplazo cuando sea necesario. [16]
- Los stacks tienen una vida útil prevista de más de 10 años, y requieren de mínimo mantenimiento, traducida en inspecciones visuales semestrales con limpiezas y revisión de apriete anuales. Se espera que conforme avance más esta tecnología, los intervalos mencionados aumenten. [16]

El electrolito no sufre degradación y no debe ser cambiado, ya que, según investigaciones recientes, no es necesario el reequilibrio del electrolito. Puede ser necesario añadir agua para compensar el agua perdida por la electrolisis durante la carga. [16]

## 2.9 Celdas (pilas) de combustible

Una celda de combustible convierte la energía química de un combustible en electricidad directamente, sin ciclo de combustión intermedio. Dado que no hay una conversión intermedia de "calor a trabajo", la eficiencia de las celdas de combustible no está limitada por la segunda ley de la termodinámica, a diferencia de los sistemas convencionales 'combustible → calor → trabajo → electricidad'. La eficiencia de la conversión de energía química en electricidad mediante una celda de combustible puede ser teóricamente del 100%. Aunque no son estrictamente dispositivos de 'almacenamiento', las celdas de combustible presentan muchas similitudes con las baterías, y su posible uso con almacenamiento de H<sub>2</sub>. En una "economía de hidrógeno", las celdas de combustible se utilizan tanto para la generación estacionaria de electricidad como para la propulsión de vehículos eléctricos. Por lo tanto, sólo se incluyen celdas de combustible que usan H<sub>2</sub>, aunque existen otros tipos.[10][17]

Al igual que una batería, una celda de combustible consiste en dos electrodos separados por un electrolito, que transmite iones, pero no electrones. En la celda de combustible se suministra hidrógeno (u otro agente reductor) al electrodo negativo y oxígeno (o aire) al electrodo positivo (Figura 2.16). Un catalizador en el ánodo poroso hace que las moléculas de hidrógeno se disocien en iones de hidrógeno y electrones. Los iones H<sup>+</sup> migran a través del electrolito, generalmente un ácido, al cátodo, donde reaccionan con electrones, suministrados a través del circuito externo, y oxígeno para formar agua. [10]

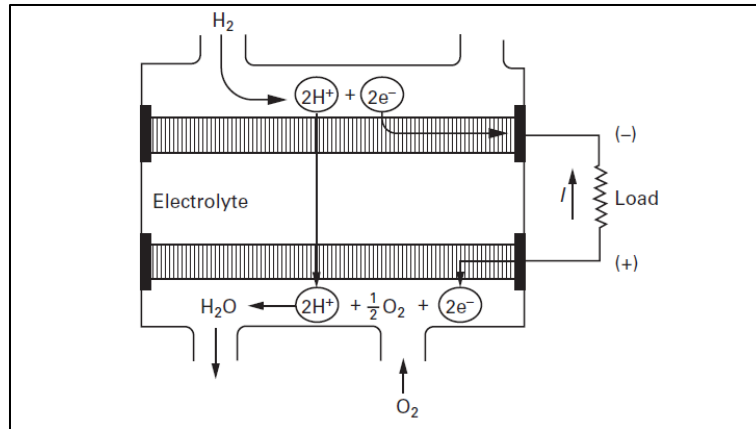


Figura 2.16. Diagrama esquemático de una celda de combustible de Hidrógeno [10]

Las eficiencias de las celdas de combustible prácticas, ya sean de hidrógeno/oxígeno o alguna otra 'pareja' gaseosa, son mucho menores que el 100% teórico, por casi las mismas razones que para las baterías. En la práctica, la eficiencia es quizás del 40% para la conversión de energía química en electricidad, pero esto no depende de si la célula funciona o no a su máxima potencia nominal. Esto contrasta con la mayoría de los motores diésel, turbinas de gas y otros motores. [10] [17]

Dado que la eficiencia de un conjunto de celdas de combustible es casi igual a la de una sola celda, existen pocas aplicaciones de gran escala. Por lo tanto, pequeñas plantas localizadas de 1 a 100 kW de capacidad son una propuesta prometedora. Utilizando la pila de combustible como fuente combinada de calor y electricidad, un solo edificio podría ser abastecido tanto con electricidad como con calor (del calor residual de las pilas), para la misma cantidad de combustible que normalmente se requiere sólo para la demanda térmica. La razón principal por la que las pilas de combustible no están en un uso más amplio para tales aplicaciones es su costo de capital ~\$700/ kW. [10]

### 2.10 Resumen de características de los sistemas de almacenamiento de energía ESS

En las Figuras 2.17 y 2.18 se destacan características de importancia de los sistemas de almacenamiento de energía ESS como eficiencia, capacidad de potencia y energía almacenada, según pruebas prácticas e investigativas.[16]

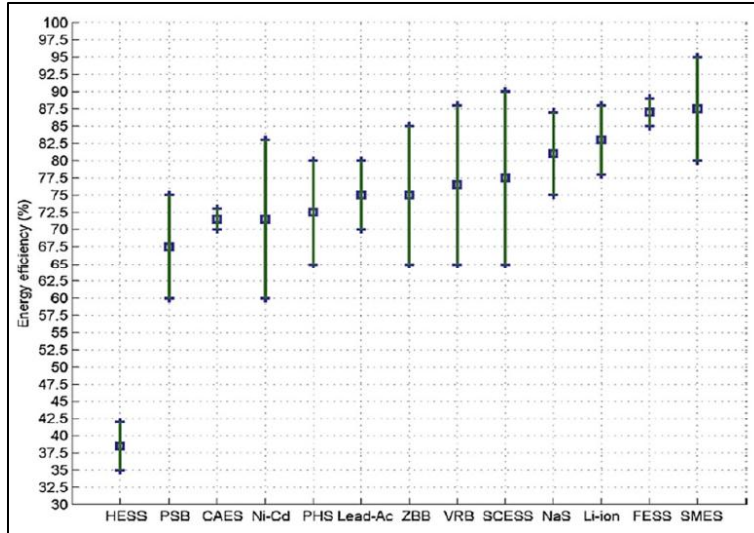


Figura 2.17. Eficiencia de los sistemas de almacenamiento de energía ESS [16]

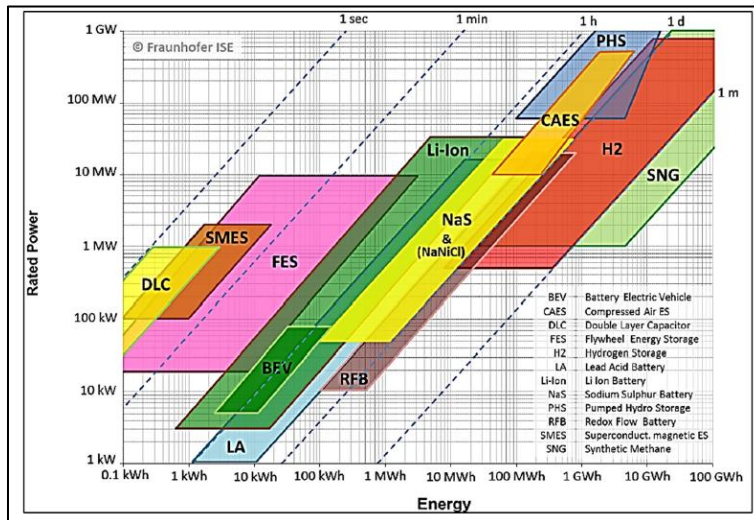


Figura 2.18. Capacidad de potencia y energía almacenada de los sistemas de almacenamiento de energía ESS [16]

## 3. Capítulo 3: Modelado de la VRFB

### 3.1 Modelado de baterías electroquímicas

#### 3.1.1 Descripción general del modelado de la batería

Las baterías electroquímicas tienen una serie de características que determinan su comportamiento. Lo ideal sería que todas estas características físicas se tuvieran en cuenta en un modelo perfecto, incluyendo: vida útil, capacidad, estabilidad, comportamiento de carga-descarga, degradación, así como eficiencia del proceso de carga-descarga. Existen varios tipos de modelos de baterías, para diferentes aplicaciones y con una precisión variable. Estos incluyen modelos físicos, empíricos, abstractos y mixtos. [18]

Modelos empíricos tales como la ley de Peukert's aproximan un cierto comportamiento de la batería basándose en una simple fórmula matemática. Los parámetros se determinan ajustando la expresión a los datos experimentales disponibles. Usualmente proveen precisión y perspectiva limitadas. [18]

Los modelos mixtos utilizan una representación de alto nivel de la batería. Las expresiones analíticas se basan en leyes físicas y los datos experimentales determinan los parámetros. Estos modelos tienen una precisión comparable a la de los modelos físicos y ofrecen una alta comprensión del estado actual de una batería. Lo que pierden en precisión, lo ganan en velocidad computacional.[19]

Los modelos abstractos proporcionan una representación equivalente de la batería. El nivel de conocimiento analítico dependerá de cada modelo y del número de variables utilizadas, sin embargo, existe un equilibrio entre la precisión y la velocidad de simulación. Ejemplos de tales modelos incluyen modelos de tiempo discreto, modelos estocásticos y modelos de circuitos eléctricos.[19]

#### 3.1.2 Rendimiento de la batería

Al momento de modelar una tecnología de almacenamiento de energía (ESS) como una batería electroquímica, es necesario evaluar su rendimiento. Con los datos que se obtengan puede entonces determinarse como debería ser operada, y verificar si cumple con los requerimientos de diseño. Los datos del rendimiento de la batería incluyen:[19][20]

- Eficiencia DC de carga y descarga: corresponde a la eficiencia de la barra (bus) DC, e incluye el controlador DC de la batería.
- Eficiencia AC de carga y descarga: corresponde a la eficiencia de la barra (bus) AC, a través de un convertidor DC/AC. Las pérdidas de esta conversión son usualmente de alrededor del 5% totalmente (round-trip).
- Tiempo de descarga, capacidad energética y densidad energética
- Tiempo transitorio de respuesta (respuesta dinámica)
- Características de transferencia de voltaje y corriente
- Potencia máxima y potencia nominal

#### 3.1.3 Evaluación del modelo

Un modelo se caracteriza por lo siguiente:

- Tipo (físico, empírico, abstracto, mixto)
- Variables de interés y número total de parámetros
- Complejidad computacional y tiempo de simulación

- Precisión, perspectiva analítica y asunciones
- Requerimiento de conocimiento profundo de la batería (química)
- Rendimiento y compensaciones

Por lo tanto, la relevancia de un modelo puede ser validada con respecto a una aplicación propuesta, basándose en estas características. En general, un modelo ideal debe permitir la representación óptima de las características reales de la batería con un conjunto mínimo de parámetros. [19]

### 3.1.4 Validación del modelo

La validación de un modelo de batería es necesaria. Esto se logra contrastando los resultados de simulación contra los datos obtenidos experimentalmente. Por ende, el alcance de los datos experimentales se vincula con lo que el modelo pretenda representar. [19]

Dependiendo de los parámetros de interés particular, se realiza una serie de mediciones de variables, las cuales pueden incluir:

- Voltaje
- Ciclo de vida (capacidad de descarga de acuerdo al número de ciclo)
- Respuesta transitoria al cambio en la carga
- Rendimiento bajo condiciones exigentes
- Corrientes de carga variable
- Curvas Tafel de voltaje (voltaje en función de distintos SOC)[21]
- Dinámicas del voltaje de la batería (cambio rápido de carga a descarga)
- Descarga a corriente constante
- Carga a corriente constante, y a voltaje constante

## 3.2 Modelos existentes

### 3.2.1 Modelos de VRFB

La tecnología VRFB usa una bomba controlada para que se produzca el flujo necesario para el funcionamiento de la batería. Estos dispositivos de almacenamiento pueden usarse con grandes instalaciones eólicas y otros tipos de generación distribuida, tales como sistemas fotovoltaicos.[22]

La teoría sobre la VRFB se ha explicado en detalle en el capítulo anterior, por lo cual, el enfoque del presente capítulo es principalmente el desarrollo y la validación de un modelo para la VRFB.

Se ha demostrado experimentalmente que se pueden modelar varias pérdidas de VRB utilizando valores resistivos constantes. El modelo simple de batería de flujo, como se muestra en la Figura 3.1, tiene en cuenta la resistencia interna y la resistencia parásita. El SOC de la VRFB depende del almacenamiento total de energía del sistema y de la concentración de especies de Vanadio activas en el sistema. La potencia total disponible está relacionada con el área total del electrodo dentro de las celdas. El modelo también tiene en cuenta el contenido energético del sistema y las respuestas transitorias. [23][24]

La resistencia interna representa las pérdidas debidas a la cinética de reacción, la resistencia del transporte de masa, la resistencia de la membrana, la resistencia de la solución, la resistencia de los electrodos y la resistencia de la placa bipolar. La resistencia parasitaria

representa el consumo de energía de las bombas de recirculación, el controlador del sistema y la pérdida de energía de las corrientes de derivación del stack de celdas.

Para validar el modelo, se examinaron varios casos operativos. Para la estimación de la energía de bombeo se hacen suposiciones adicionales del modelo de Sorne:[19]

- Eficiencia del sistema de bombeo asumidas constantes
- La pérdida de presión del sistema aumenta con el flujo
- Bomba DC y controlador de voltaje resistivo simple
- Algoritmo de control de bombeo simple

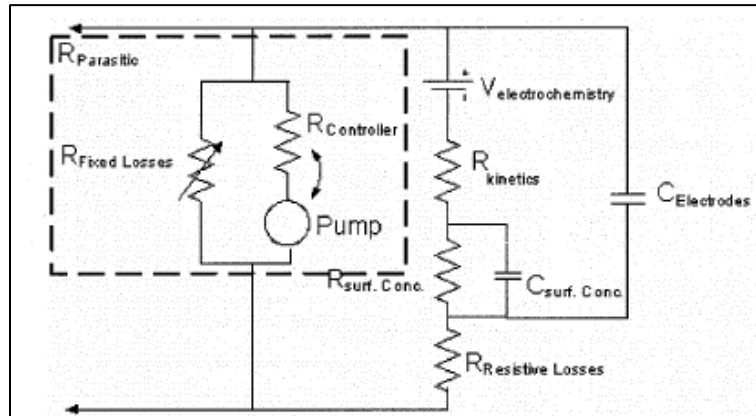


Figura 3.1. Modelo simple de la VRFB [19]

### 3.3 Desarrollo del modelo

#### 3.3.1 Introducción

Los sistemas VRFB resultan adecuados para sistemas cuya generación principal es eólica o fotovoltaica. A continuación, se discuten los requerimientos del modelo. Se examinan varias características de la batería tales como la potencia nominal, el voltaje de la pila (stack) de celdas, pérdidas por bombeo, pérdidas por resistencia interna y parásita, representación del estado de carga (SOC) como complemento, y un breve análisis de la respuesta dinámica real de la batería utilizada en la práctica.

#### 3.3.2 Requerimientos del modelo

El modelo deseado requiere características específicas. En términos de perspectiva analítica, debe entregar resultados relacionados con la eficiencia de almacenamiento del proceso, respuesta transitoria y función de transferencia de salida. El modelo debería considerar cuanta energía puede extraerse en un cierto nivel de almacenamiento.

La complejidad del modelo debe ser tal que, pueda ser utilizable en simulaciones de sistemas más grandes, sin perder su precisión. De igual manera, debe tener una relación razonable entre complejidad y tiempo computacional. En términos de escalabilidad, el modelo debería ser adaptable a diferentes situaciones prácticas típicas.

Se debe modelar la capacidad de la batería y su comportamiento de descarga de manera apropiada tomando en cuenta la dependencia de sus efectos transitorios, efectos de temperatura y del estado de carga (SOC).[19]



### 3.3.3 Características del modelo de la VRFB

El SOC de la VRFB depende del almacenamiento total de energía del sistema y de la concentración de especies activas de vanadio en el mismo. La potencia disponible depende del área de los electrodos. Por ende, la energía y la potencia no son dependientes entre sí, lo que facilita la escalabilidad de la batería según se requiera.

El modelo a implementarse y validarse con el uso de herramientas computacionales se basa en el modelo VRB propuesto por Chahwan y colaboradores [19]. El modelo base se puede observar en la Figura 3.2.

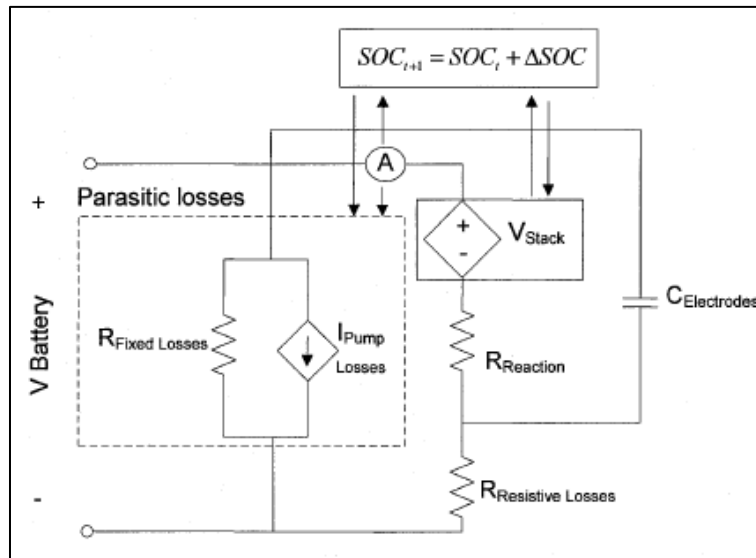


Figura 3.2. Modelo VRB base [19]

Y cuenta con las siguientes características

- El SOC se modela como una variable dinámica.
- El voltaje del stack se modela como una fuente controlada de voltaje. La potencia y energía que fluye a través de esta fuente repercute en cambios en el SOC.
- Las pérdidas variables por bombeo (el sistema cuenta con dos bombas DC de 250 W cada una) se modelan como una fuente controlada de corriente.

#### 3.3.3.1 Modelo VRFB base

El modelo desarrollado en [19] de la Figura 3.2 es de un sistema de 3.3 kW de 3 horas y 48 V residencial. Sin embargo, el sistema considerado para el presente trabajo es de 20 kW de 5 horas (100 kWh) y 48 V. La descripción paso a paso del proceso de obtención de parámetros para el modelo propuesto en [19] facilita la adaptación al modelo propuesto.

Los cálculos se realizaron con base a estimaciones de pérdidas, de las cuales 19% son internas, y 6% parásitas en el peor punto de operación (fin del ciclo de descarga), como se presenta en la Figura 3.3. El sistema de diseño para un voltaje mínimo de 42 V, y una corriente máxima de descarga 570 A en las celdas del Bus DC. Por lo tanto, para que la batería sea capaz de suministrar 20 kW con 25% de pérdidas, la potencia interna del stack debería ser:

$$P_{stack} = \frac{P_{util}}{1 - \%Pérdidas} = 26666.7W \quad (3.1)$$

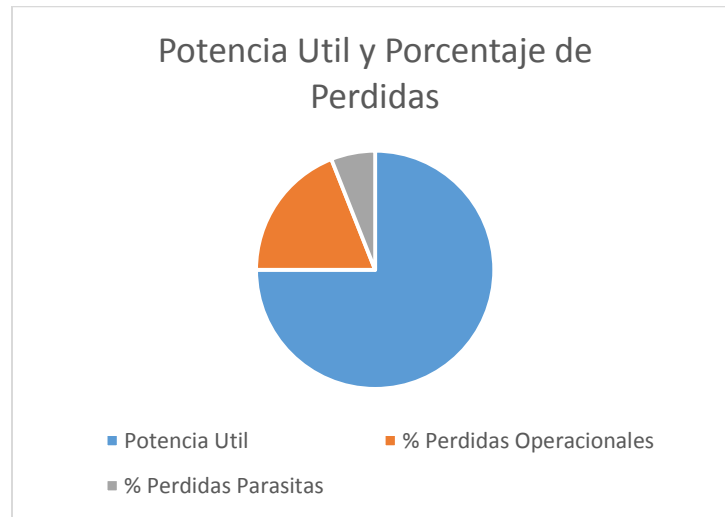


Figura 3.3. Potencia útil y porcentaje de pérdidas

- Voltaje interno y consideración de temperatura

El voltaje de circuito abierto representa la fuerza electromotriz de la batería en estado ideal, el cual depende de la concentración de especies de vanadio y la temperatura de operación. Este potencial puede obtenerse con la ecuación de Nernst.[25]

$$E_{OCv} = E^{\theta} + \frac{RT}{zF} \ln \left[ \left( \frac{(C_{V^{2+}})(C_{VO_2^+})(C_{H^+}^2)}{(C_{VO^{2+}})(C_{V^{3+}})} \right) \left( \frac{(\gamma_{V^{2+}})(\gamma_{VO_2^+})(\gamma_{H^+}^2)}{(\gamma_{VO^{2+}})(\gamma_{V^{3+}})} \right) \right] \quad (3.2)$$

Donde  $E^{\theta}$  es el potencial estándar del electrodo,  $C_i$  indica las concentraciones de especies  $i$  y  $\gamma$  es el coeficiente de actividad.

La concentración de protones en el catolito es difícil de estimar debido al equilibrio de emparejamiento de iones en la solución y usualmente se considera 1M ( $1 \times 10^6$ ). Opcionalmente, se asume que permanece constante y se agrega al potencial formal del electrodo que se mide experimentalmente a un estado de carga (SOC) del 50%. El segundo término del producto del coeficiente de actividad dentro del paréntesis es aproximadamente una unidad, reflejando la cancelación de cada especie, pero también puede ser agregado al potencial estándar del electrodo determinado de manera experimental. [25]

La ecuación de Nernst se simplifica como

$$E_{OCv} = E^{\theta} + \frac{2RT}{F} \ln \left( \frac{SOC_{cell}}{1 - SOC_{cell}} \right) \quad (3.3)$$

De los resultados experimentales se obtuvo  $E^{\theta} = 1.40925 V$

R es la constante universal de los gases 8.314510 J/(K\*mol)

T es la temperatura absoluta ( $^{\circ}K$ )

F es la constante de Faraday iguala 96485 C/mol

El voltaje interno del stack (o voltaje de circuito abierto)  $V_{stack}$  se modela como una fuente controlada de voltaje que depende tanto del número de celdas como del SOC. Para 'n' celdas,  $V_{stack}$  será igual a:

$$V_{Stack} = n \left( E^\theta + \frac{2RT}{F} \ln \left( \frac{SOC_{cell}}{1 - SOC_{cell}} \right) \right) \quad (3.4)$$

En este caso en particular, n=40.

El voltaje de la batería  $V_{battery}$  entonces dependerá tanto del voltaje del circuito abierto, como de las pérdidas operacionales. En estado estacionario, si la  $I_{stack}$  se define como la corriente de entrada al stack, entonces  $V_{battery}$  puede expresarse de la siguiente manera:

$$V_{batería} = V_{Stack} + I_{stack} (R_{reacción} + R_{pérdidas\_resistivas}) \quad (3.5)$$

- $R_{interna}$  y  $R_{parásita}$

En general, los valores de resistencia interna de las baterías son variables debido a aspectos relacionados a sobrepotencial. Sin embargo, para una VRFB, una gran parte de la resistencia interna es constante. Esto permite estimar que  $R_{interna}$  sea constante.  $R_{interna}$  se obtiene estimando las pérdidas del 19% a una corriente máxima de descarga de 570 A.

$$P_{operacional} = P_{stack} * \%P_{operacional} = 5066.67 W \quad (3.6)$$

$$5066.67 W = (570 A)^2 * R_{interna} \quad (3.7)$$

De (3.7),  $R_{interna}=0.0156 \Omega$ , y esta resistencia debe dividirse en  $R_{reacción}=0.009418 \Omega$  y  $R_{resistiva}=0.006176 \Omega$ , respetando las proporciones de división utilizadas en [19].

Las pérdidas parásitas se dividen en pérdidas fijas y variables. Las pérdidas fijas se asumen en un 2%, y se representan con una resistencia fija, mientras que las pérdidas variables se consideran un 4% y son modeladas como una fuente controlada de corriente. [19]

$$P_{fija} = P_{stack} * \%P_{fijas} = 533.33 W \quad (3.8)$$

$$533.33 W = \frac{V_{min}^2}{R_{fixed}} \quad (3.9)$$

De (3.9),  $R_{fija}=3.3075 \Omega$

Las pérdidas variables se asumen en un 4%, por lo tanto

$$P_{variable} = P_{stack} * \%P_{variable} = 1066.67 W \quad (3.10)$$

$$P_{variable} = 42.5 \left( \frac{I_{stack}}{SOC} \right) \quad (3.11)$$

$$k_{iBombeo} = \frac{85}{V_{min}} = 2.023809524 \quad (3.12)$$

$$I_{Bombeo} = 2.023809524 \left( \frac{I_{stack}}{SOC} \right) \quad (3.13)$$

Por lo tanto, (3.13) es la expresión que se utiliza para la fuente controlada de corriente que modela las pérdidas variables.

- Modelado del estado de carga (SOC)

El estado de carga puede definirse como:

$$\text{Estado de Carga (SOC)} = \frac{\text{Energía Actual en la Batería}}{\text{Energía Total de la Batería}} \quad (3.14)$$

El estado de carga debe ser una variable que se actualice conforme se carga o descarga la VRFB, es decir, debe ser variable en el tiempo. Una forma de mantener un registro del estado de carga es actualizar el SOC variable de un momento a otro, basándose en la potencia que fluye a través del stack de celdas. [19]

$$SOC_{t+1} = SOC_t + \Delta SOC \quad (3.15)$$

$$\Delta SOC = \frac{\Delta E}{E_{capacidad}} = \frac{P_{stack} \times \Delta t}{E_{capacidad}} = \frac{I_{stack} \times V_{stack} \times \Delta t}{P_{nominal} \times Tiempo_{nominal}} \quad (3.16)$$

Donde  $\Delta t$  representa el paso temporal.

- Operación transitoria

El comportamiento transitorio es otro asunto de relevancia en el modelado de una batería. La habilidad del sistema para responder con rapidez es de especial importancia para aplicaciones de suavizado de potencia. En una VRFB, los efectos transitorios se relacionan con la capacitancia del electrodo, así como con el agotamiento de especies activas de vanadio cerca del electrodo de fibra de fieltro. [19]

El modelo base desarrollado en [19], se enfoca en el comportamiento transitorio relacionado a la capacitancia del electrodo, como se muestra en la Figura 2.1.  $C_{electrodo}$  se estima a un valor de 0.15 F para un stack de 40 celdas, donde cada celda tiene una capacitancia serie de 6 F. El agotamiento de concentración es un asunto menor en la tecnología VRFB, dependiendo del sistema de bombeo usado. [19]

### 3.3.3.2 Metodología

Para la caracterización de la VRFB CellCube 20 kW/100 kWh, y su posterior implementación a un modelo, se utilizó el sistema representado por la Figura 3.4.

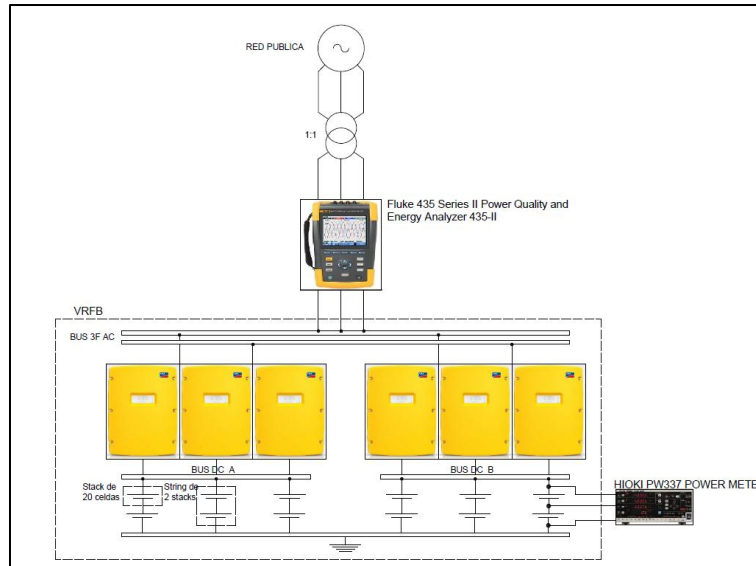


Figura 3.4. Sistema implementado para caracterización de la batería CellCube FB 20/100

El equipo HIOKI se utilizó para las mediciones en DC, mientras que el Fluke para las mediciones en AC. Adicionalmente, la VRFB se encuentra conectada al sistema SCADA de la Microrred, lo que permitió registrar más variables de la VRFB, como el SOC, voltajes de Bus y corrientes tanto parciales como totales. Una vez implementado el sistema completo de medición, se procedieron a realizar ciclos de carga y descarga con consignas desde 5kW hasta 20kW de carga y sus contrapartes de descarga, respectivamente. De la utilización de este sistema durante estos procesos, se obtuvieron las siguientes variables:

- Voltaje DC de stack y string
- Corriente DC de stack y string
- Potencia DC de stack y string
- Energía DC de stack y string
- Voltajes AC trifásicos de batería
- Corrientes AC trifásicos de batería
- Potencia AC trifásica de batería
- Energía AC trifásica de batería

El procesamiento y análisis de estos datos obtenidos se detalla en los siguientes puntos.

### 3.3.3.3 Modelo propuesto de la VRFB

El modelo desarrollado en [19] ha demostrado ser una buena representación del sistema VRFB debido al bajo porcentaje de error al momento de validación, además de su fácil escalabilidad. Sin embargo, en la presente investigación se proponen ciertos cambios que, si bien siguen basándose en su mayoría en [19], presentan mejoras considerables.

La batería utilizada para llevar a cabo la experimentación real y mediciones fue la VRFB CellCube 20 kW/100 kWh de CellCube Energy Storage Systems Inc., propiedad de la Universidad de Cuenca, y ubicada en la Microrred del Campus Balzay.

En campo, se llevaron a cabo procesos de carga y descarga a distintas consignas de potencia, desde 5 kW a 20 kW, y sus respectivos opuestos, respectivamente, con incrementos de 5 kW

durante los cuales se midieron variables como voltaje, corriente, potencia, energía DC y AC, con el fin de obtener datos fiables que posibiliten la obtención de los parámetros de modelado de la batería. Una vez realizados los procesos y tabulados los datos (Anexo 1), se procedió a obtener el modelo de la batería según el proceso descrito en 3.3.3.1 para la potencia de salida de 20 kW, 15 kW, 10 kW y 5 kW, respectivamente. Los parámetros principales de cada modelo se pueden observar en la Tabla 3.1

Tabla 3.1. Parámetros de modelo en función la potencia de referencia

$P_{out}$ (Útil) (W)	20000	15000	10000	5000
Pérdidas Totales (%)	25	25	25	25
$P_{out}$ total (W)	26666.67	20000	13333.33	6666.67
Perdidas de operación (%)	19	19	19	19
Perdidas de operación (W)	5066.67	3800	2533.33	1266.67
Corriente máxima de descarga (A)	570	360	240	125
Voltaje mínimo de descarga (V)	42	42	42	42
$R_{interna}$ ( $\Omega$ )	0.016	0.029	0.044	0.081
$R_1$ ( $\Omega$ )	0.0094	0.018	0.027	0.049
$R_2$ ( $\Omega$ )	0.0062	0.012	0.017	0.032
Pérdidas Fijas (%)	2	2	2	2
$P_{fijas}$ (W)	533.33	400	266.67	133.33
$R_{fija}$ ( $\Omega$ )	3.31	4.41	6.62	13.23
Pérdidas Variables (%)	4	4	4	4
$P_{variables}$ (W)	1066.67	800	533.33	266.67
$K_{iBombeo}$	2.02	2.02	2.02	2.02
$C_{electrodos}$ (F)	0.15	0.15	0.15	0.15

Se dedujo que, si se desea validar la respuesta de la batería a distintas consignas de potencia, sería necesario alterar los valores de las resistencias también. Este problema se soluciona con el reemplazo de  $R_1$  y  $R_2$  por fuentes controladas de voltaje, y el reemplazo de  $R_{fija}$  por una fuente controlada de corriente, todas dependientes del valor de consigna. De este análisis se llega al modelo propuesto en esta investigación (Figura 3.5).

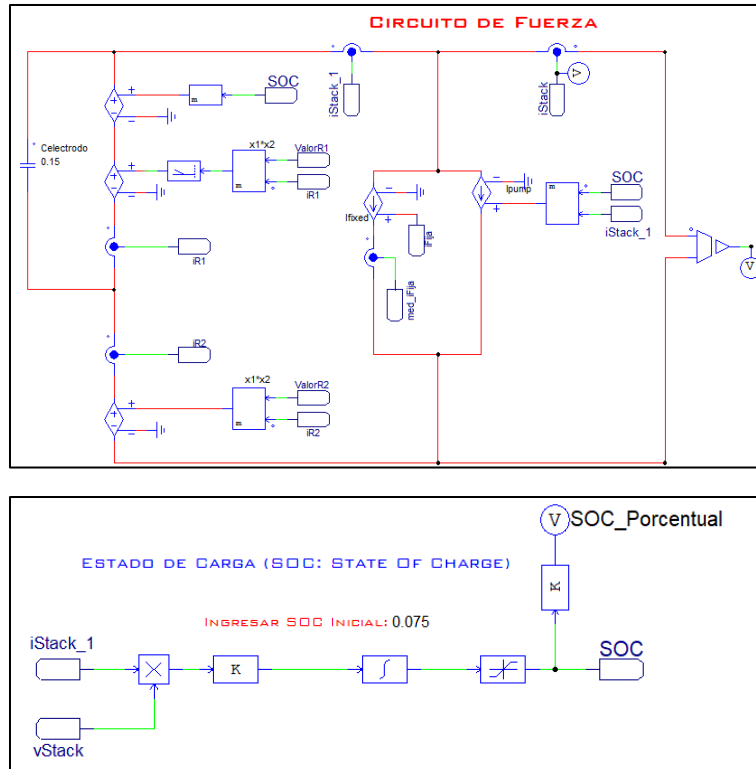


Figura 3.5. Modelo propuesto

- Ajuste de valores de  $R_1$  y  $R_2$

Mediante el método de ajuste polinomial de curvas se crearon puntos coordinados (x,y) donde “X” fueron los valores de consigna de potencia (5000 W, 10000 W, 15000 W y 20000 W) y los valores en “Y”, valores de resistencia interna ( $R_1+R_2$ ) correspondiente a cada consigna de potencia. La implementación de este sistema se dio con el uso de ‘Math Functions’ en PSIM<sup>®</sup>, como se observa en la Figura 3.6. Para las expresiones matemáticas utilizadas, ver Anexo 2.

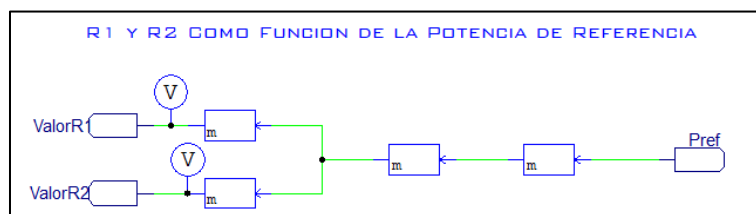


Figura 3.6. Implementación del ajuste polinomial a los valores de  $R_1$  y  $R_2$  en PSIM<sup>®</sup>

- $I_{fija}$

Según la Tabla 3.1, el valor de  $R_{fija}$  también varía según la consigna de potencia, por lo tanto, la  $I_{fija}$  también cambiará. Sin embargo, este valor de corriente depende del voltaje de stack. Por lo que puede ser calculado mediante formulación matemática. En PSIM<sup>®</sup>, también se utilizaron ‘Math Functions’ para implementar esta fuente controlada de corriente (Figura 3.7).

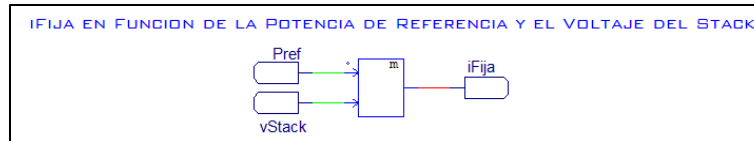


Figura 3.7. Implementación de la fórmula matemática de Ifija en PSIM®

- Sistema de control de carga

La mayoría de controladores de carga regulan el proceso de carga de acuerdo a un régimen de tres etapas para evitar el daño por sobrecarga. Un perfil típico de carga de tres etapas se muestra en la Figura 3.8. Estas etapas son: [26]

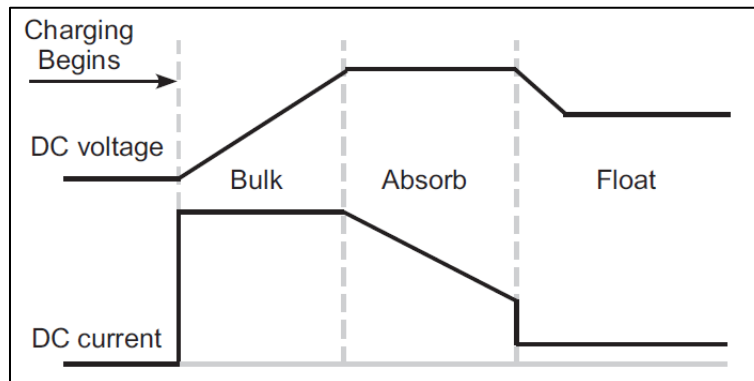


Figura 3.8. Regiones típicas de carga de baterías

Volumen (Bulk): cuando el voltaje de la VRFB es inferior al voltaje de absorción consignado, el MPPT/regulador de carga registra la máxima potencia de carga y carga la batería con la máxima corriente. El nivel de voltaje de absorción puede ser ajustado por el usuario dentro de un rango predefinido. [26]

Absorción (Absorb): cuando el voltaje de la VRFB alcanza el valor de consigna de absorción, el controlador de carga regula el voltaje de la batería y la carga con un voltaje constante. [26]

Flotante (Float): cuando la batería está completamente cargada, se disminuye el voltaje y la corriente se mantiene en un valor pequeño compensar las fugas. Esto a menudo se conoce como "carga de goteo". Una batería inactiva normalmente permanecerá en flotación mientras la batería esté conectada al cargador. [26]

Este sistema de carga se utiliza en la gran mayoría de los reguladores de carga disponibles en el mercado. El inconveniente de usar este régimen de carga particular con una VRB es que los puntos de ajuste de voltaje de la batería de ácido de plomo no se adaptan bien a la química de la VRB. Con las baterías de plomo-ácido, la corriente de carga se reduce y pasa de ser 'bulk' a absorción para proteger la batería; sin embargo, esto es innecesario con la VRB, que está diseñada para manejar una corriente de carga mucho más alta. [26]

El sistema de control de carga propuesto (Figura 3.9) es un sistema PI modelado como un 'Bloque C' en PSIM®, programada en lenguaje C cuyo código (Anexo 3) es relativamente sencillo y didáctico a partir de los datos experimentales obtenidos de las pruebas.



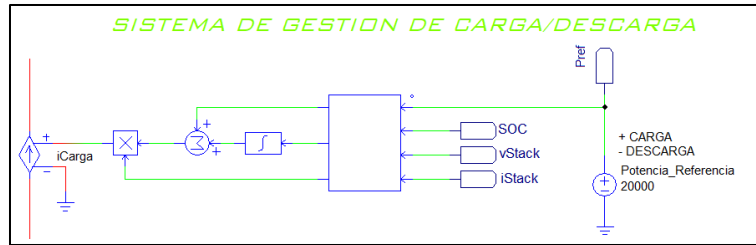


Figura 3.9. Sistema de Control de Carga

- Validación del modelo propuesto

El modelo de sistema fue validado con los datos experimentales obtenidos en campo según se describió en 3.3.3.2, y a continuación se presentan los principales resultados obtenidos.

De inicio, se comparó la variación del SOC. El cambio en el SOC, delimitado por el sistema de control, va en el rango del 7.5% al 85%, la respuesta real y simulada es muy similar, con una variación máxima menor al 6%, lo que demuestra el alto grado de precisión del modelo. La respuesta real muestra una naturaleza de tipo escalón mucho más marcada que la simulada, esto se debe a que la frecuencia de muestreo del sistema SCADA que registra esta variable es menor que el step temporal utilizado en PSIM®. (Figura 3.10)

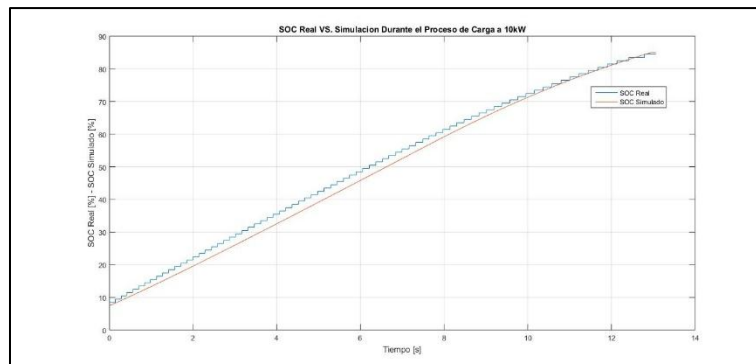


Figura 3.10. Comparación entre el SOC real y el SOC simulado

Posteriormente, se comparó la potencia de salida (Figura 3.11), donde se puede apreciar la acción del sistema controlador (gestión) de carga, el cual se encarga de limitar la potencia de salida conforme la batería pierde capacidad de suministro, en este caso (descarga a una consigna de 20 kW), alrededor de la tercera hora de descarga. En el modelo, esto se logró al determinar el voltaje de stack a partir del cual la VRFB real dejaba de suministrar el total de potencia solicitada.

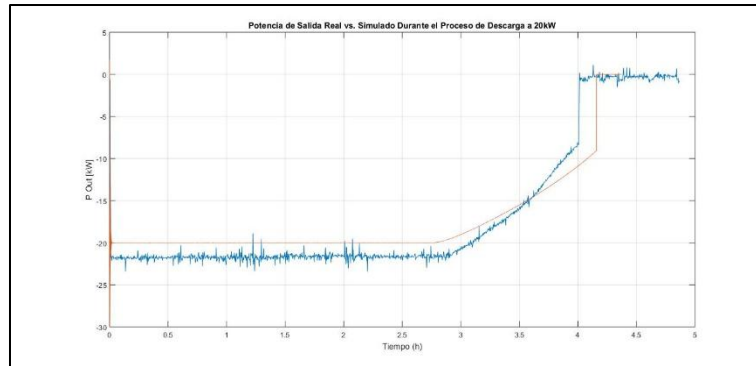


Figura 3.11. Comparación entre la potencia de salida real y simulada

El voltaje del stack durante el proceso de descarga tiene el comportamiento de disminuir siguiendo la curva del voltaje de circuito abierto, sin embargo, al encontrarse bajo el efecto de la resistencia interna del stack, su linealidad se ve afectada, y una vez que el proceso de descarga termina ( $P_{out}=0$ ), el voltaje se vuelve constante con una naturaleza pulsatoria. La comparación entre las curvas del voltaje de stack puede observarse en la Figura 3.12, donde se observa que la curva simulada tiene un comportamiento más ideal y lineal que la real, sin embargo, su comportamiento general es similar.

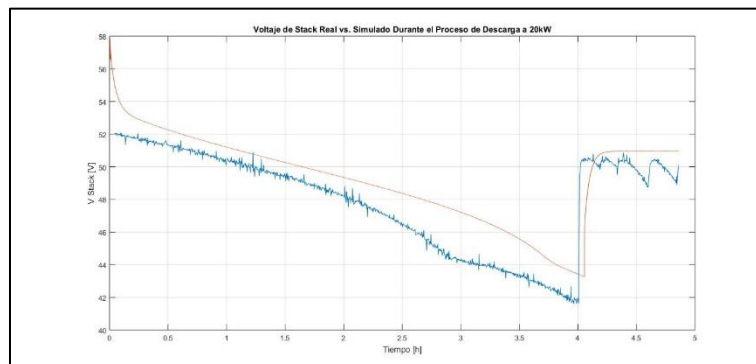


Figura 3.12. Comparación entre el Vstack real y simulado

Una última comparación gráfica que merece ser recalçada, es la comparación del voltaje de circuito abierto, es decir, el voltaje producido por la electroquímica del stack de 40 celdas. En la Figura 3.13 se comparan el voltaje teórico (Ecuación 3.4) y la curva de voltaje de circuito abierto del modelo. En este caso, la comparación se la hizo en dos ventanas debido a que las curvas coincidían punto a punto, demostrando así una perfecta implementación del OCV en el modelo.

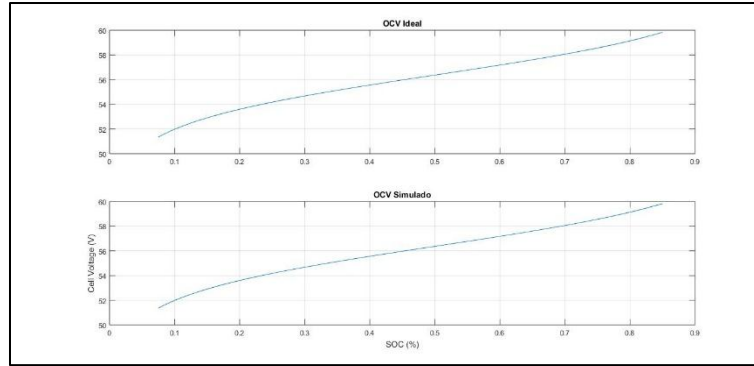


Figura 3.13. Comparación entre el OCV teórico y simulado

Además de estas validaciones en las que, debido a la naturaleza de la variable a considerar, resulta sencillo y didáctico representarlas gráficamente, existen validaciones numéricas de vital importancia, como es el caso de la eficiencia energética.

El sistema cuenta con dos partes, una en DC, que es, netamente la batería y su funcionamiento, y otra AC, luego del sistema de conversión, que sirve para poder sincronizar la batería con la red pública de 60 Hz. Durante los procesos de carga, la batería absorbe energía, mientras que, en los procesos de descarga, la batería inyecta energía a la carga que tenga conectada. Por lo tanto, a cada una de esas partes le corresponde una eficiencia energética, que puede calcularse con la siguiente ecuación.

$$Eff = \frac{E_{out}}{E_{in}} \times 100 = \frac{E_{descarga}}{E_{carga}} \times 100 \text{ [%]} \quad (3.17)$$

La cual es aplicable tanto para DC como AC.

Las eficiencias obtenidas de analizar los datos recolectados durante los distintos procesos de carga y descarga (Anexo 1) se detallan en la Tabla 3.2

Tabla 3.2. Cuadro de eficiencias

<b>CUADRO DE EFICIENCIAS</b>		
<b>CONSIGNA (kW)</b>	<b>Eff AC</b>	<b>Eff DC</b>
5	50.26%	79.97%
10	62.16%	81.87%
15	55.12%	73.17%
20	57.00%	76.14%

De estos resultados, se puede comprobar que la eficiencia de esta tecnología de almacenamiento coincide con la que señala la literatura citada en el presente trabajo. Sin embargo, existe una gran diferencia entre la eficiencia DC y AC, y resultaría injusto el atribuir al sistema de batería de flujo el total de las pérdidas de eficiencia, ya que, en sí, la tecnología de flujo redox genera la eficiencia DC, que se encuentra en el rango del 70% - 80%, resultando en uno de los mejores sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala al momento.

- Respuesta Dinámica

En este punto, se pretende dar una revisión sobre el comportamiento de la VRFB frente a cambios en la variable de entrada, que, en este caso particular, es la consigna de potencia, o también llamada potencia de referencia.

La metodología utilizada para este punto se basó en utilizar un osciloscopio digital de 4 canales, conectarlo a un string de la VRFB para luego observar y registrar los cambios en el voltaje y la corriente.

Se realizaron varios cambios súbitos en la potencia de referencia de la batería en diferentes estados de carga (SOC), y se obtuvieron gráficas del cambio en el voltaje y la corriente del string.

En las Figuras 3.14 a 3.17 se presentan las respuestas de voltaje y corriente obtenidas a un SOC del 50%, para distintos SOC, las respuestas son similares. (Anexo 4)

En todos los casos, se puede apreciar que la respuesta del voltaje es inversamente proporcional a la respuesta de la corriente, esto se debe a que estas dos magnitudes están directamente relacionadas con la resistencia interna. De acuerdo a las figuras presentadas, se evidencia que la VRFB responde a los cambios súbitos y alcanza la estabilidad en cuestión de segundos, siendo los mayores tiempos ( $\sim 15$  s) cuando existen cambios de cero a descarga, o de descarga a cero.

En la Figura 3.14 se puede apreciar un comportamiento oscilatorio atípico en las respuestas, este fenómeno está presente en todos los cambios correspondientes a un proceso de descarga-a-cero, y se debe a la acción del controlador (gestión) de carga de la batería, que busca estabilizar los niveles de voltaje y corriente.

La Figura 3.15 muestra una respuesta de un sistema de fase mínima, es decir, aquel sistema que tiene sus polos y ceros en el semiplano izquierdo.

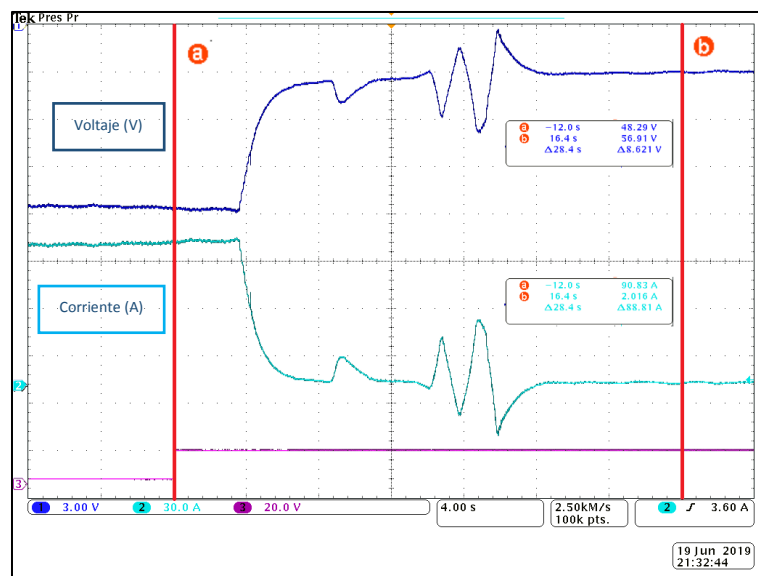


Figura 3.14. Respuesta en el voltaje y la corriente de string para un cambio en la referencia de potencia de 20kW a 0kW (Descarga a Cero)

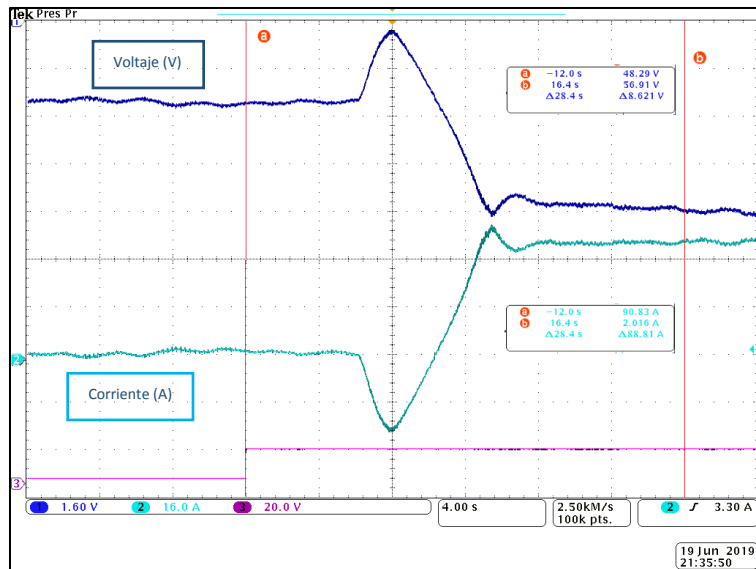


Figura 3.15. Respuesta en el voltaje y la corriente de string para un cambio en la referencia de potencia de 0kW a 10kW (Cero a Descarga)

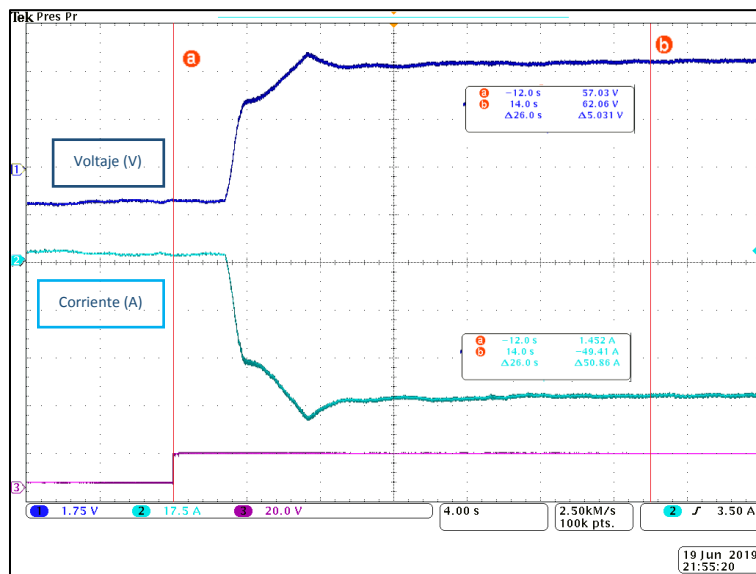


Figura 3.16. Respuesta en el voltaje y la corriente de string para un cambio en la referencia de potencia de 0kW a -20kW (Cero a Carga)

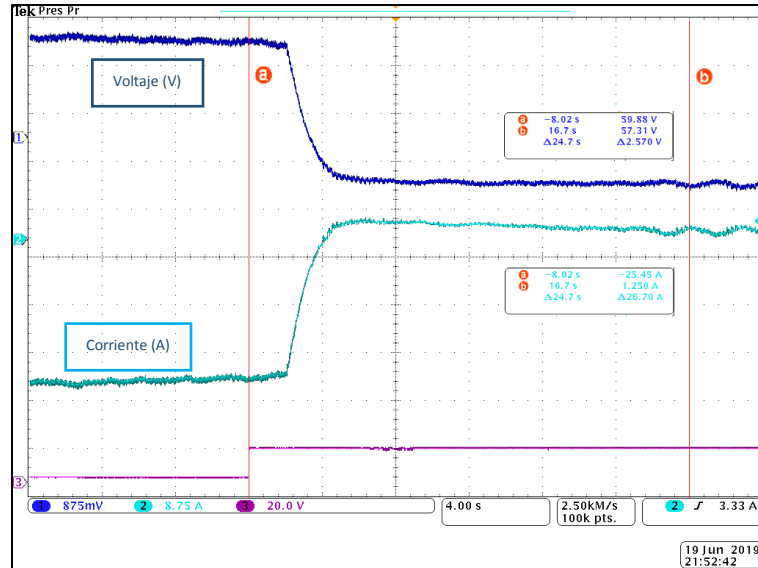


Figura 3.17. Respuesta en el voltaje y la corriente de string para un cambio en la referencia de potencia de -10kW a 0kW (Carga a Cero)

- Autodescarga

El aspecto final a revisar sobre la VRFB es la tasa de autodescarga, que es el proceso de descarga natural y lento que se da en toda batería, aun cuando no se encuentra conectada a una carga. En el caso de la VRFB existen dos tipos de autodescarga, el primero es el modo stand-by, y se encuentra lista para entrar en funcionamiento, por lo que necesita tener electrolito fresco bombeado a través de los stacks. Para esto necesitan estar en funcionamiento las bombas y, por ende, la tasa de autodescarga será mayor. El segundo tipo de autodescarga es cuando la batería no se encuentra lista para funcionamiento inmediato, es decir, sus bombas están apagadas.

En el presente estudio, se sometió a la VRFB a dos condiciones en las que se presentaría el fenómeno de autodescarga. El primer escenario fue cuando la batería llegó a su SOC máximo (84,5%) y se mantuvo su alimentación a una consigna de -20kW (absorbiendo energía). Como se puede apreciar en la Figura 3.18, la VRFB sufre una autodescarga, pero llega a sentirla, y al tener disponible una fuente, se vuelve a cargar hasta regresar a su SOC máximo.

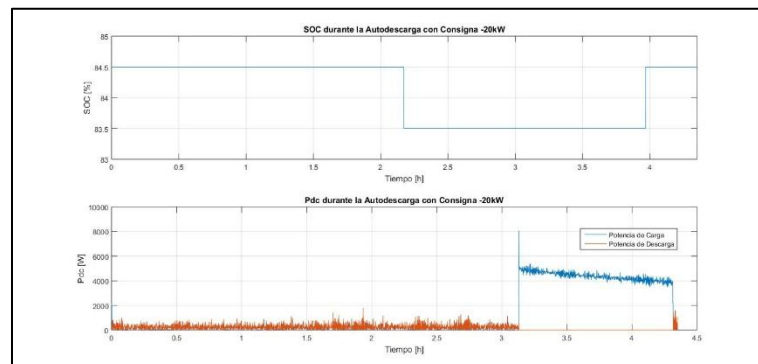


Figura 3.18. Tasa de autodescarga de la VRFB con consigna -20kW

La energía que la VRFB necesitó para volver a cargarse a su SOC máximo fue de 0,78886 kWh en un tiempo de 1,2 horas.

En el siguiente caso, con la VRFB en su SOC máximo, se le removió la fuente de alimentación, es decir, se cambió la consigna de carga 0 kW y se registró el proceso total de autodescarga de la VRFB, observando así el tiempo en el que los distintos procesos internos de la VRFB lograron descargarla hasta su SOC mínimo (8%). La Figura 3.19 evidencia el tiempo total de autodescarga y la curva de potencia consumida, la cual tiene una naturaleza pulsatoria, de acuerdo a lo indicado en la teoría (pequeñas inyecciones de energía para hacer fluir electrolito por los stacks cada periodo de tiempo). Sin embargo, es notorio un aumento en la magnitud a casi el doble de potencia en estos pulsos en el rango de autodescarga desde el 50% hasta el 20%.

Se puede observar que la VRFB se descargó totalmente en un lapso de 200 horas aproximadamente, con una potencia instantánea promedio de descarga de 109 W, resultando en un total de energía liberada de 22 kWh luego de aproximadamente 200 horas de autodescarga. Esto se da debido a que, como el valor de “Potencia de descarga DC” se obtuvo de la suma de potencias del Bus A y Bus B de la VRFB, no considera los sistemas internos, como el de bombeo, control, ventilación, que son los causantes de la mayor parte de potencia durante esta autodescarga.

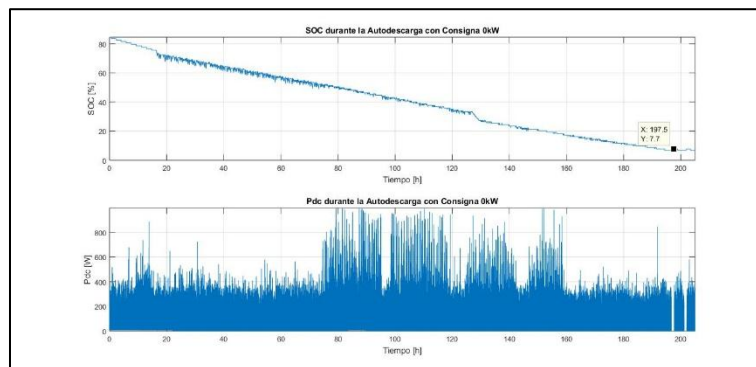


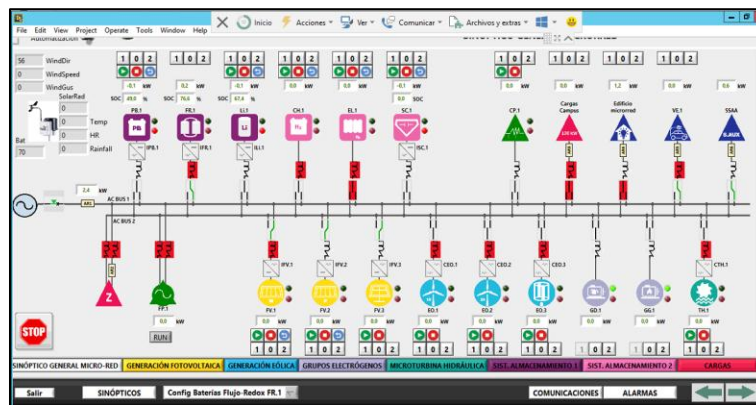
Figura 3.19. Tasa de autodescarga de la VRFB con una consigna de 0kW

## 4. Capítulo 4: Caso de estudio

Si bien el objetivo principal de esta investigación es el estudio teórico de los sistemas de almacenamiento de energía, un estudio práctico del caso particular de la VRFB resulta pertinente. En el presente capítulo se analiza el funcionamiento de la batería de flujo redox de vanadio (VRFB) CellCube FB 20 kW/100 kWh en la Microrred de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Cuenca, campus Balzay.

### 4.1 Descripción del sistema

La Microrred de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Cuenca es un moderno laboratorio dedicado al estudio de energías renovables y sistemas de almacenamiento de energía eléctrica. Su esquema general se presenta en la Figura 4.1.



(a)



(b)

Figura 4.1. (a) Esquema sinóptico general de la Microrred - (b) Emplazamiento en sitio de la Microrred

La generación eléctrica de la microrred es en su mayoría fotovoltaica, que se dividen en tres tipos:



- a. Arreglo de 60 paneles monocristalinos estáticos
- b. Arreglo de 60 paneles policristalinos estáticos
- c. Arreglo de paneles policristalinos con seguimiento programado

Con una potencia de generación fotovoltaica instalada total de 35 kW.

Con fines académicos y de investigación, la Microrred cuenta con analizadores de red en puntos estratégicos para así poder monitorear el comportamiento del sistema y posteriormente analizar las distintas situaciones presentadas.

Además de contar con generación propia, la Microrred tiene la capacidad de conectarse con la red pública para ocasiones en las cuales la autogeneración no es suficiente para abastecer al edificio completo.

Dentro de este sistema, el asunto de interés para este estudio es la batería de flujo redox de vanadio, que significa el sistema más importante de almacenamiento de energía que posee debido a su capacidad. Esta VRFB fue integrada al sistema SCADA de la Microrred, el cual se encuentra en la sala de control general del laboratorio y cuenta con una interfaz gráfica a través de la cual es posible controlarla según requerimientos.

#### 4.2 Algoritmo de balance cero

El programa de balance cero es un algoritmo de control de la VRFB desarrollado e implementado en la Microrred. El funcionamiento de este algoritmo se basa en dos principios:

1. Cuando existe un exceso de energía generada, esta se almacena en la VRFB y, en caso de no ser necesaria para la propia Microrred, esta se inyecta de manera gratuita a la red pública.
2. En caso de un déficit de generación fotovoltaica, primero se utilizará la energía almacenada en la batería, y si no resulta suficiente, se procede a absorber energía de la red pública para suministrar la Microrred.

El objetivo general de este algoritmo es mantener en cero el intercambio de energía con la red, y principalmente, evitar la necesidad de suministro por parte de la red pública hacia la Microrred. Sin embargo, no restringe la inyección energética desde la Microrred hacia la red pública.

#### 4.3 Metodología

Mediante el sistema SCADA de la Microrred, fue posible el registro de variables de interés con una precisión razonable. Las variables recopiladas durante este periodo fueron las siguientes.

- Batería VRFB
  1. SOC
  2. Voltaje DC Bus A
  3. Corriente de Carga DC Bus A
  4. Corriente de Descarga DC Bus A
  5. Voltaje DC Bus B
  6. Corriente de Carga DC Bus B
  7. Corriente de Descarga DC Bus B
- Analizadores de red de la Microrred
  1. AR1 [W]: Analizador global de la Microrred, se encuentra en la barra de conexión entre la red pública y la Microrred.

2. AR3 [W]: Se encuentra en una de las tres estaciones de carga de vehículos eléctricos de la Microrred, con dos niveles de potencia de salida (40 kW y 70 kW).
  3. AR4 [W]: Sistemas de iluminación y fuerza de la Microrred.
  4. AR5 [W]: Este analizador comprende las otras dos estaciones de carga de vehículos eléctricos con potencias de 5.5 kW y 5 kW, respectivamente.
  5. AR6: Servicios auxiliares del sistema (UPS y el servidor), considerado como una carga constante de 700 W.
- Generación Fotovoltaica

Al ser la principal fuente de autogeneración eléctrica de la Microrred, y particularmente, la única puesta en funcionamiento para efectos del presente estudio, se consideró como única fuente de generación, y se obtuvieron las variables:

1. FV1 [W]: Generación fotovoltaica del arreglo de los 60 paneles monocristalinos.
2. FV2 [W]: Generación fotovoltaica del arreglo de los 60 paneles policristalinos.
3. FV3 [W]: Generación fotovoltaica del panel policristalino con seguimiento programado.

#### 4.4 Procesamiento de datos

Mediante el uso de la base de datos Citadel 5, herramienta de National Instruments<sup>®</sup> implementada al sistema SCADA de la Microrred, es posible el registro de datos de todas las variables mencionadas en 4.3, posteriormente, se exportaron estos datos con una frecuencia de muestreo de 10 segundos, para graficarlos y analizarlos con mayor precisión con el software Matlab<sup>®</sup>.

#### 4.5 Presentación y análisis de los escenarios

El programa de balance cero estuvo activo durante la mayor parte de tiempo desde el 05/08/2019 hasta el 15/09/2019, dando un total de 6 semanas. Sin embargo, debe considerarse que durante este periodo la Universidad se encontró en vacaciones académicas.

A lo largo de las seis semanas de aplicación del programa, se encontraron distintos escenarios, los cuales fueron separados por semanas para un análisis más detallado. Los resultados generales del procesamiento de datos se presentan en las siguientes figuras. Los resultados completos de cada semana se pueden encontrar en el Anexo 5.

- Semana 1 (5/08/2019 – 11/08/2019)

Las curvas generales del comportamiento del sistema durante este período se separaron por variables, y se presentan en la Figura 4.2

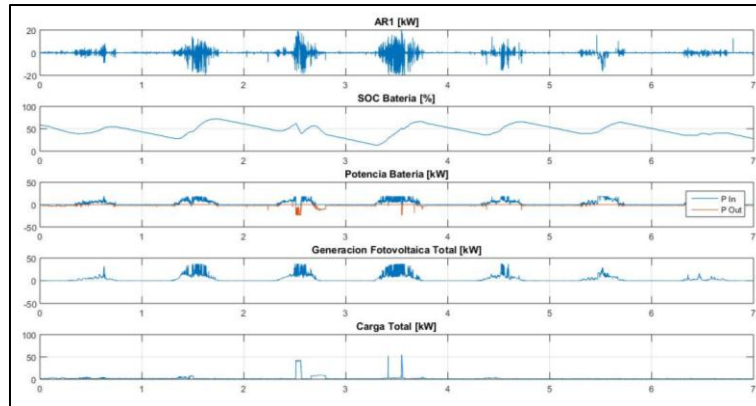


Figura 4.2. Resumen General de la Microrred durante la Semana 1

En resumen, el funcionamiento de la Microrred durante la semana 1 fue el siguiente:

- Energía Generada: 605.4 kWh
- Energía Consumida de la Red Pública (AR1): 40.06 kWh
- Energía Inyectada a la Red Pública (AR1): 66.68 kWh
- Energía Absorbida por la VRFB: 451.16 kWh
- Energía Suministrada por la VRFB: 262.12 kWh
- Energía Consumida por Cargas de la Microrred: 303.04 kWh

Análisis del AR1: El algoritmo de balance cero mantuvo en cero el intercambio energético entre la red pública y la Microrred, excepto en ciertas ocasiones, en las cuales, se generaron picos de hasta 20 kW de potencia transferida. (Figura 4.3)

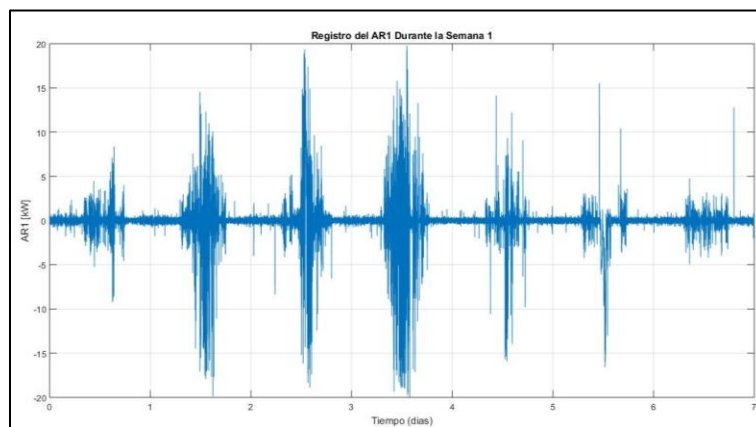


Figura 4.3. Registro del AR1 Durante la Semana 1

Análisis del SOC de la VRFB: El SOC de la VRFB aumenta durante el día, coincidentemente con la generación fotovoltaica, algo que resulta lógico, y durante la noche, la VRFB se descarga para suplir la demanda conectada, ya sea de la propia Microrred o para entregar energía hacia la red pública. (Figura 4.4)

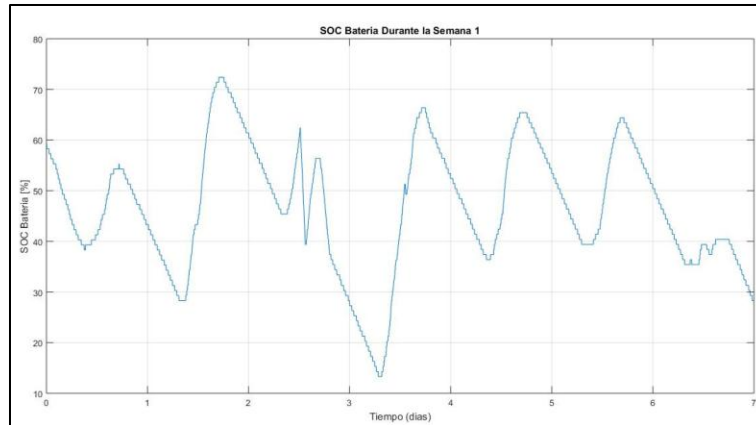


Figura 4.4. SOC VRFB durante la Semana 1

Análisis de la Potencia de la VRFB: La curva azul representa potencia, y, por lo tanto, energía absorbida por la VRFB para cargarse, la curva naranja es su contraparte, es decir, la potencia entregada por la VRFB mientras se descargaba. Es notorio que la potencia de descarga durante la noche es un valor constante de 200 W, generalmente. (Figura 4.5)

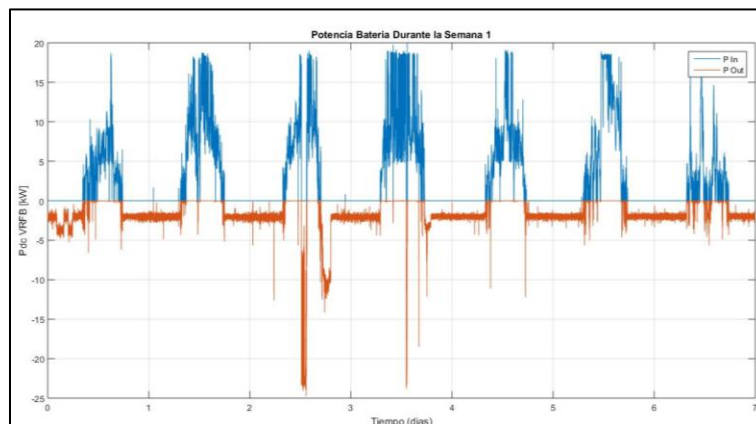


Figura 4.5. Potencia VRFB durante la Semana 1

Generación Fotovoltaica: La generación eléctrica de la Microrred proviene prácticamente en su totalidad, de energía fotovoltaica de paneles solares. Como era de esperarse, los picos de generación se dan en la mitad de cada día, mientras que, durante la noche y madrugada, la generación es nula. Durante esta semana, se dieron máximos de generación de hasta 37 kW durante 3 días, y ya que estas curvas están relacionadas con la radiación solar durante este periodo de tiempo, se puede deducir que la máxima generación coincide con la máxima radiación solar. (Figura 4.6)

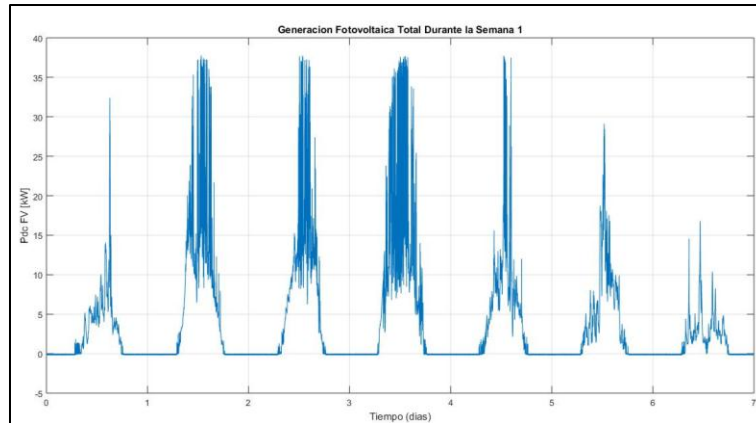


Figura 4.6. Generación FV total durante la Semana 1

Cargas del sistema: El comportamiento del total de las cargas del sistema se presenta en la (Figura 4.7)

AR3: La estación de carga rápida de la Microrred funcionó durante cortos periodos de tiempo, sin embargo, es imperativo mencionar que esta carga fue suplida en su totalidad por energía almacenada en la VRFB. Esto es comprobable del análisis de las curvas del AR1, SOC de la VRFB, y de la Potencia de la VRFB. Otra ventaja suscitada durante este punto fue que, en ese día, se dio la mayor generación fotovoltaica. Los valores de potencia de 40 kW corresponden a la carga de un vehículo eléctrico BYD, mientras que los valores de 6.3 kW y 50 kW corresponden a un montacargas BYD y un vehículo eléctrico KIA, respectivamente. (Figura 4.8)

AR4: los sistemas de iluminación y fuerza significaron una carga máxima de 5 kW. Esto se dio en los días laborales, es decir, de lunes a viernes, y en horarios desde la mañana hasta el fin de la tarde, que también coincide con el horario laboral y académico. (Figura 4.8)

AR5: en esta semana, la estación de carga lenta funcionó dos veces, por periodos de tiempo menores a una hora, y a una potencia nominal cercana a 6kW, y durante su primer funcionamiento, esta carga coincidió con un consumo de los sistemas de iluminación y fuerza particularmente alto, resultando en una carga de 7.7 kW, pero en este caso, esa carga no fue suplida por la VRFB, ya que también inició su carga, esto se evidencia en la curva AR1, que muestra un incremento considerable en el intercambio energético con la red pública. (Figura 4.8)

AR6: los servicios auxiliares corresponden al servidor de la Microrred, que consume una potencia de alrededor de 650 W, siendo ligeramente menor durante la noche. (Figura 4.8)

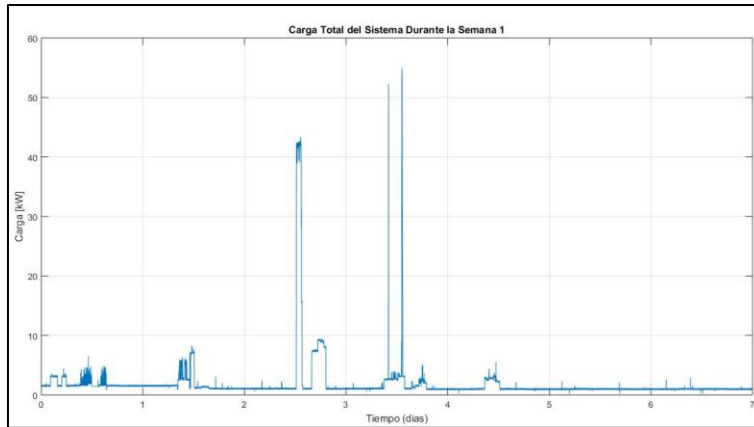


Figura 4.7. Carga Total del Sistema durante la Semana 1

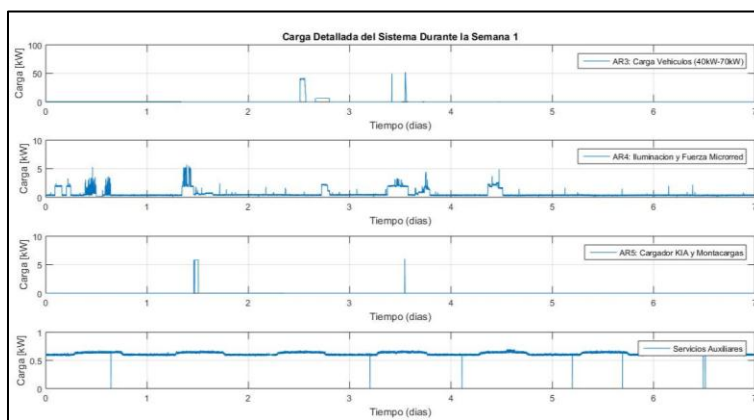


Figura 4.8. Carga Detallada del Sistema durante la Semana 1

- Semana 3 (19/08/2019 – 25/08/2019)

Las curvas generales del comportamiento del sistema durante este período se separaron por variables, y se presentan en la Figura 4.9

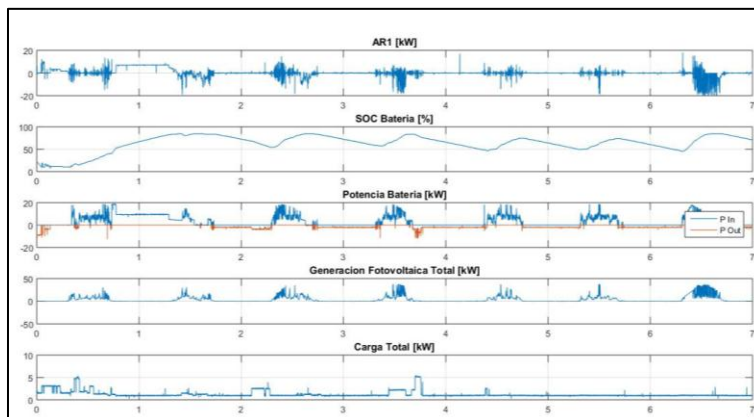


Figura 4.9. Resumen General de la Microrred durante la Semana 3

En resumen, el funcionamiento de la Microrred durante la semana 3 fue el siguiente:

- Energía Generada: 610.016 kWh
- Energía Consumida de la Red Pública (AR1): 129.74 kWh
- Energía Inyectada a la Red Pública (AR1): 96.1 kWh
- Energía Absorbida por la VRFB: 538.52 kWh
- Energía Suministrada por la VRFB: 197.67 kWh
- Energía Consumida por Cargas de la Microrred: 199.73 kWh

Análisis del AR1: El algoritmo de balance cero se desactivó durante un periodo de 14 horas aproximadamente entre lunes y martes, periodo durante el cual la batería se cargó a una consigna constante. De ahí el aumento en la energía consumida desde la red pública. El resto del periodo de estudio, el algoritmo estuvo activo y sus efectos son visibles. Ignorando el tiempo inactivo del algoritmo, el resultado es una inyección mayor de energía a la red pública que la consumida por la Microrred. (Figura 4.10)

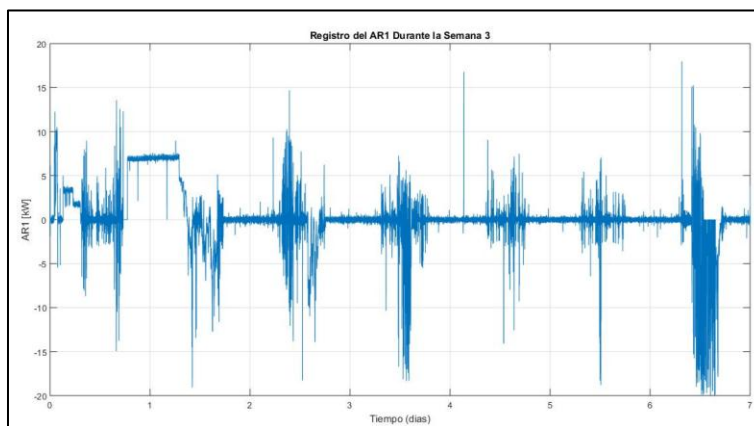


Figura 4.10. Registro del AR1 Durante la Semana 3

Análisis del SOC de la VRFB: El SOC de la VRFB aumentó constantemente mientras el algoritmo estuvo inactivo. El tiempo que el algoritmo estuvo en funcionamiento, la batería mantuvo el comportamiento esperado, carga durante el día, con una tasa de carga mayor mientras mayor generación fotovoltaica se daba. La tasa de descarga aumenta conforme aumenta la carga total de la Microrred. (Figura 4.11)

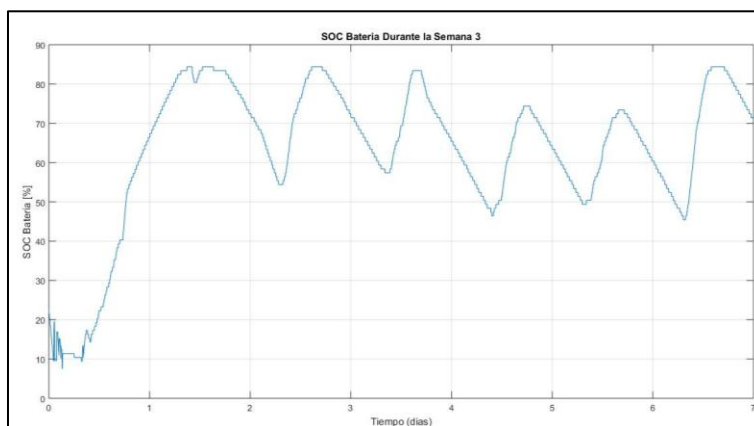


Figura 4.11. SOC VRFB durante la Semana 3

Análisis de la Potencia de la VRFB: Como se puede observar, mientras el algoritmo de balance cero se desactivó, fue debido a que se cargó la batería a una consigna constante de 10 kW. Luego, la batería se descargó durante las noches y cuando aumentaba la carga de la Microrred, además, cuando existió excedente de generación fotovoltaica, también fue posible la inyección de energía hacia la red pública. (Figura 4.12)

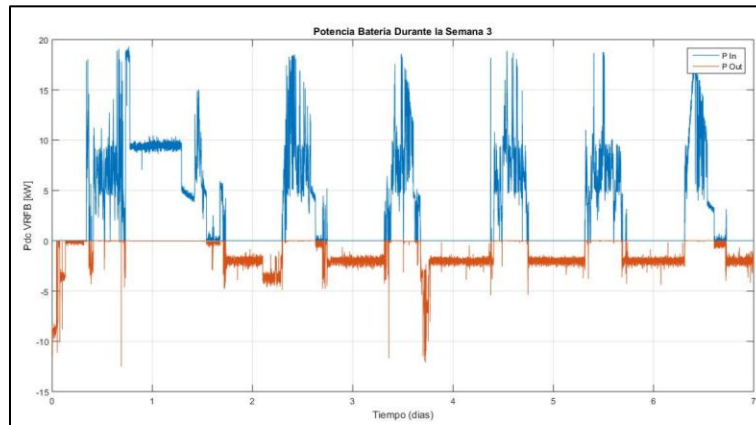


Figura 4.12. Potencia VRFB durante la Semana 3

Generación Fotovoltaica: El perfil de generación fotovoltaica de la semana 3 es muy parecido al de la semana 1, con una variación de tan solo 5 kWh en la energía total generada. (Figura 4.13)

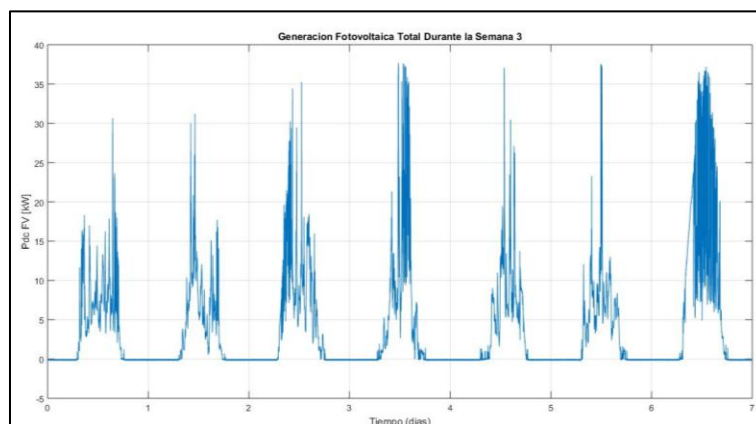


Figura 4.13. Generación FV total durante la Semana 3

Cargas del sistema: El comportamiento del total de las cargas del sistema se presenta en la (Figura 4.14)

AR3: La estación de carga rápida de la Microrred prácticamente no se utilizó durante esta semana. (Figura 4.15)

AR4: Los sistemas de iluminación y fuerza mantuvieron su máxima demanda (5 kW). Se observa que la mayor utilización de estos sistemas se dio en los días lunes, miércoles y jueves. (Figura 4.15)

AR5: En esta semana, la estación de carga lenta no se utilizó. (Figura 4.15)



AR6: Los servicios auxiliares corresponden al servidor de la Microrred, que consume una potencia de alrededor de 650 W, siendo ligeramente menor durante la noche. (Figura 4.15)

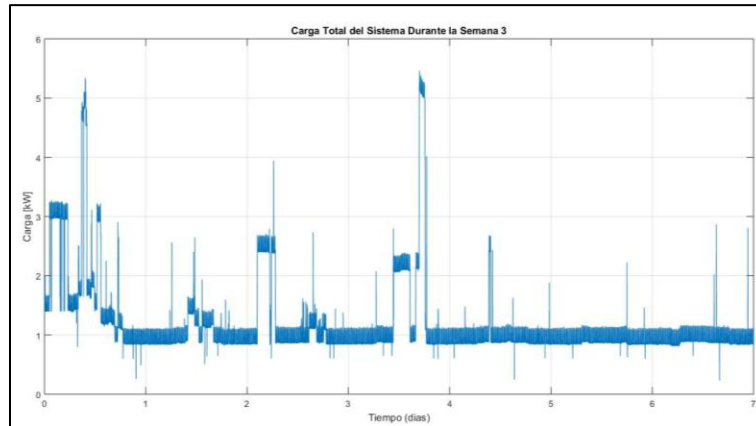


Figura 4.14. Carga Total del Sistema durante la Semana 3

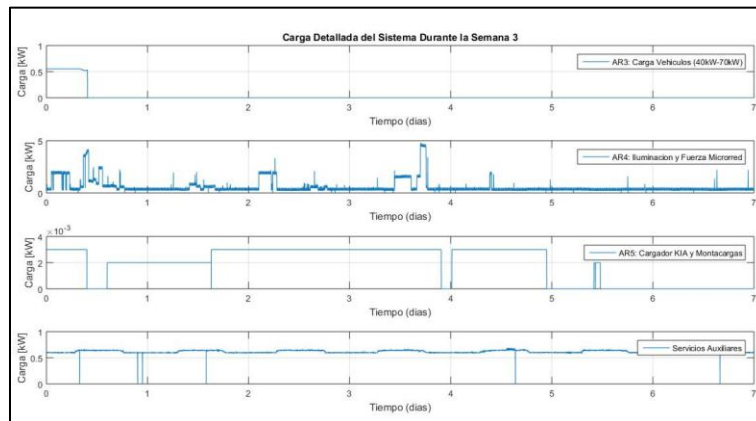


Figura 4.15. Carga Detallada del Sistema durante la Semana 3

- Semana 5 (2/09/2019 – 8/09/2019)

Las curvas generales del comportamiento del sistema durante este período se separaron por variables, y se presentan en la Figura 4.16

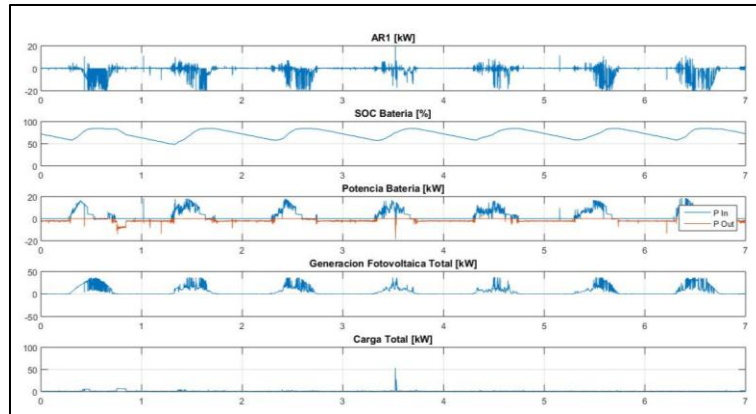


Figura 4.16. Resumen General de la Microrred durante la Semana 5

En resumen, el funcionamiento de la Microrred durante la semana 5 fue el siguiente:

- Energía Generada: 916.61 kWh
- Energía Consumida de la Red Pública (AR1): 20.5 kWh
- Energía Inyectada a la Red Pública (AR1): 209.84 kWh
- Energía Absorbida por la VRFB: 420.76 kWh
- Energía Suministrada por la VRFB: 220.98 kWh
- Energía Consumida por Cargas de la Microrred: 204.58 kWh

Análisis del AR1: El algoritmo de balance cero estuvo activo durante la semana completa, y el funcionamiento del mismo es evidente, la energía inyectada desde la red pública hacia la Microrred (20 kWh) es diez veces menor a la energía inyectada en el otro sentido (200 kWh). (Figura 4.17)

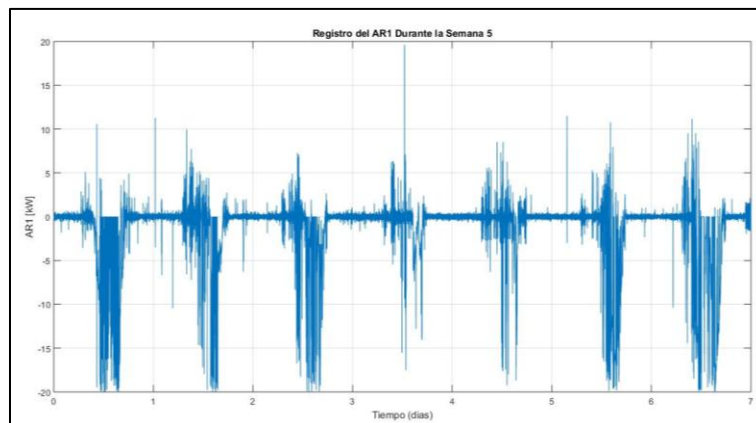


Figura 4.17. Registro del AR1 Durante la Semana 5

Análisis del SOC de la VRFB: Se observan tasas de carga y descarga prácticamente lineales, esto se dio debido al parecido entre los perfiles de generación fotovoltaica, en conjunto con el hecho de que la carga total de la Microrred en general fue muy baja, con valores máximos de potencia de demanda menores a 5kW durante toda la semana. En general, la VRFB llegó a descargarse hasta un SOC mínimo de 60%. La generación fotovoltaica diaria fue suficiente para cargarla totalmente hasta su SOC máximo de 84.5%. (Figura 4.18)

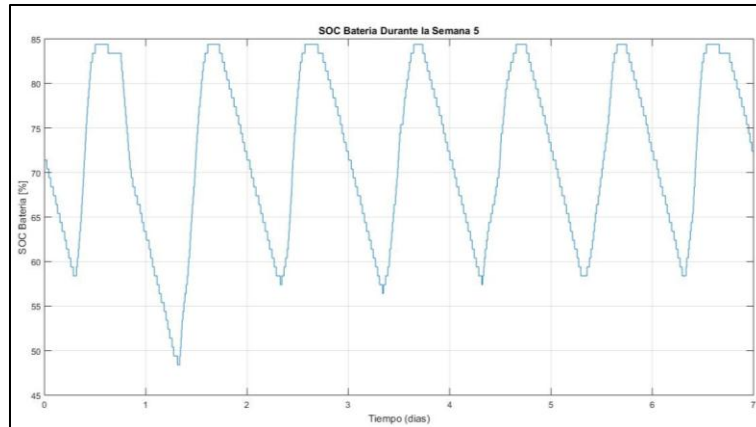


Figura 4.18. SOC VRFB durante la Semana 5

Análisis de la Potencia de la VRFB: La potencia de la VRFB obedece a la curva de SOC de la misma, es decir, se muestran curvas diarias muy similares entre sí, esto debido a que la generación fotovoltaica fue muy buena y la carga total de la Microrred muy baja. La combinación de estos factores hizo posible una inyección de energía hacia la red pública mucho mayor a los otros casos estudiados. (Figura 4.19)

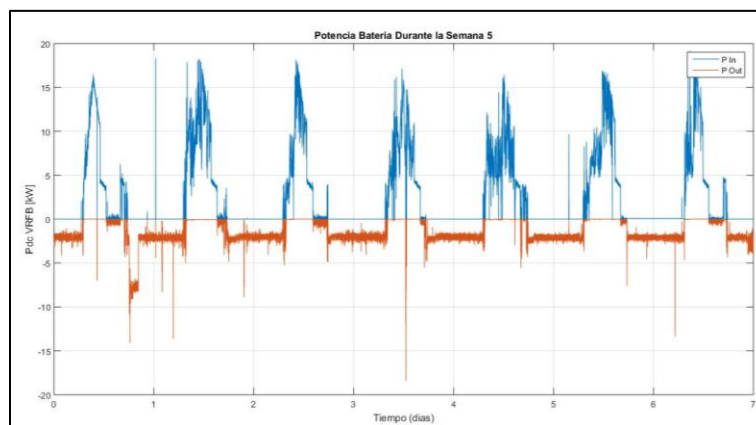


Figura 4.19. Potencia VRFB durante la Semana 5

Generación Fotovoltaica: El perfil de generación fotovoltaica de la semana 5 es el mejor de todo el período de estudio, llegando a generar 1.5 veces en comparación con las semanas 1 y 5. Esto es lógico ya que se puede observar que todos los días se llegaron a picos de potencia generada de 37 kW. (Figura 4.20)

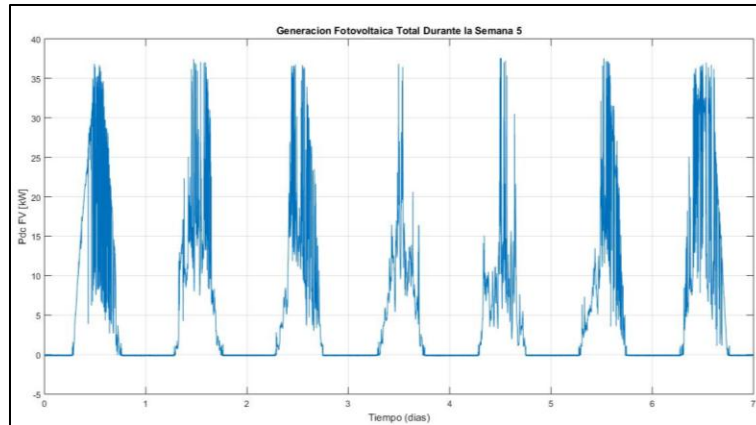


Figura 4.20. Generación FV total durante la Semana 5

Cargas del sistema: El comportamiento del total de las cargas del sistema se presenta en la (Figura 4.21)

AR3: La estación de carga rápida de la Microrred prácticamente no se utilizó durante esta semana (tiempo de uso de 15 minutos). (Figura 4.22)

AR4: Los sistemas de iluminación y fuerza mantuvieron su máxima demanda (5 kW). Se observa que la mayor utilización de estos sistemas se dio en los días lunes y martes. (Figura 4.22)

AR5: En esta semana, la estación de carga lenta no se utilizó. (Figura 4.22)

AR6: Los servicios auxiliares corresponden al servidor de la Microrred, que consume una potencia de alrededor de 650 W, siendo ligeramente menor durante la noche. (Figura 4.22)

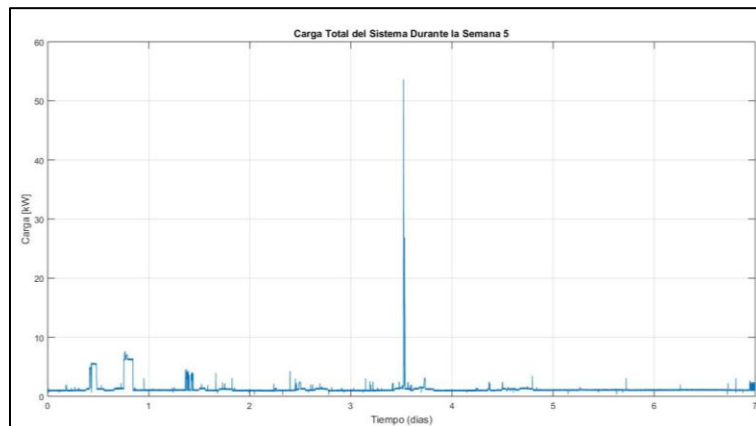


Figura 4.21. Carga Total del Sistema durante la Semana 5

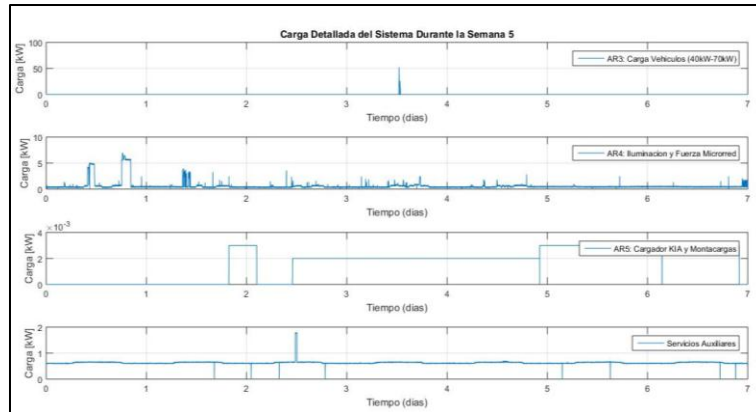


Figura 4.22. Carga Detallada del Sistema durante la Semana 5

#### 4.6 Resultados

Con el fin de poder realizar una comparación más objetiva, se presentan en la Tabla 4.1 los balances energéticos generales de las 3 semanas elegidas.

Tabla 4.1. Resultados energéticos generales semanales

	<b>Semana 1</b>	<b>Semana 3</b>	<b>Semana 5</b>
<b>Energía Fotovoltaica Generada</b>	605.4 kWh	610.016 kWh	916.61 kWh
<b>Energía Consumida de la Red Pública</b>	40.06 kWh	129.74 kWh	20.5 kWh
<b>Energía Inyectada a la Red Pública</b>	66.68 kWh	96.1 kWh	209.84 kWh
<b>Energía Absorbida por la VRFB</b>	451.16 kWh	538.52 kWh	420.76 kWh
<b>Energía Suministrada por la VRFB</b>	262.12 kWh	197.67 kWh	220.98 kWh
<b>Energía Consumida por Cargas de la Microrred</b>	303.04 kWh	199.73 kWh	204.58 kWh

#### 4.7 Análisis global

En general, el uso del algoritmo de balance cero en combinación con una alta generación de energía (buen perfil fotovoltaico), más el sistema de almacenamiento VRFB, producen un sistema de generación distribuida automatizado ideal, que garantiza la alimentación continua de las cargas de la Microrred, y como beneficio adicional, la posibilidad de inyectar energía hacia la red pública.

## Capítulo 5: Conclusiones y recomendaciones

### Conclusiones

- El funcionamiento de la generación, distribución y almacenamiento de energía eléctrica de una forma integral son aspectos de relevancia en una red eléctrica.
- La naturaleza variable o fluctuante de la mayoría de fuentes energéticas renovables, así como su distribución geográfica dispersa, hacen del almacenamiento energético una necesidad cuando el objetivo evidente global, es la generación distribuida.
- Actualmente, la mayor barrera que evita la integración de la generación distribuida a los grandes sistemas energéticos metropolitanos, es su costo (hasta \$1000/kWh en 2016), sin embargo, según IRENA, a 2030 este continuará disminuyendo hasta un 66% menos de este valor. Cabe mencionar que la VRFB presenta mayores ventajas, principalmente de carácter ambiental.
- El modelo propuesto de la VRFB CellCube FB 20/100, desarrollado y validado con PSIM® a partir del modelo propuesto por Chahwan y colaboradores se ajusta en gran medida a las respuestas reales obtenidas de pruebas experimentales en la Microrred de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Cuenca.
- El uso de elementos variables (fuentes controladas) en lugar de elementos fijos en el modelo de la VRFB, aumentó la precisión de las respuestas del modelo en comparación con los resultados experimentales, contribución que este proyecto de titulación agrega a los modelos estudiados en la bibliografía.
- En un sistema VRFB, el control (gestión) de carga y descarga es de vital importancia, ya que este es el subsistema que se encarga de que la VRFB se mantenga dentro de sus condiciones seguras de operación, en función de las características permitidas en los ciclos de carga/descarga.
- La tecnología VRFB presenta varias e importantes ventajas respecto a otros sistemas de almacenamiento de energía, entre las cuales están: la independencia potencia/capacidad, capacidad de descarga profunda sin daños al sistema, la nula contaminación durante el funcionamiento, su fácil escalabilidad, anulación del riesgo de contaminación cruzada, y eficiencia energética. Sin embargo, si bien el sistema VRFB presenta altas eficiencias energéticas en DC (alrededor del 75%), en AC esta disminuye (alrededor del 60%), principalmente debido a la eficiencia del sistema de conversión de energía utilizado.
- Como sería de esperarse, la eficiencia del sistema del Caso de Estudio del Capítulo 4 mostró el mejor funcionamiento de la VRFB en el escenario con alta generación fotovoltaica y poca demanda. Sin embargo, una demanda baja en la Microrred analizada, bien podría representar una demanda típica residencial o de un conjunto residencial. Considerando que el consumo promedio diario a nivel nacional es de aproximadamente 5kWh/día, y que, según, las barreras técnicas de implementación de GD son mínimas, la única barrera real, a momento, sería el costo de implementación de esta tecnología.
- La eficiencia global de la VRFB se encuentra en el rango de 60% a 70% de momento, según predicciones de IRENA, a 2030 la eficiencia global de esta tecnología será de alrededor de 80%.
- La eficiencia energética del sistema VRFB puede mejorar con el uso de sistemas de conversión energética también de mayor eficiencia.
- En un sistema de generación distribuida con posibilidad de conexión a la red pública, un algoritmo de automatización como el “Balance Cero” descrito en el Caso de Estudio, resulta



de utilidad, y hasta cierto punto, necesario, si se desea obtener un sistema autosuficiente, amigable con el medio ambiente, y, a futuro, con una alta eficiencia energética.

## Recomendaciones

Con el objetivo de obtener un modelo de mayor fiabilidad, podría mejorarse la metodología de obtención del mismo, concretamente, con la medición y el registro de más variables de interés, como el consumo del sistema de bombeo, consumo de sistemas auxiliares y capacitancia de los electrodos.

Al momento de analizar casos en los cuales se pueda implementar el sistema VRFB como almacenamiento energético, es primordial un estudio previo del recurso renovable a utilizar, ya sea energía solar o eólica, que son aquellos con los que se ha demostrado el buen funcionamiento de la VRFB.

Además del uso de energías renovables, sistemas de generación distribuida y sistemas de almacenamiento de energía, las redes eléctricas de gran escala deberían ser complementadas con sistemas de gestión de carga, para obtener un control tanto de oferta como demanda, y, consecuentemente, sistemas energéticos que utilicen la energía de manera eficiente.

## Referencias

- [1] B. Turk, "Modeling and Utilizing a Vanadium Redox Flow Battery for Easier Grid and Market Integration of Wind Power," 2014.
- [2] G. B. Gharehpetian and S. M. Mousavi Agah, *Distributed generation systems: design, operation and grid integration*. .
- [3] IEA (International Energy Agency), "World energy balance 2018: Overview," *IEA webstore*, p. 13, 2017.
- [4] F. S. Fabiani Appavou, Adam Brown, Bärbel Epp, Duncan Gibb, Bozhil Kondev, Angus McCrone, Hannah E. Murdock, Evan Musolino, Lea Ranalder, Janet L. Sawin, Kristin Seyboth, Jonathan Skeen, *Renewables in Cities - 2019 Global Status Report*. 2019.
- [5] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, "Distributed generation: A definition," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 57, no. 3, pp. 195–204, 2001.
- [6] T. Ackermann and V. Knyazkin, "Interaction between distributed generation and the distribution network: Operation aspects," *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, vol. 2, no. ASIA PACIFIC, pp. 1357–1362, 2002.
- [7] W. El-Khattam and M. M. A. Salama, "Distributed generation technologies, definitions and benefits," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 71, no. 2, pp. 119–128, 2004.
- [8] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans, and W. D'haeseleer, "Distributed generation: Definition, benefits and issues," *Energy Policy*, vol. 33, no. 6, pp. 787–798, 2005.
- [9] ARCONEL. "Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018", Quito – Ecuador, agosto 2019
- [10] J. Twidell and T. Weir, *Renewable Energy Resources*, Third., vol. 1. Routledge, 2015.
- [11] A. Etxeberria, I. Vechiu, H. Camblong, and J. M. Vinassa, "Hybrid energy storage systems for renewable energy sources integration in microgrids: A review," *2010 9th Int. Power Energy Conf. IPEC 2010*, pp. 532–537, 2010.
- [12] E. Rodriguez-Diaz, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Intelligent DC Homes in Future Sustainable Energy Systems: When efficiency and intelligence work together," *IEEE Consum. Electron. Mag.*, vol. 5, no. 1, pp. 74–80, 2016.
- [13] S. J. Kazempour, M. P. Moghaddam, M. R. Haghifam, and G. R. Yousefi, "Electric energy storage systems in a market-based economy: Comparison of emerging and traditional technologies," *Renew. Energy*, vol. 34, no. 12, pp. 2630–2639, 2009.
- [14] CENACE, "Informe Anual CENACE 2018", Operador Nacional de Electricidad - CENACE, Quito – Ecuador, Inf. téc., marzo 2019.
- [15] N. S. Wade, P. C. Taylor, P. D. Lang, and P. R. Jones, "Evaluating the benefits of an electrical energy storage system in a future smart grid," *Energy Policy*, vol. 38, no. 11, pp. 7180–7188, 2010.
- [16] L. Robles, "Desarrollo De Un Modelo De Simulación En Trnsys 16 Para Determinar El Comportamiento De Un Sistema De Almacenamiento De Energía Basado En Baterías De Flujo Redox De Vanadio Acoplado a Un Sistema De Generación Eólica Y/O Solar," 2015.





- [17] J. K. Kaldellis, D. Zafirakis, and K. Kavadias, "Techno-economic comparison of energy storage systems for island autonomous electrical networks," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 2, pp. 378–392, 2009.
- [18] R. M. Spotnitz, "Battery modeling," *Electrochem. Soc. Interface*, vol. 14, no. 4, pp. 39–42, 2005.
- [19] J. A. Chahwan, *Vanadium-redox flow and lithium-ion battery modelling and performance in wind energy applications*, no. May. 2007.
- [20] A. Joseph and M. Shahidehpour, "Battery storage systems in electric power systems," *2006 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES*, pp. 1–8, 2006.
- [21] M. C. Glass, "Battery electrochemical nonlinear/dynamic SPICE model," *Proc. Intersoc. Energy Convers. Eng. Conf.*, vol. 1, pp. 292–297, 1996.
- [22] A. Shibata, K. Sato, and M. Nakajima, "Development of vanadium redox flow battery for photovoltaic generation system," *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, vol. 1, pp. 950–953, 1994.
- [23] M. Gatrell and N. Gupta, "Developing a simple flow battery model - Initial concepts," *Electr. Storage Syst. Proj. Natl. Res. Counc. Canada*.
- [24] M. H. Li, T. Funaki, and T. Hikiyara, "A study of output terminal voltage modeling for redox flow battery based on charge and discharge experiments," *Fourth Power Convers. Conf. PCC-NAGOYA 2007 - Conf. Proc.*, pp. 221–225, 2007.
- [25] Y. Zhang, J. Zhao, P. Wang, M. Skyllas-Kazacos, B. Xiong, and R. Badrinarayanan, "A comprehensive equivalent circuit model of all-vanadium redox flow battery for power system analysis," *J. Power Sources*, vol. 290, pp. 14–24, 2015.
- [26] X. Qiu, T. A. Nguyen, J. D. Guggenberger, M. L. Crow, and A. C. Elmore, "A field validated model of a vanadium redox flow battery for microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1592–1601, 2014.

## Anexos

### Anexo 1: Procesos de carga y descarga registrados por el equipo FLUKE y HIOKI.

Este adjunto se encuentra realizado en Excel, y no se incluye en este documento debido a su extensión.

### Anexo 2: Expresiones matemáticas utilizadas en el modelo

#### Voltaje de electroquímica

$$40*(1.40925+0.0499*\log(x/(1-x)))$$

#### Valor $R_1$ como fuente controlada de voltaje

##### Math Function 1

$$\text{abs}(x)$$

##### Math Function 2

$$-2.8654191033138E-14*x*x*x+1.3081195581546E-9*x*x-2.2024346978558E-5*x+0.16206718981807$$

##### Math Function 3

$$0.6039603960396*x$$

##### Math Function 4

$$x1*x2$$

#### Valor $R_2$ como fuente controlada de voltaje

##### Math Function 1

$$\text{abs}(x)$$

##### Math Function 2

$$-2.8654191033138E-14*x*x*x+1.3081195581546E-9*x*x-2.2024346978558E-5*x+0.16206718981807$$

##### Math Function 3

$$0.3960396039604*x$$

##### Math Function 4

$$x1*x2$$

#### $I_{fija}$

$$0.0000151171579743*\text{abs}(x1)*x2$$

#### $I_{pump}$

$$2.023809524*(\text{abs}(x2)/(x1*100))$$

**Anexo 3: Código C de control de carga**

```
// Pref positiva Carga de bateria
```

```
Pref=in[0];
```

```
SOC=in[1];
```

```
Vstack=in[2];
```

```
Istack=in[3];
```

```
//Pref>0 indica CARGA
```

```
if (Pref>0)
```

```
{Error=Pref-(Vstack*Istack);
```

```
Error1=63-Vstack;
```

```
Salida=0.3*Error1;
```

```
Salida1=0.01*Error1;
```

```
if (Vstack<63)
```

```
{Salida=0.01*Error;
```

```
Salida1=0.01*Error;}
```

```
if (SOC>0.85)
```

```
{Cutoff=0;}
```

```
//Pref<0 indica DESCARGA
```

```
if (Pref<0)
```

```
{
```

```
Error=Pref-(Vstack*Istack);
```

```
Error1=44.5-Vstack;
```

```
Salida=0.5*Error1;
```

```
Salida1=0.1*Error1;
```

```
if (Vstack>44.5)
```

```
{Salida=0.01*Error;
```

```
Salida1=0.012*Error;}
```

```
if (SOC<0.075)
```

```
{Cutoff=0;}
```

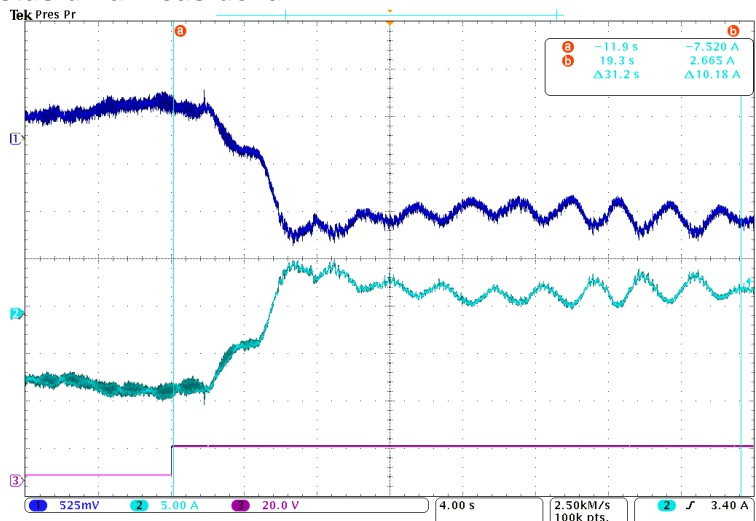
```
}
```

```
out[0]=Salida;
```

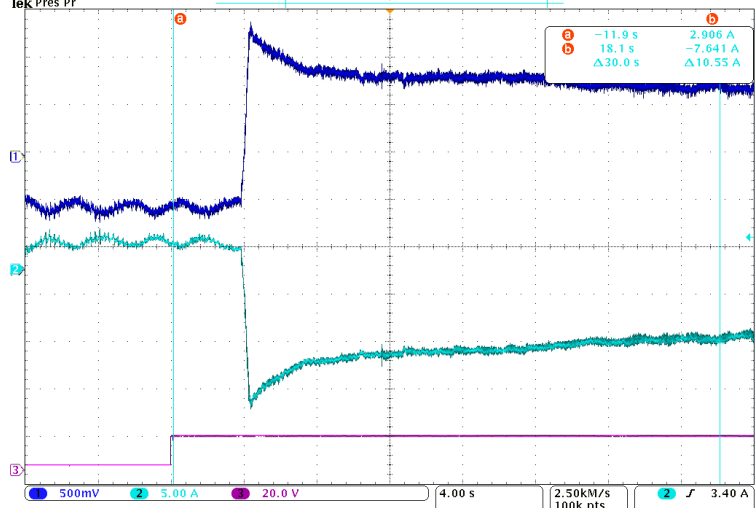
```
out[1]=Salida1;
```

```
out[2]=Cutoff;
```

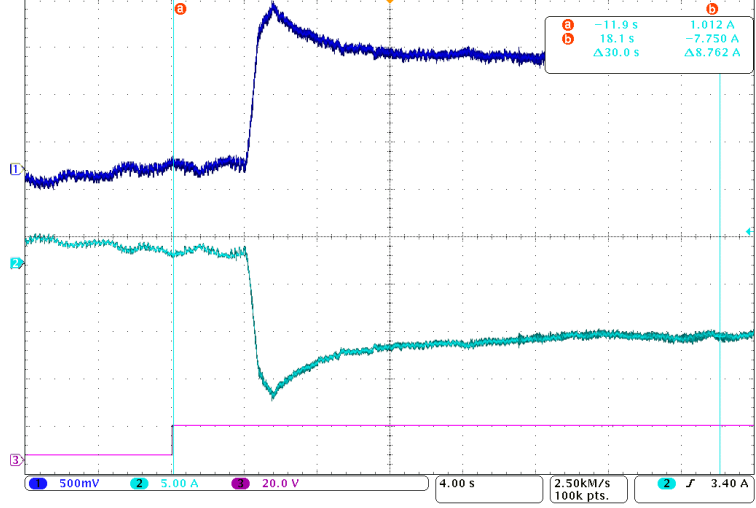
### Anexo 4: Respuestas dinámicas de la VRFB



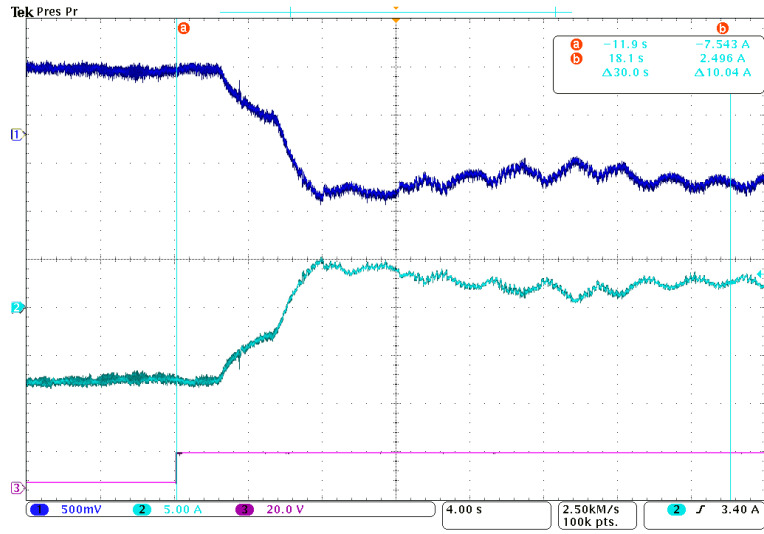
Acopl. Impedancia Inversión Ancho banda Etiqueta  
 [CC] CA 1MΩ 50Ω activ. [desact.] Completo Más 19 Jun 2019 17:54:11



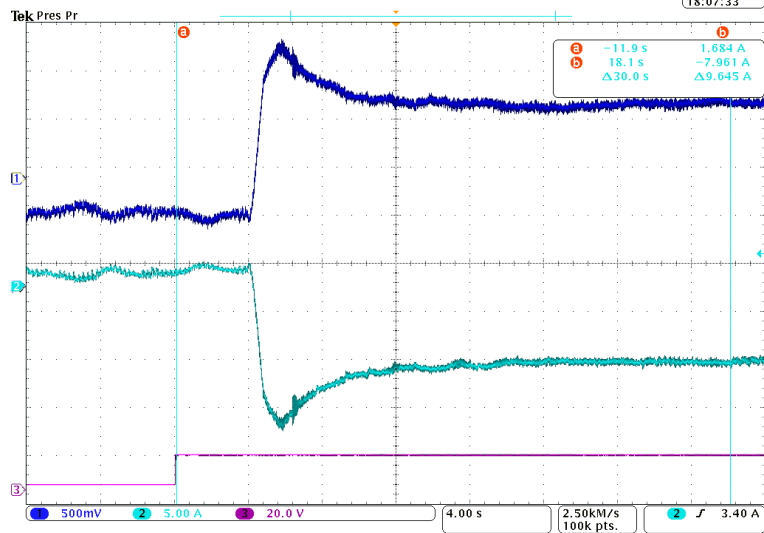
19 Jun 2019 17:58:31



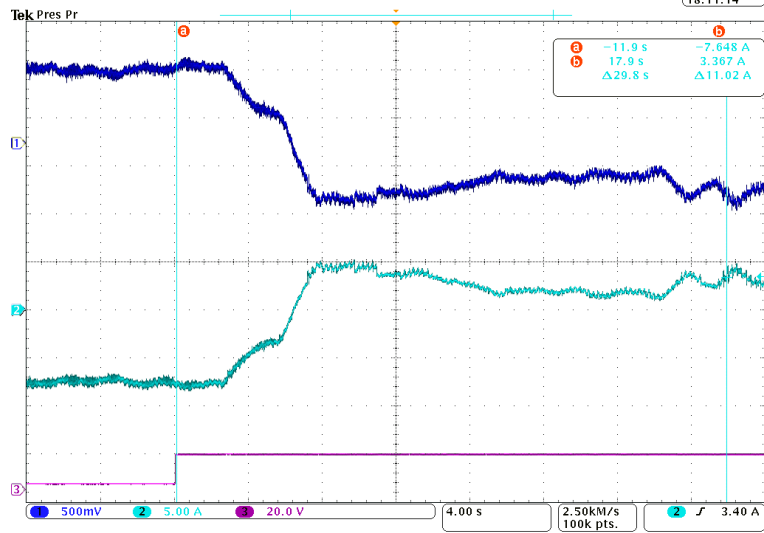
19 Jun 2019 18:03:49



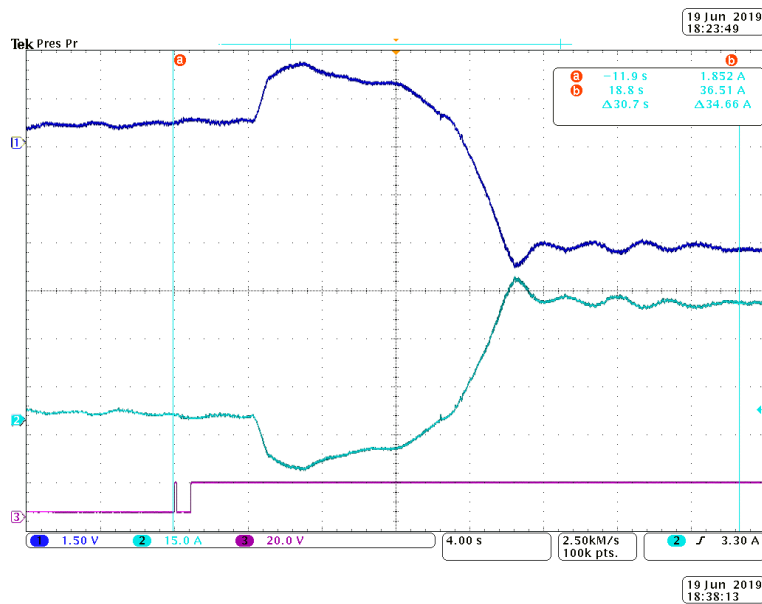
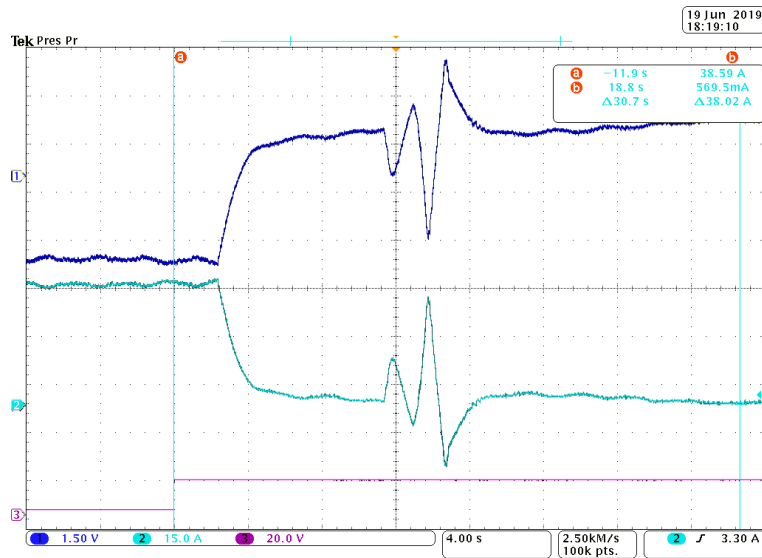
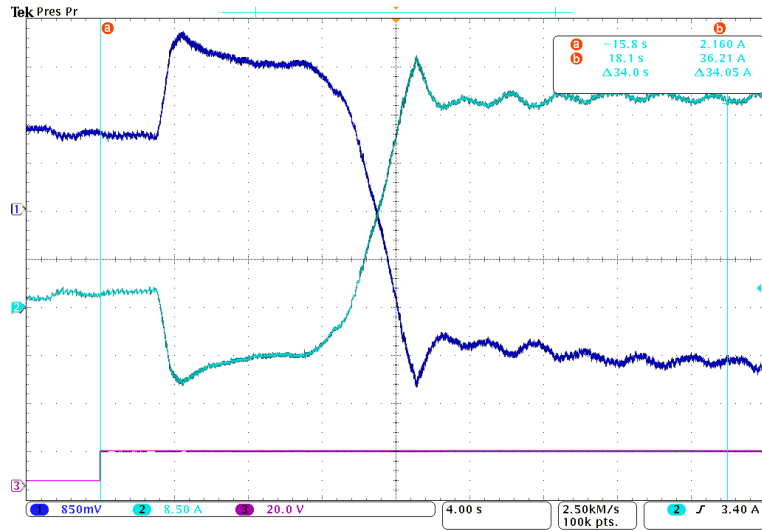
19 Jun 2019 18:07:33

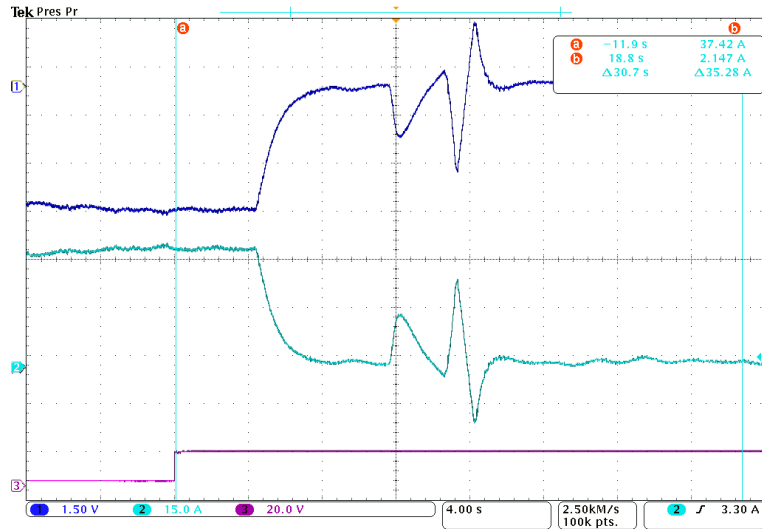


19 Jun 2019 18:11:14

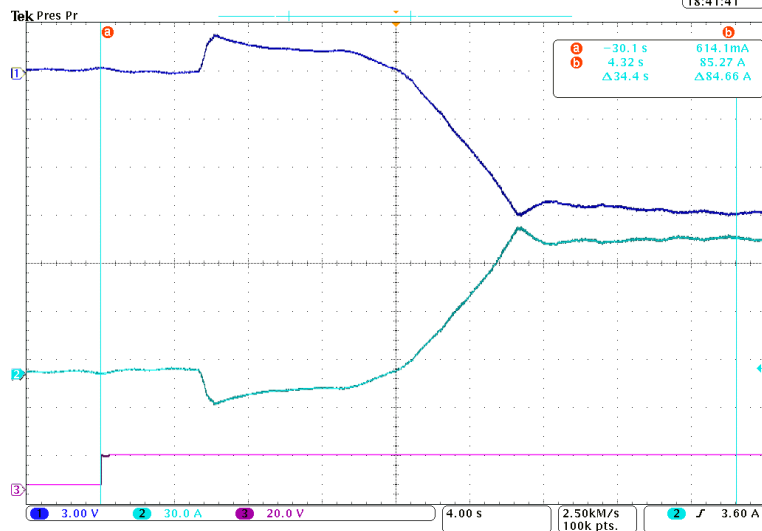


19 Jun 2019 18:14:44

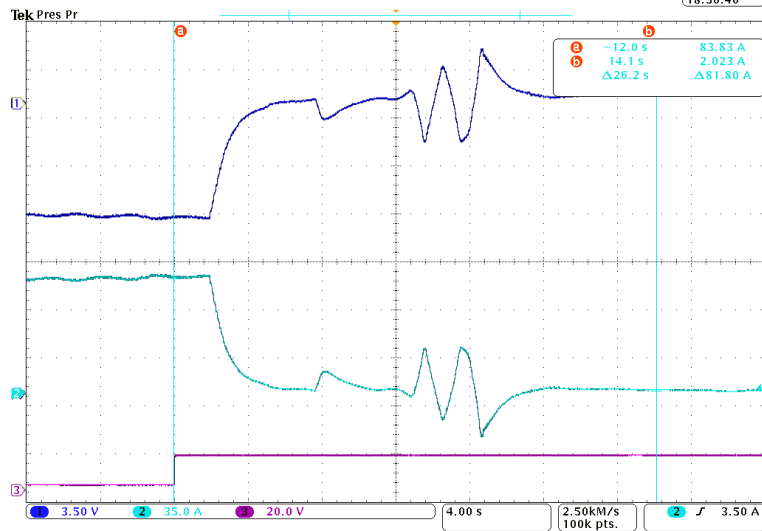




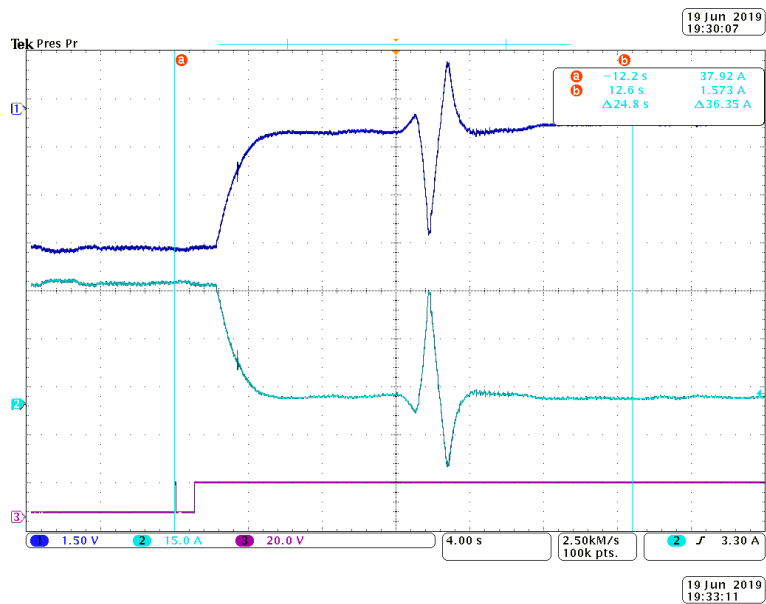
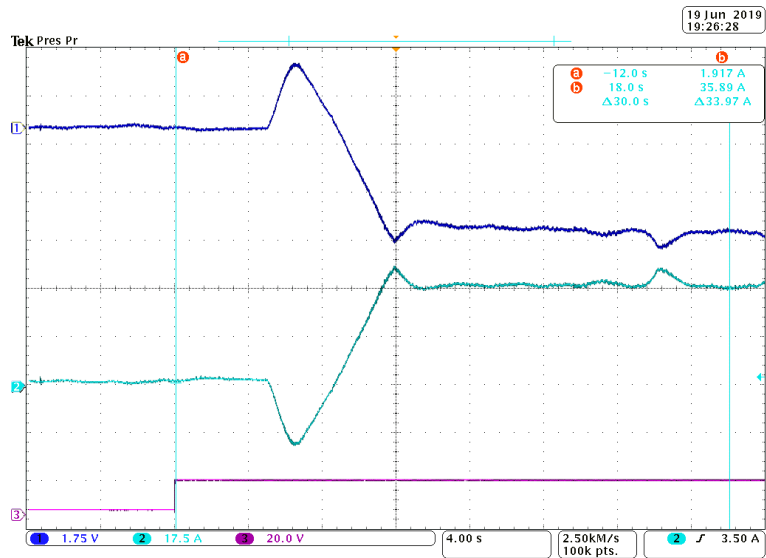
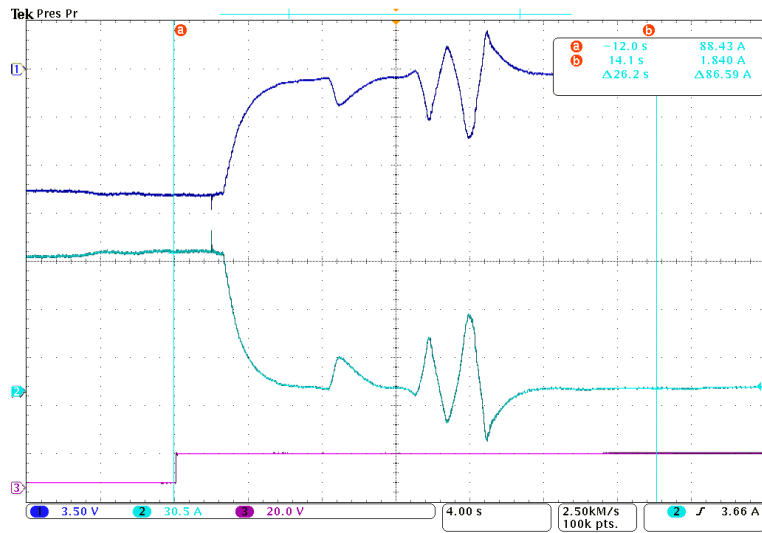
19 Jun 2019  
18:41:41



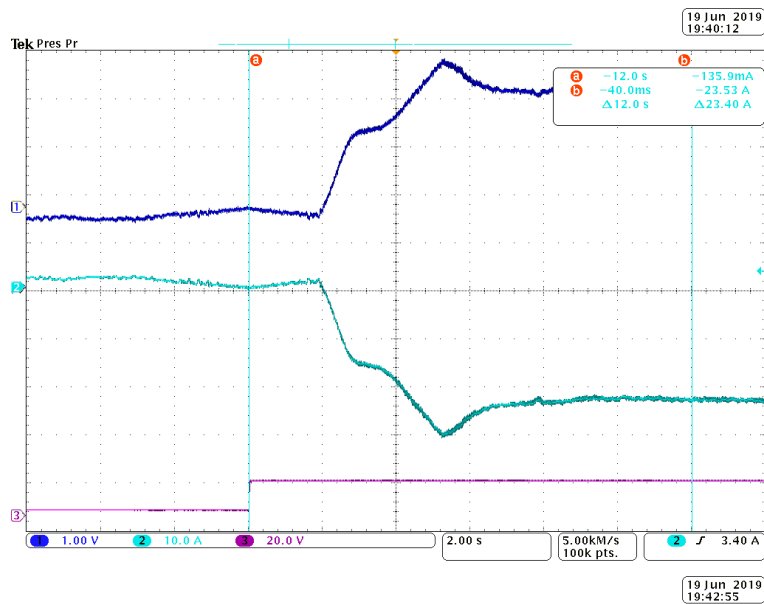
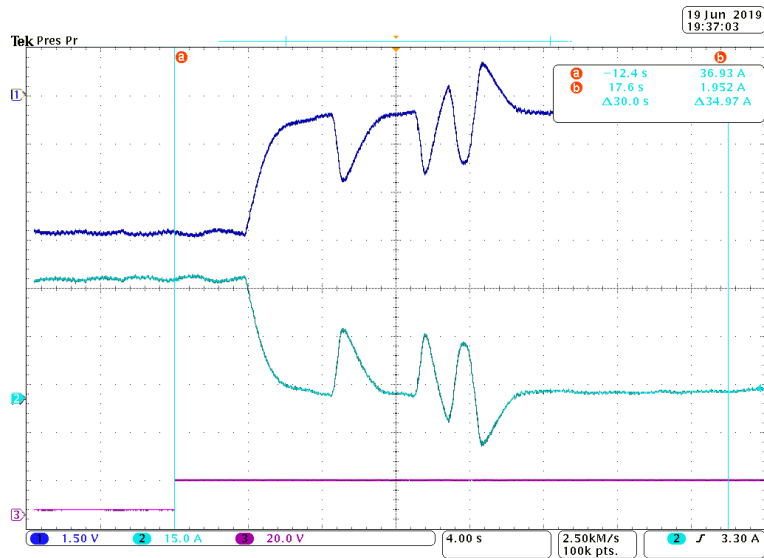
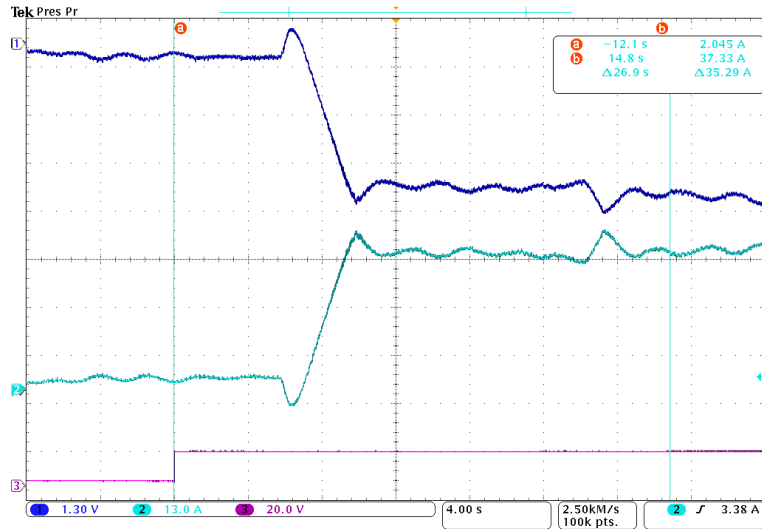
19 Jun 2019  
18:56:46

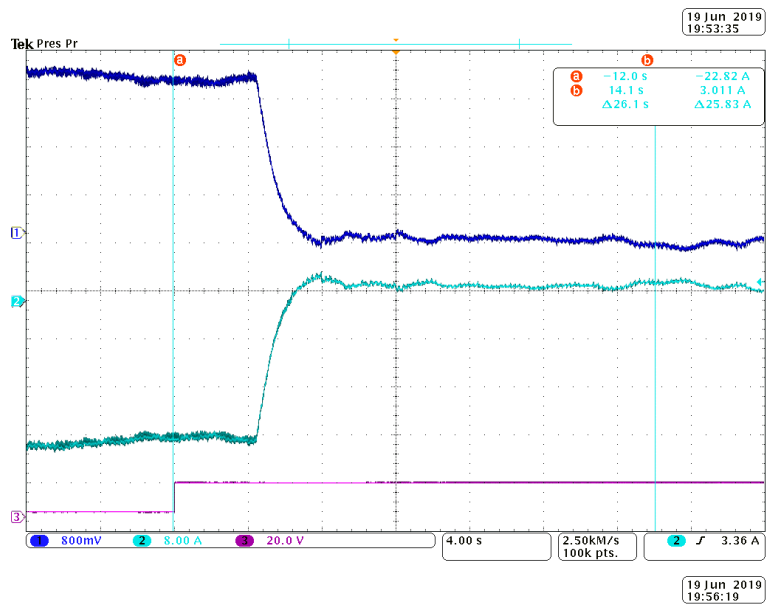
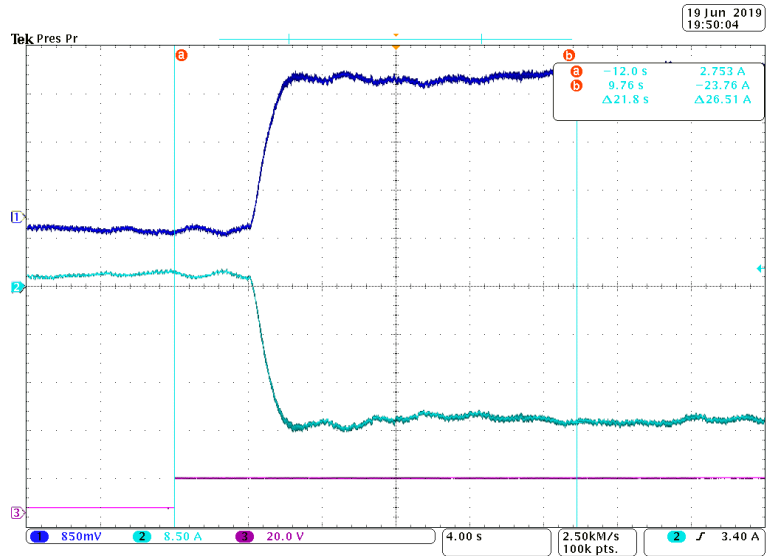
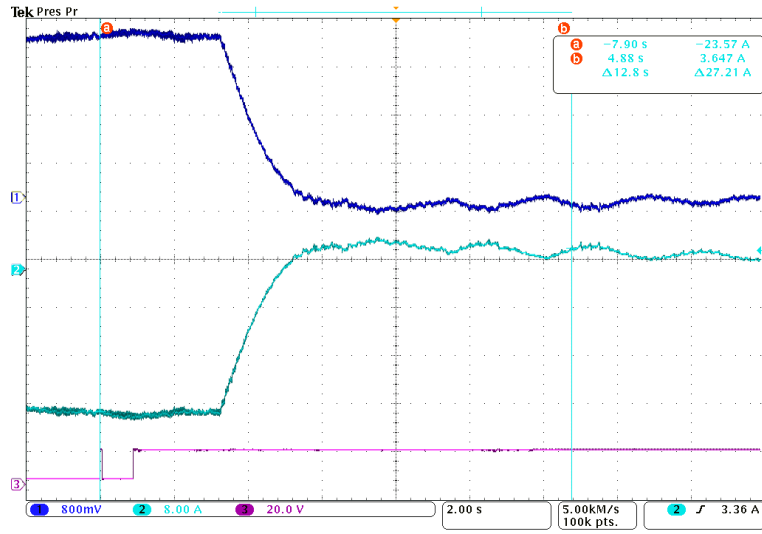


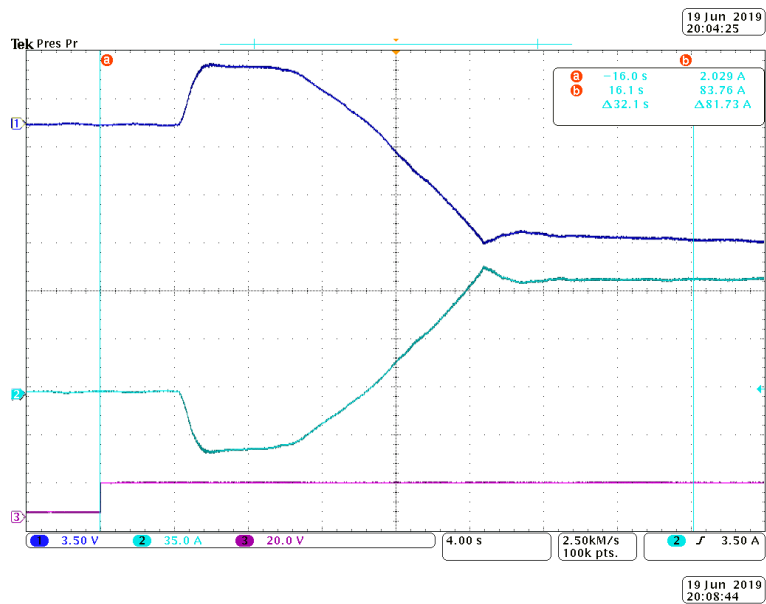
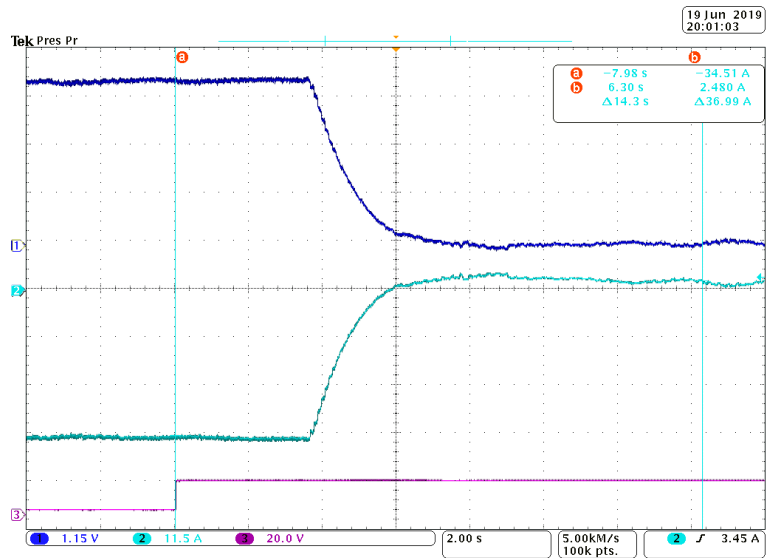
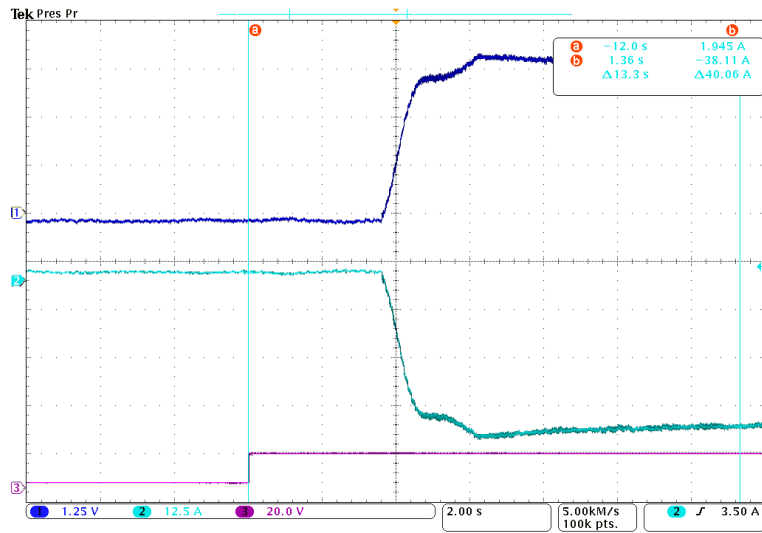
19 Jun 2019  
19:01:39

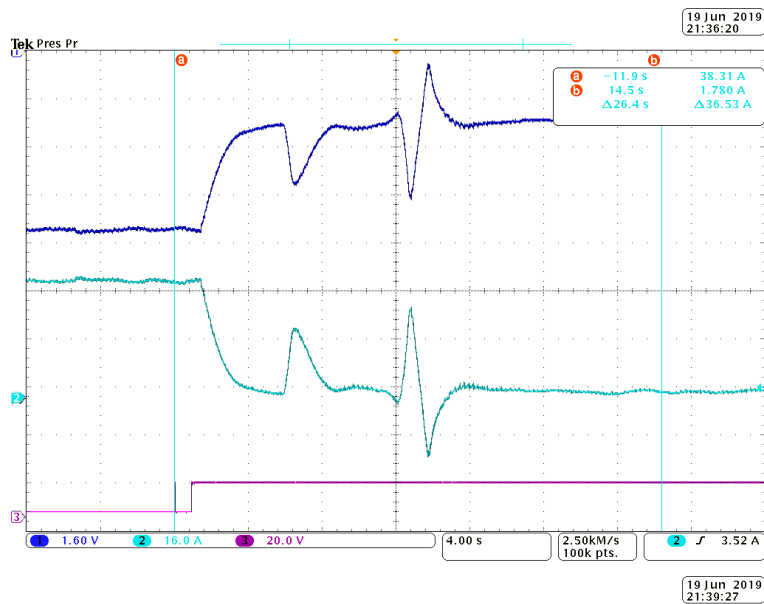
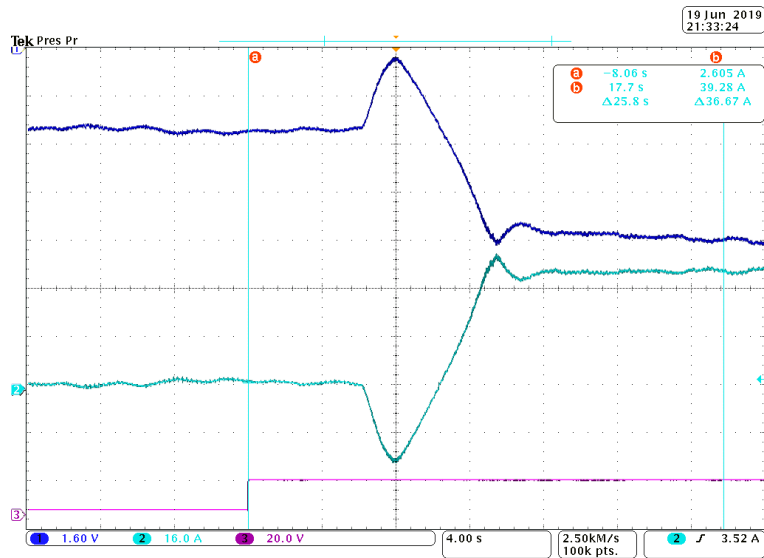
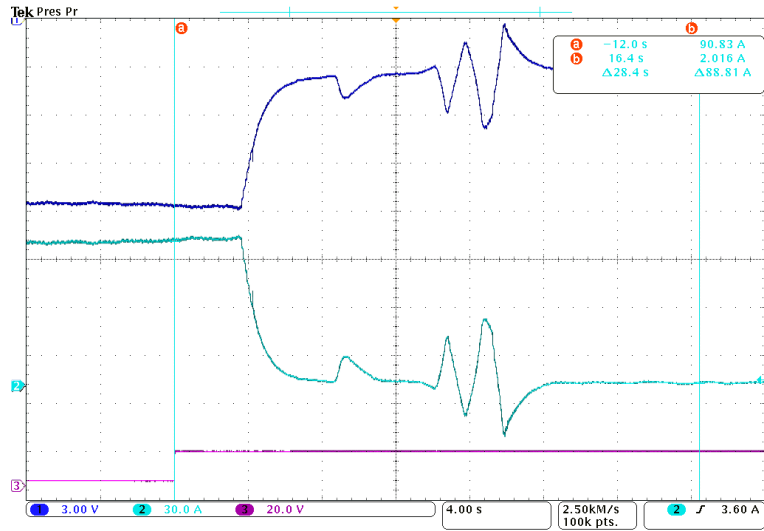


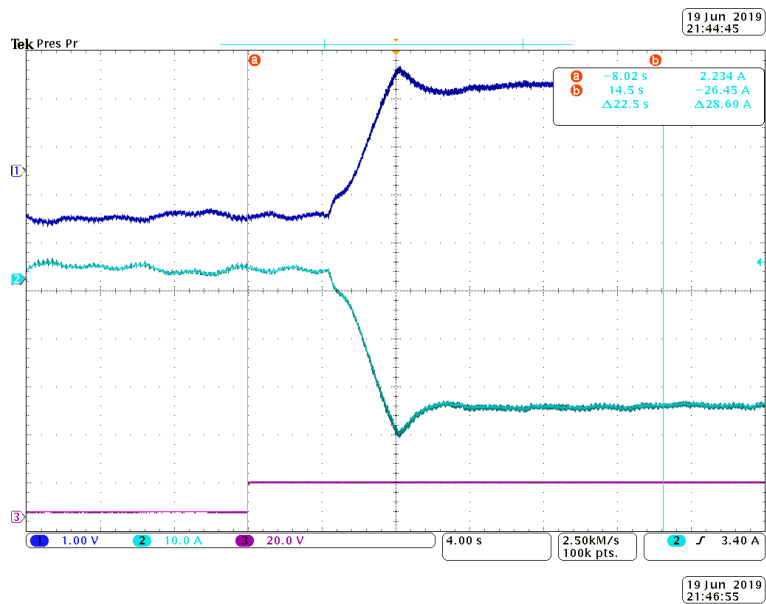
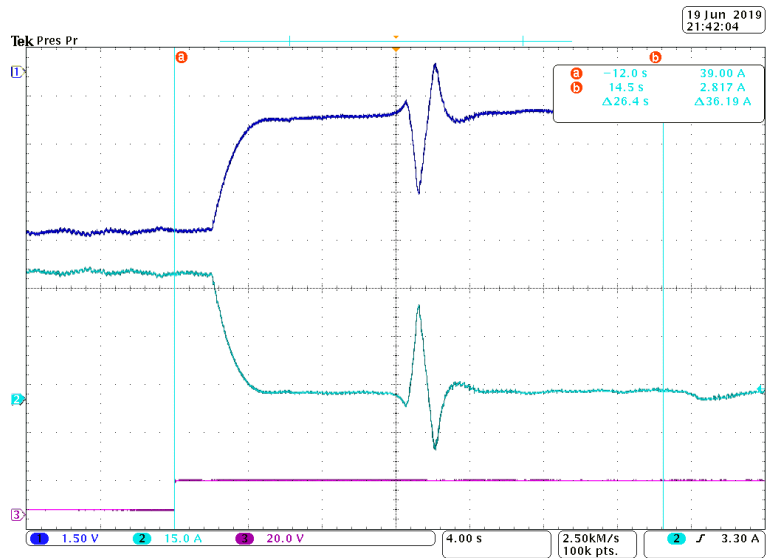
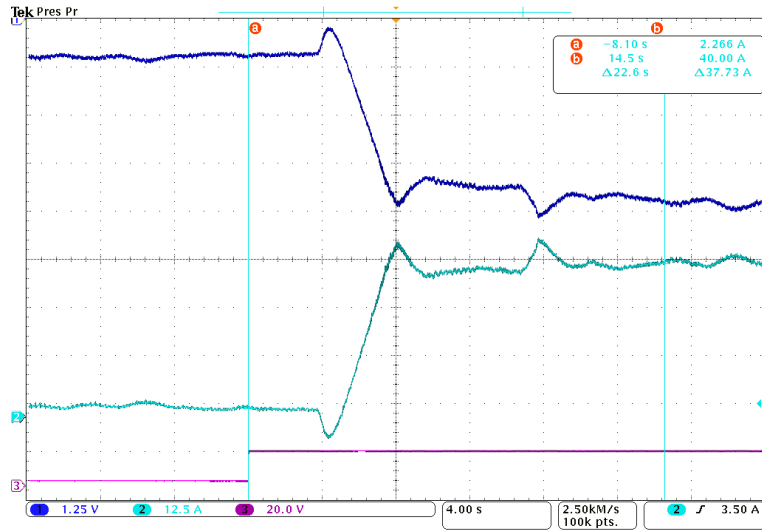


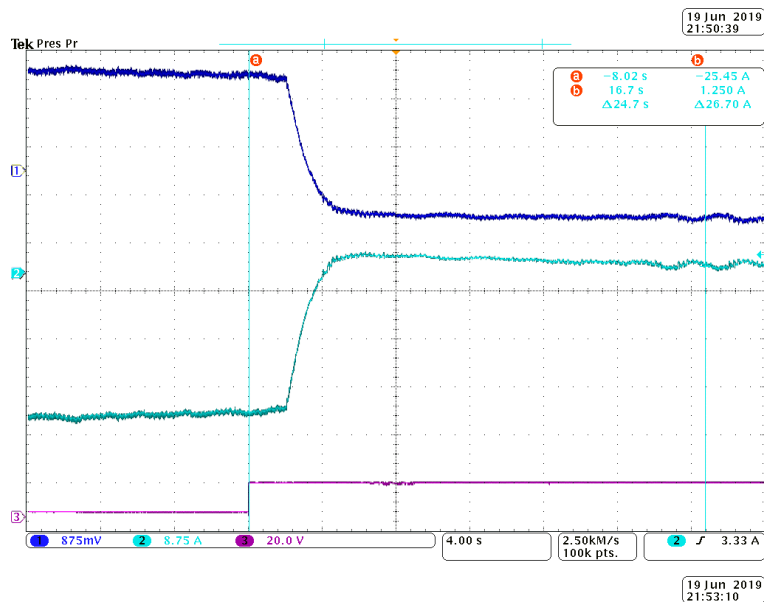
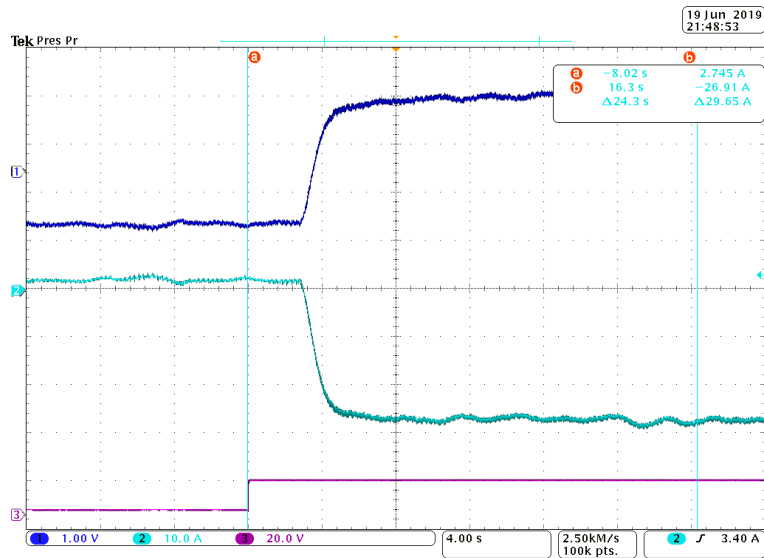
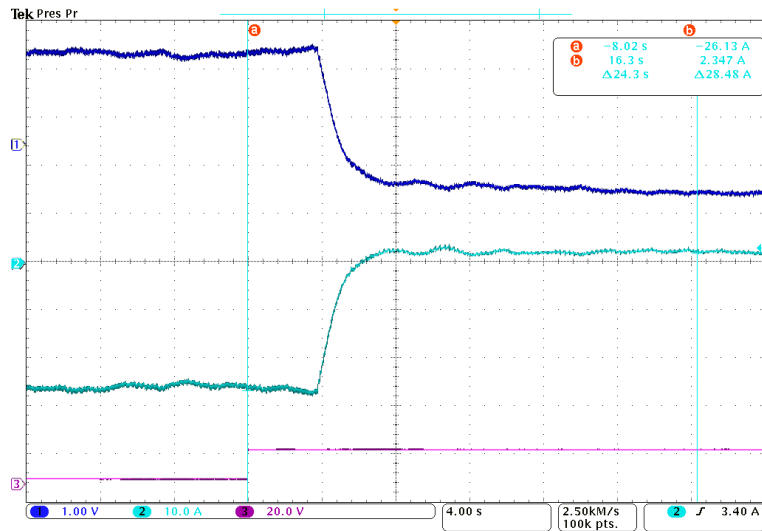


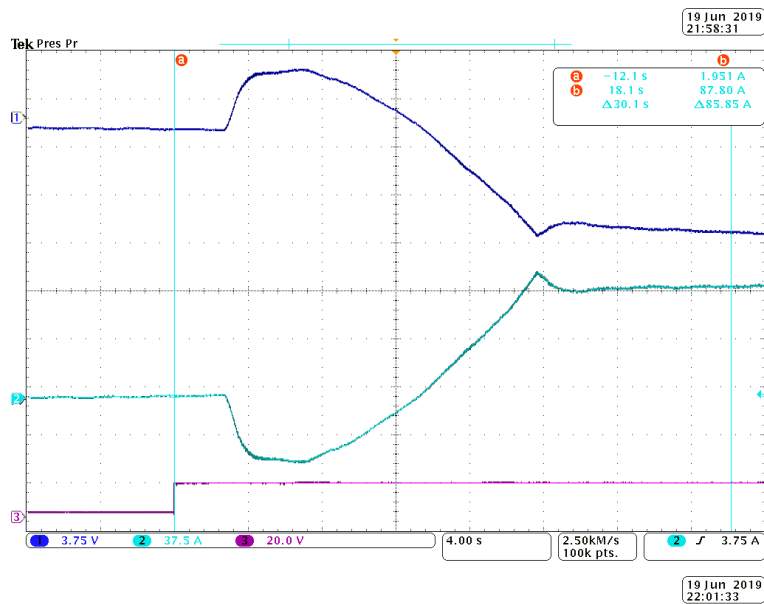
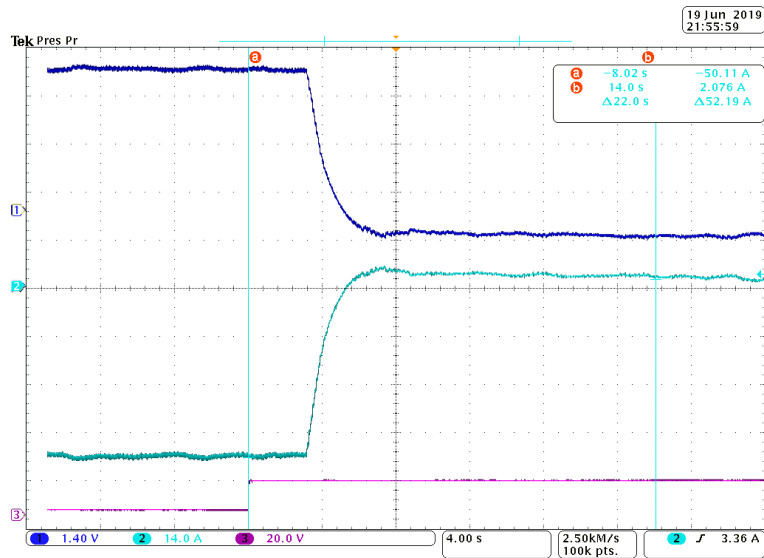
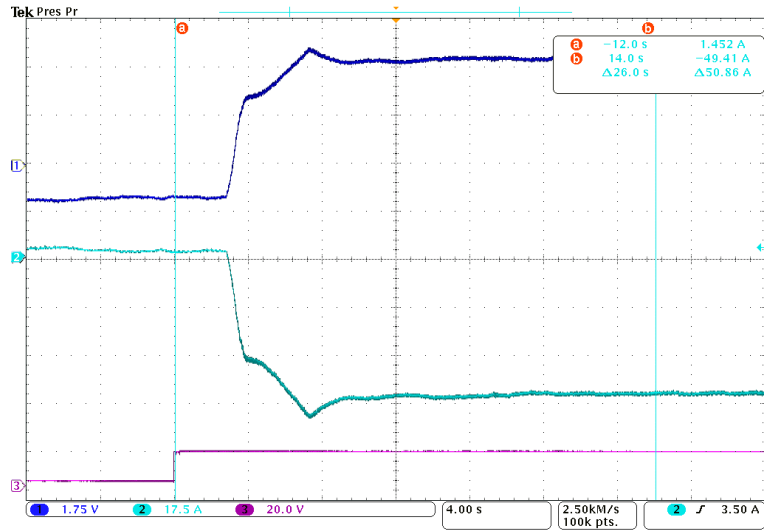


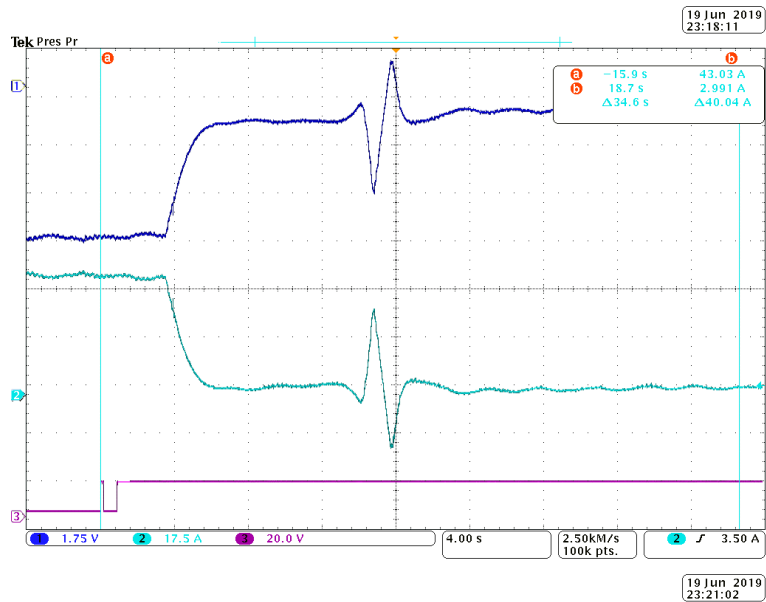
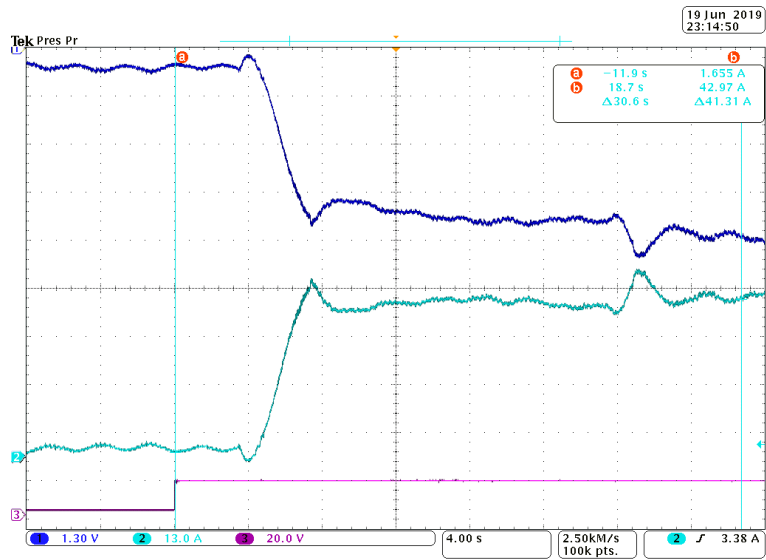
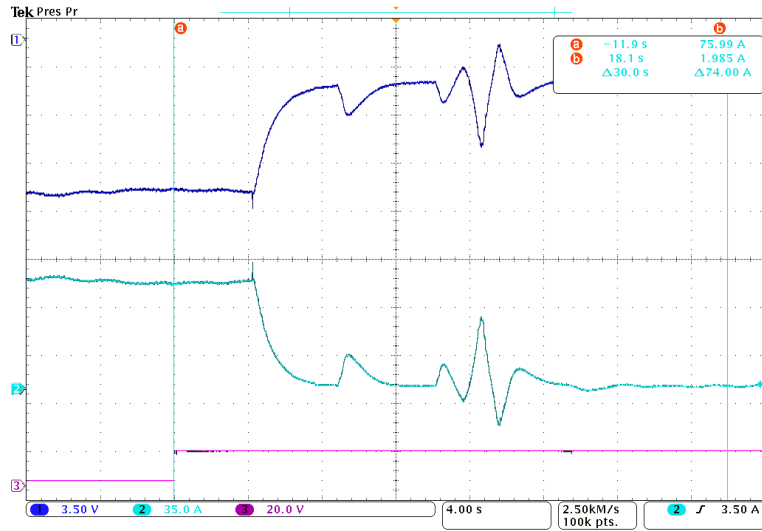




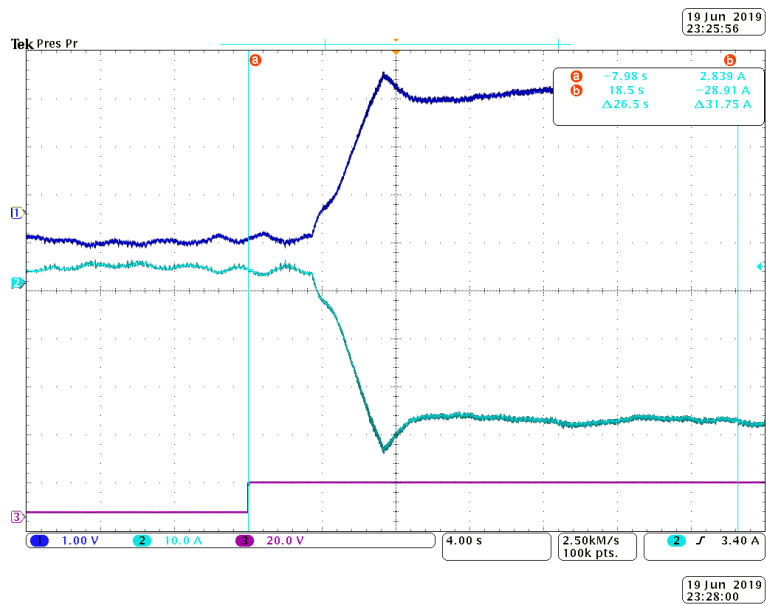
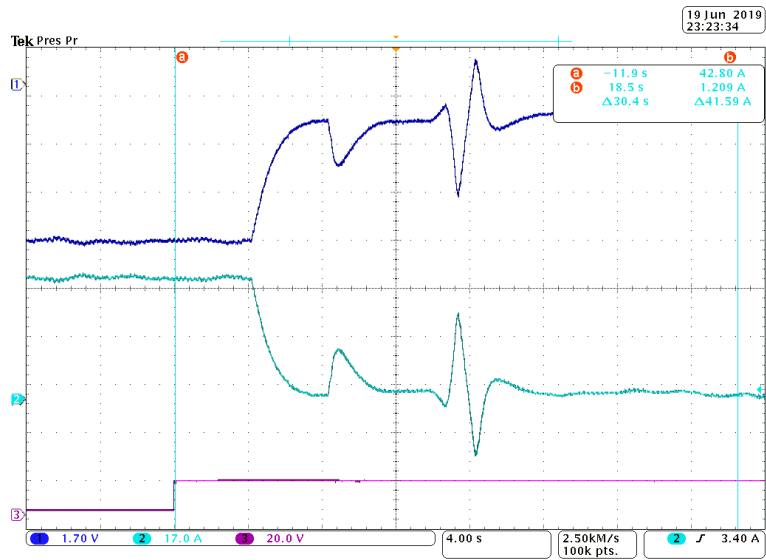
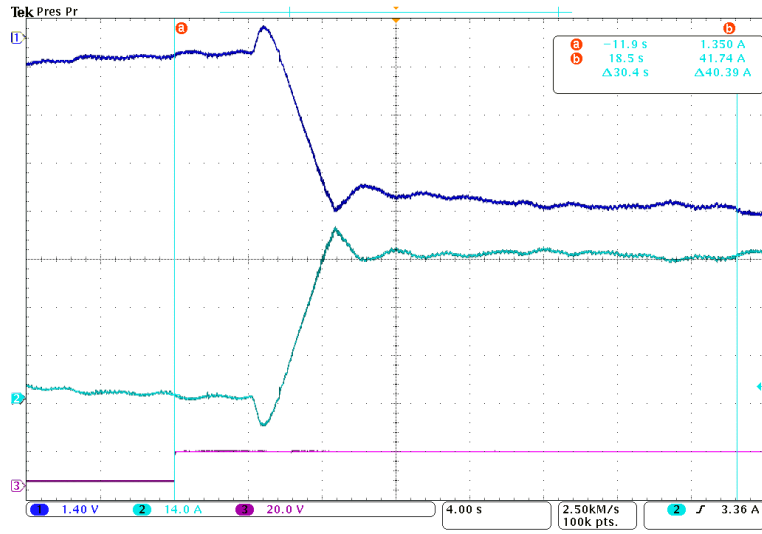


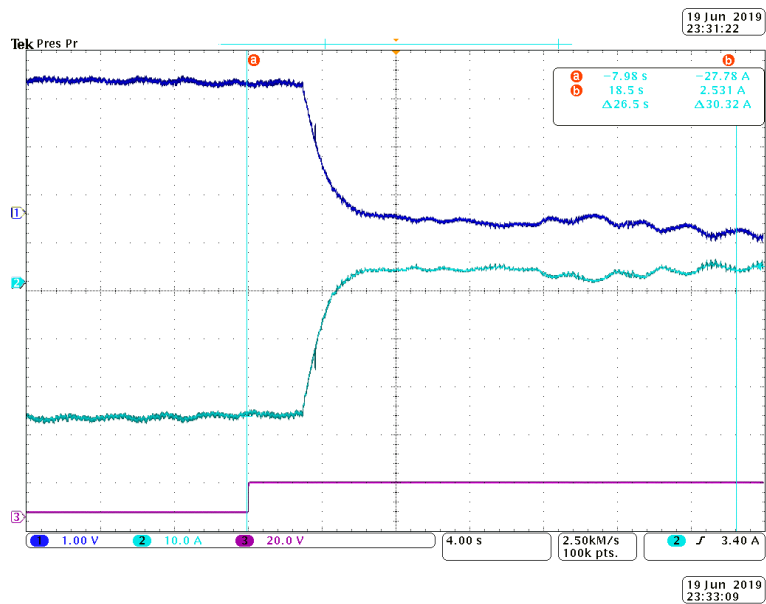
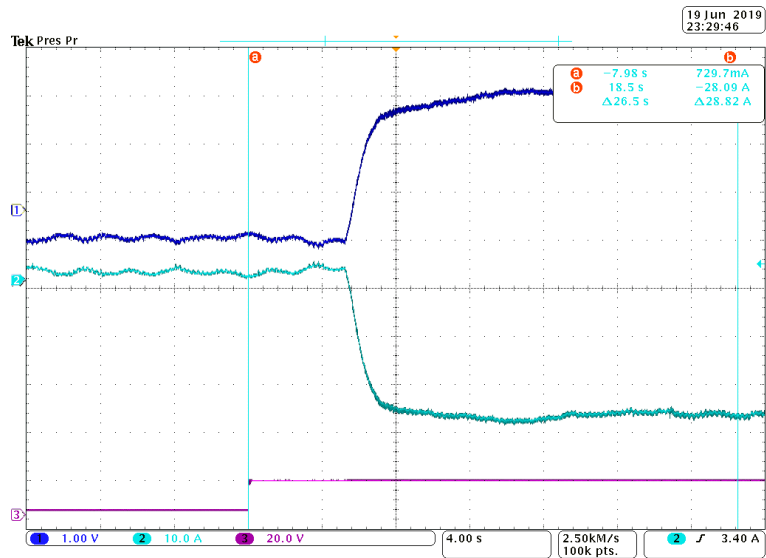
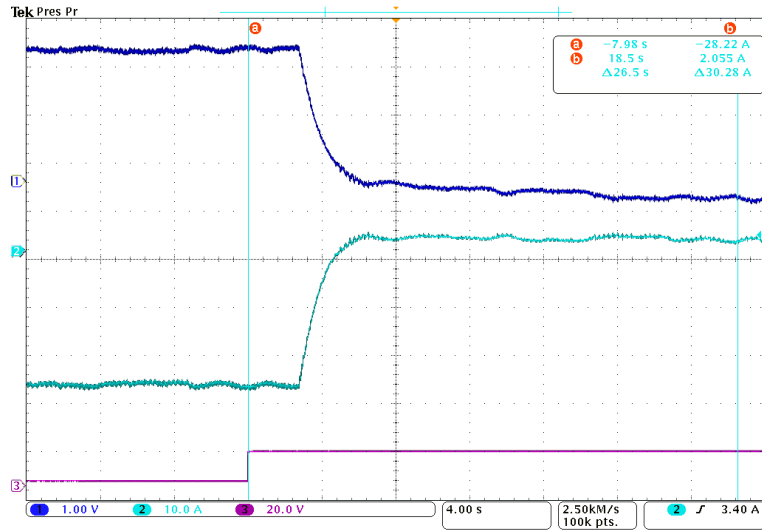


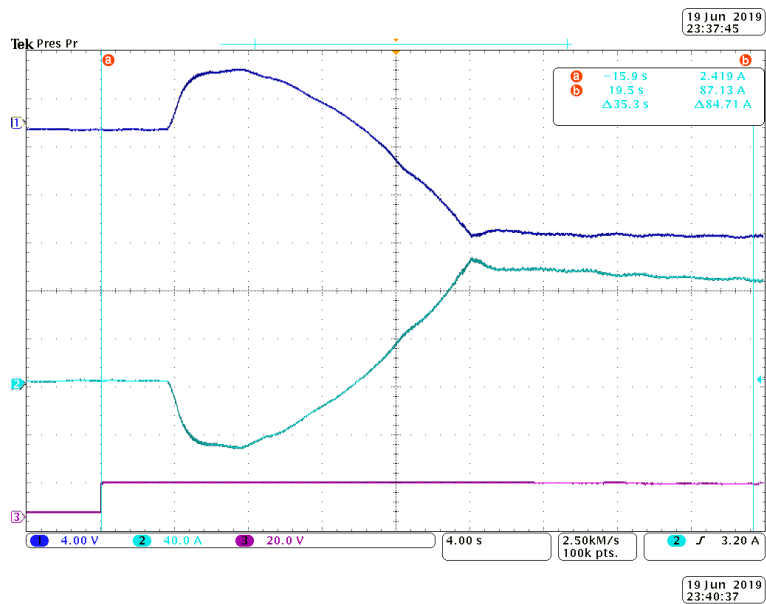
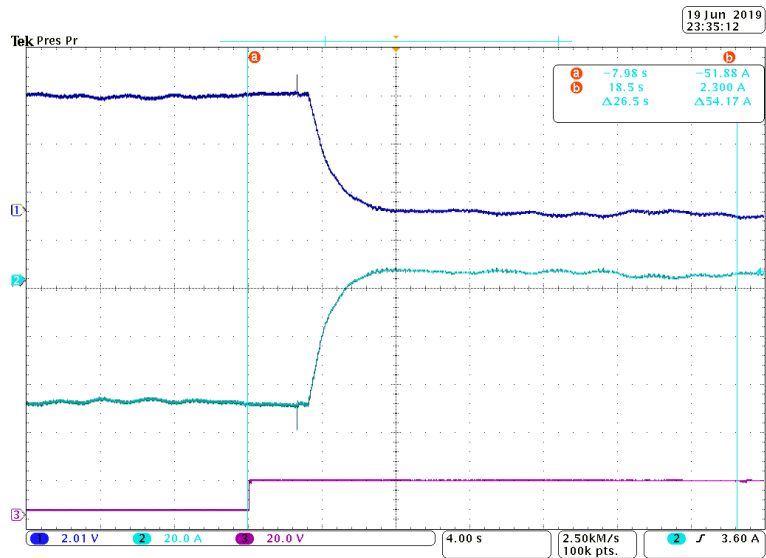
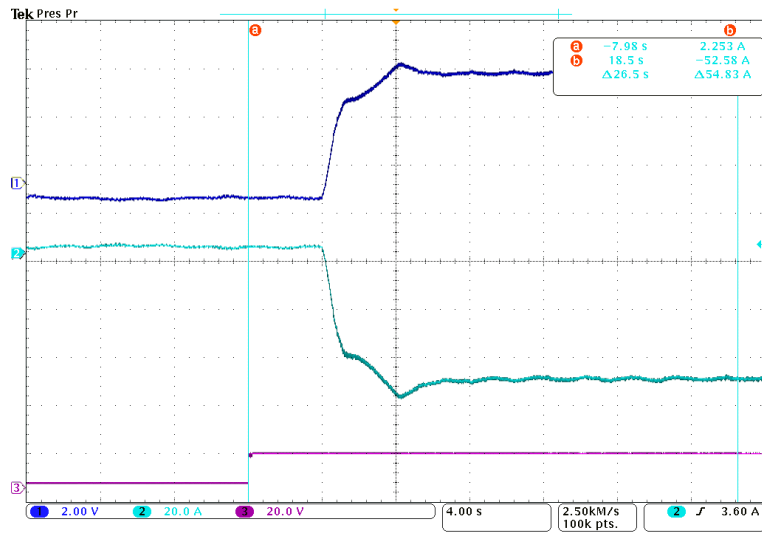


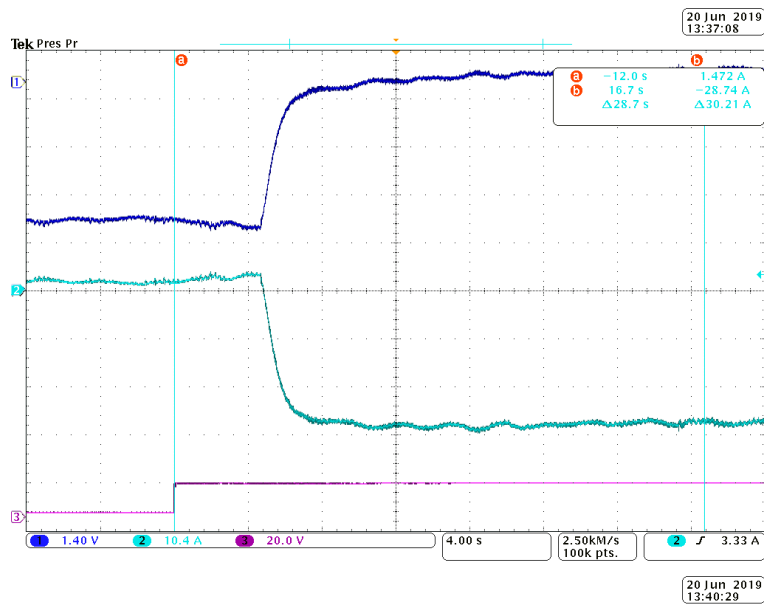
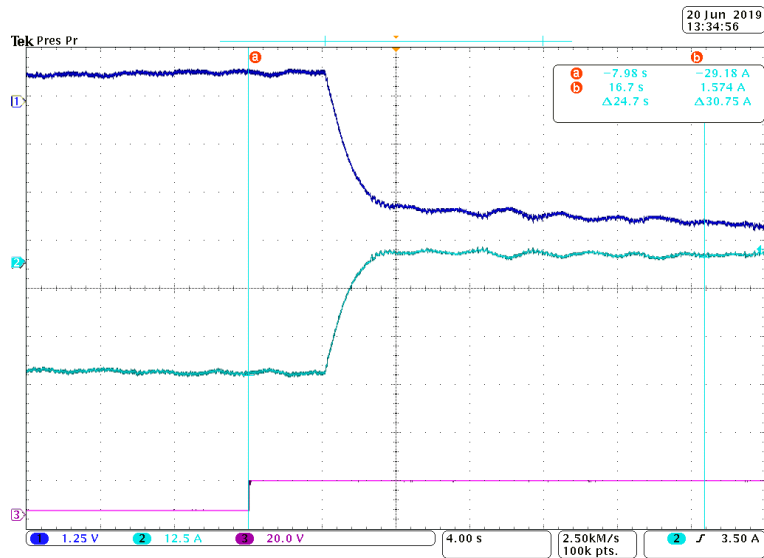
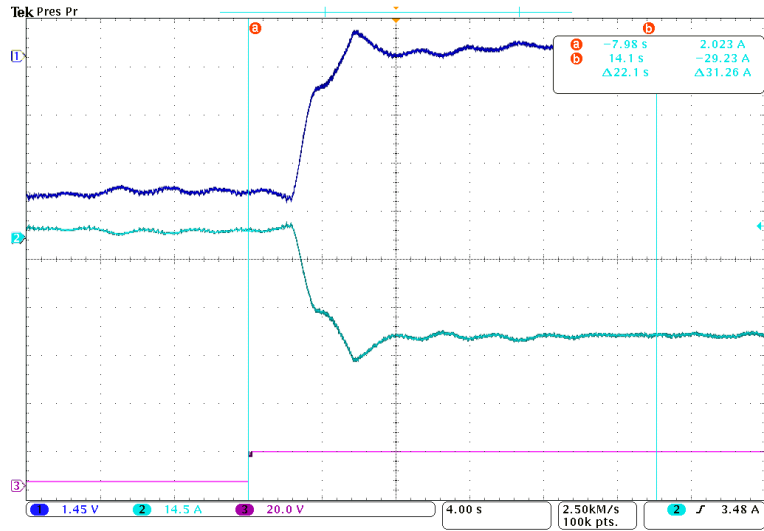


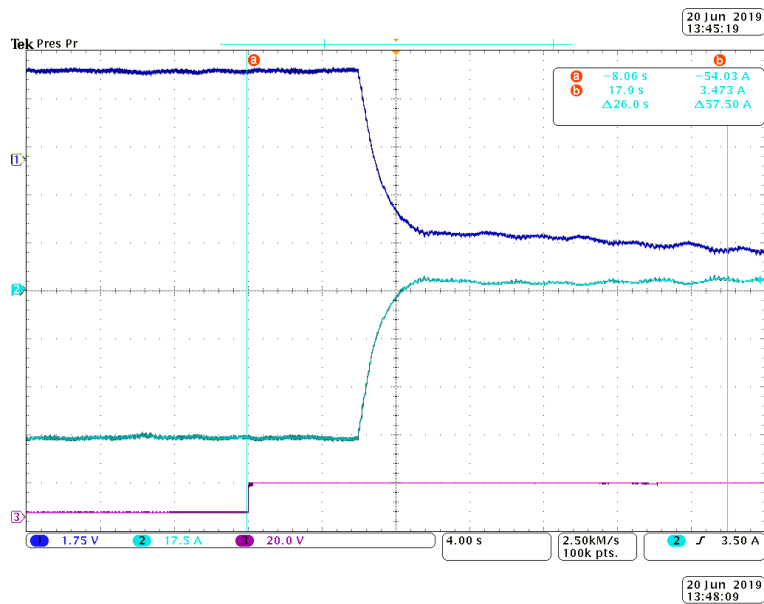
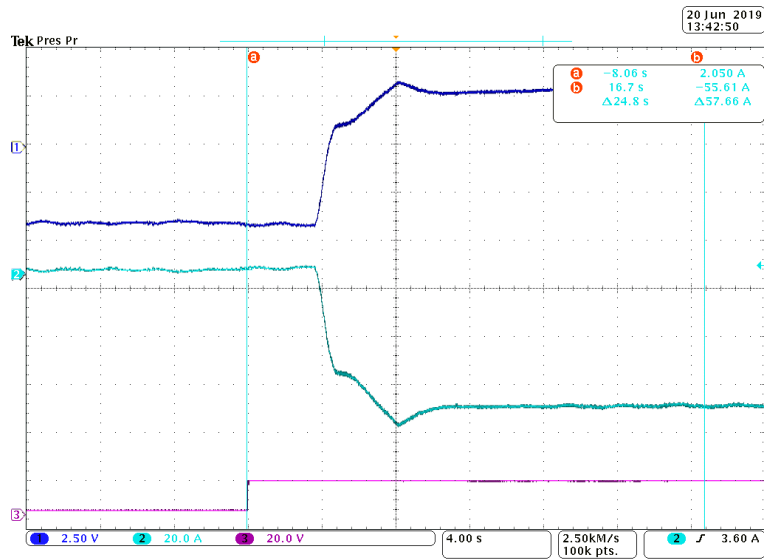
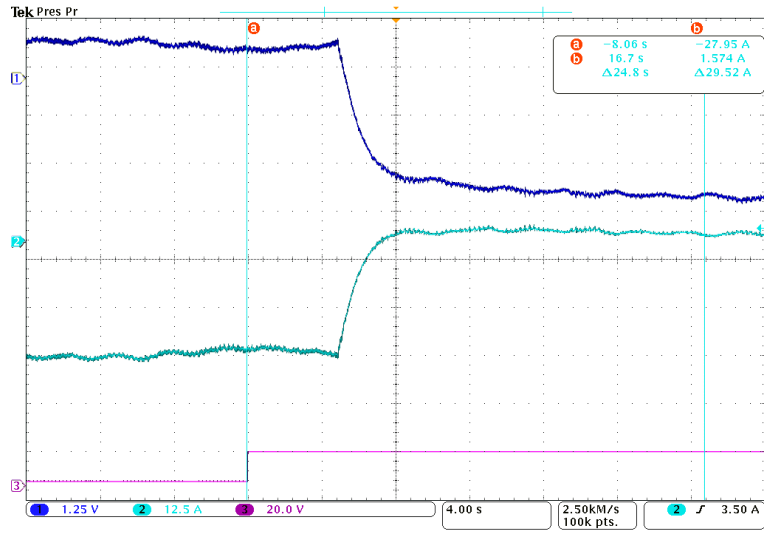




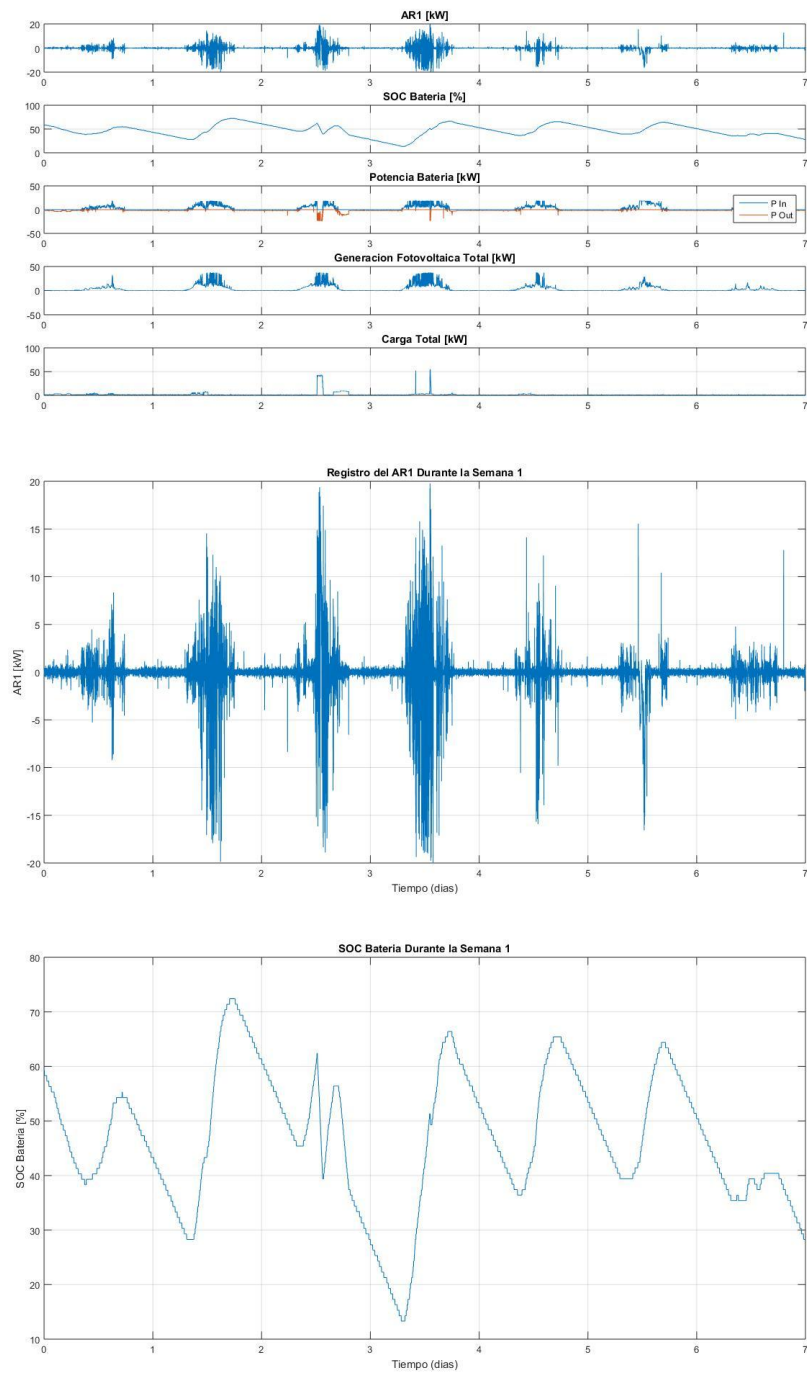


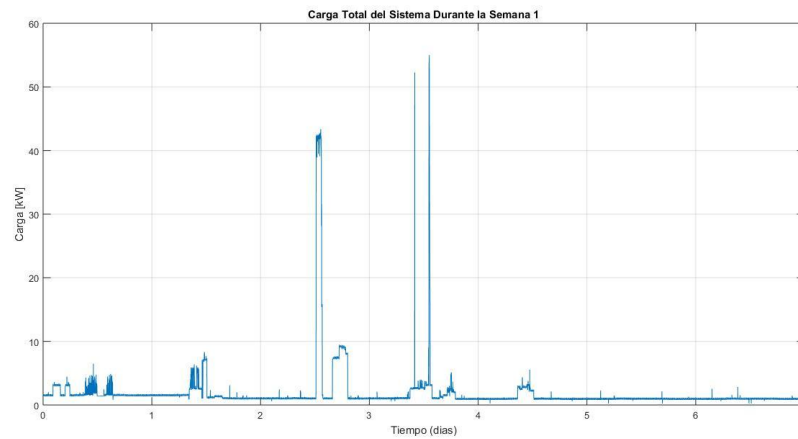
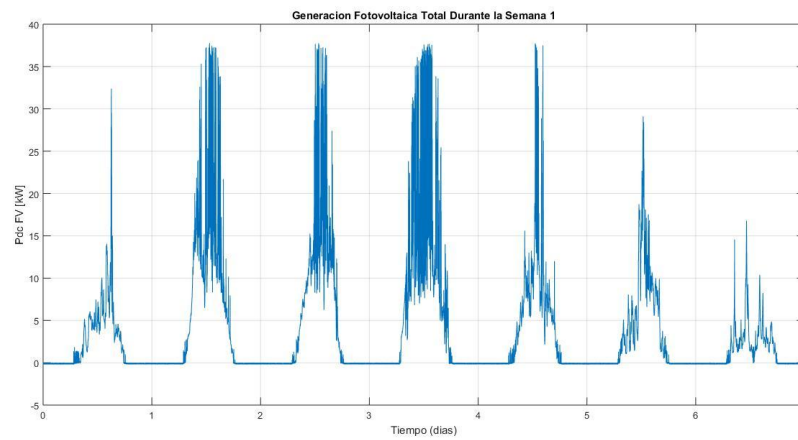
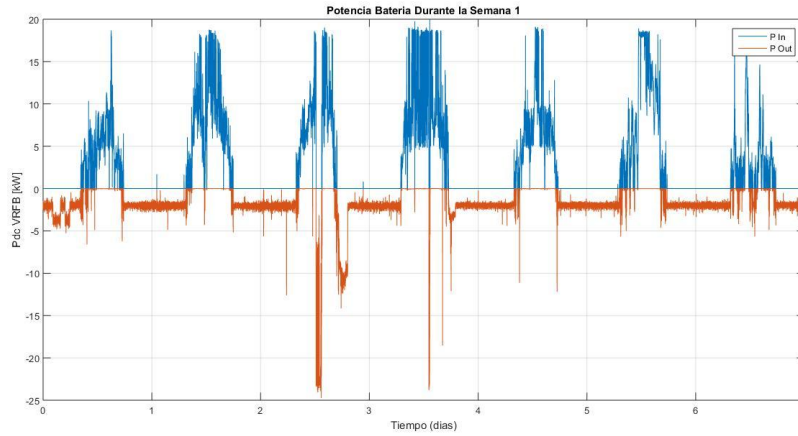


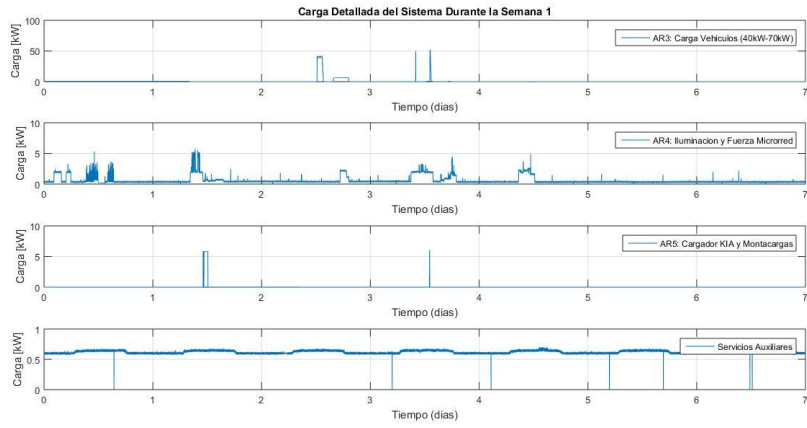




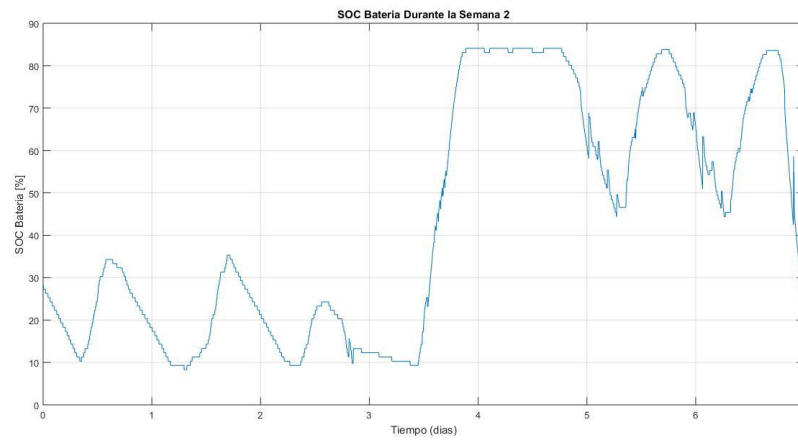
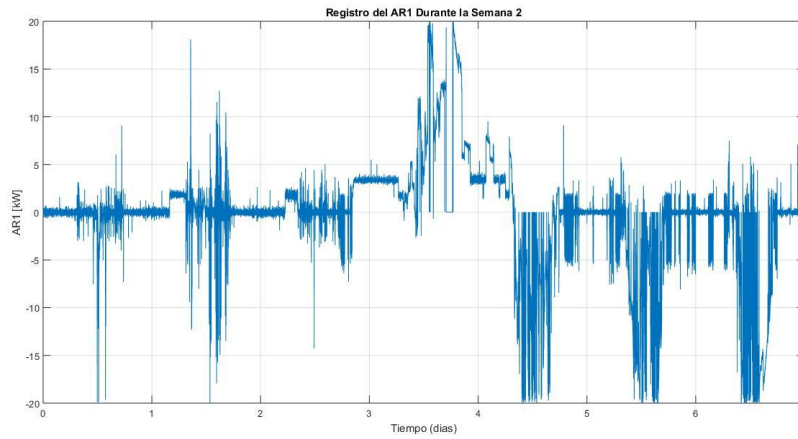
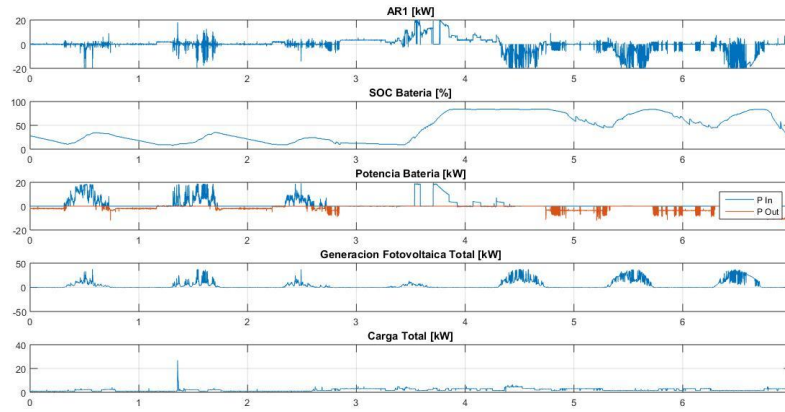
### Anexo 5: Curvas de respuesta del caso de estudio

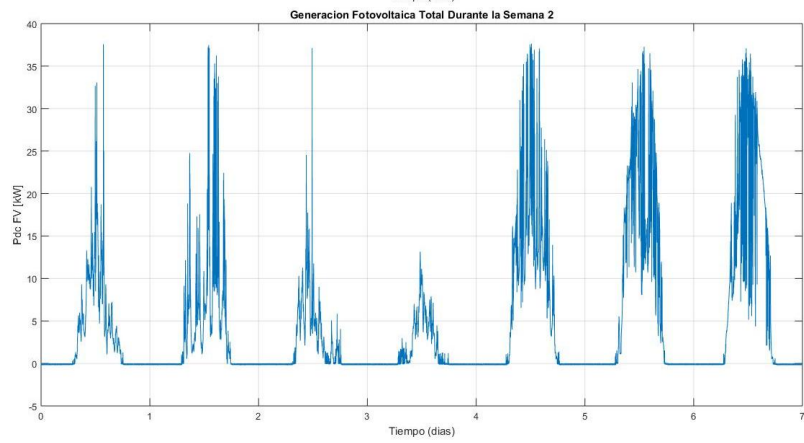
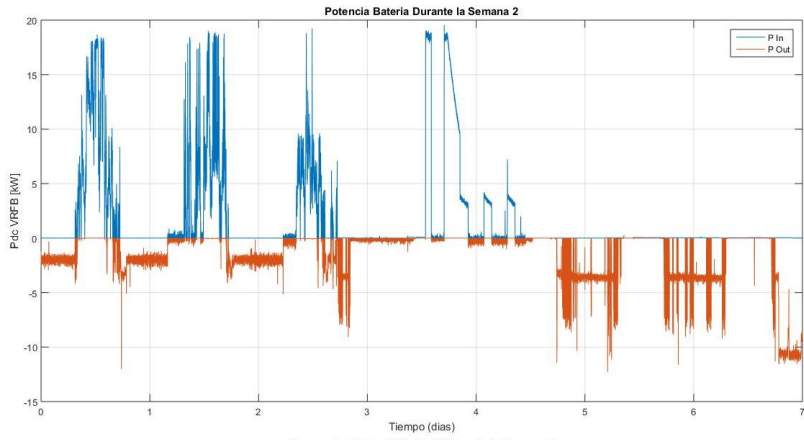


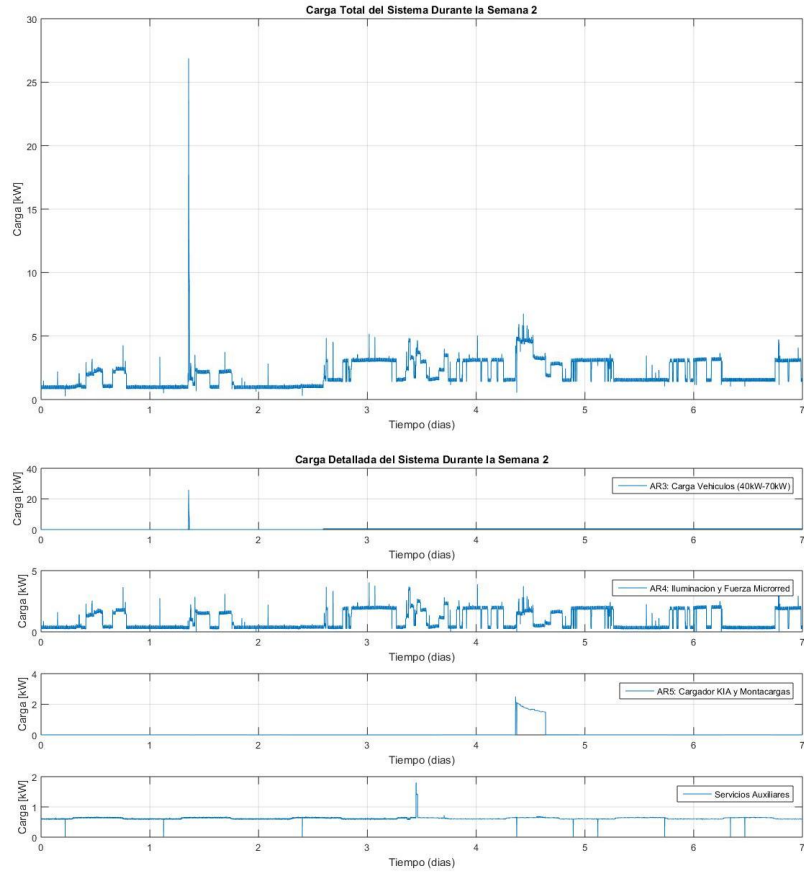


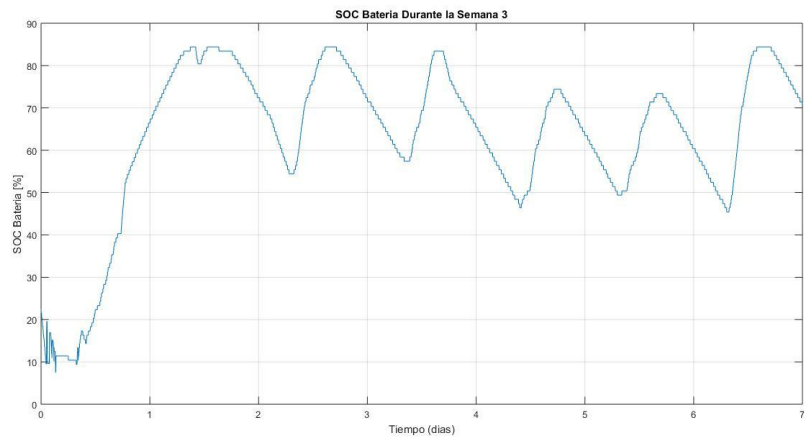
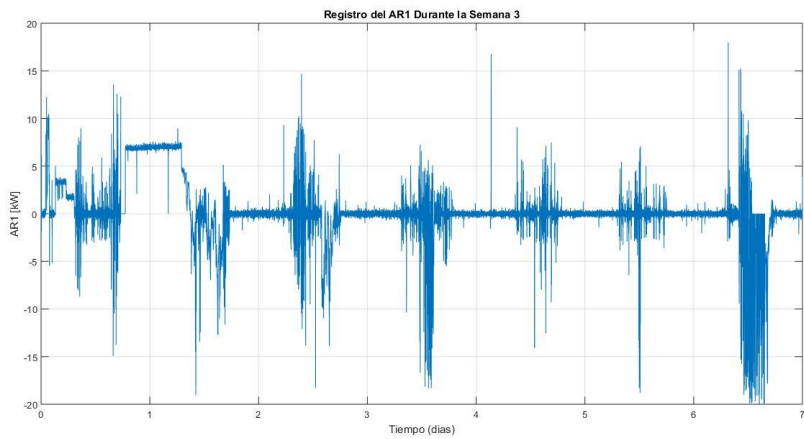
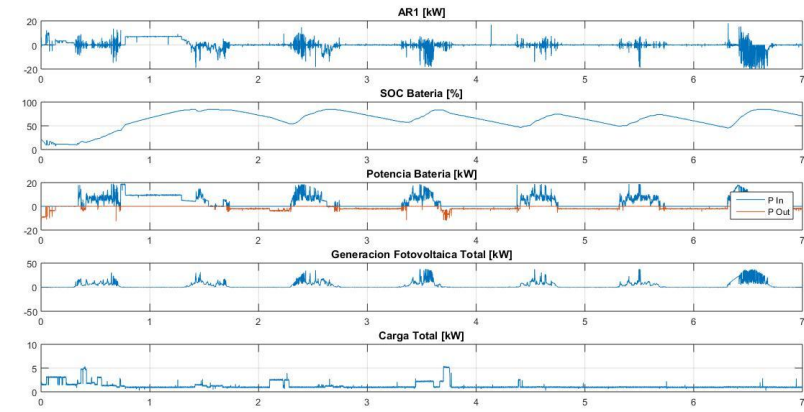


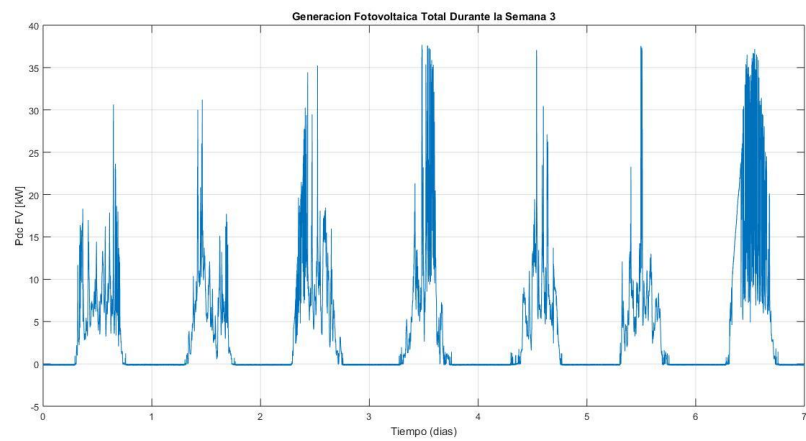
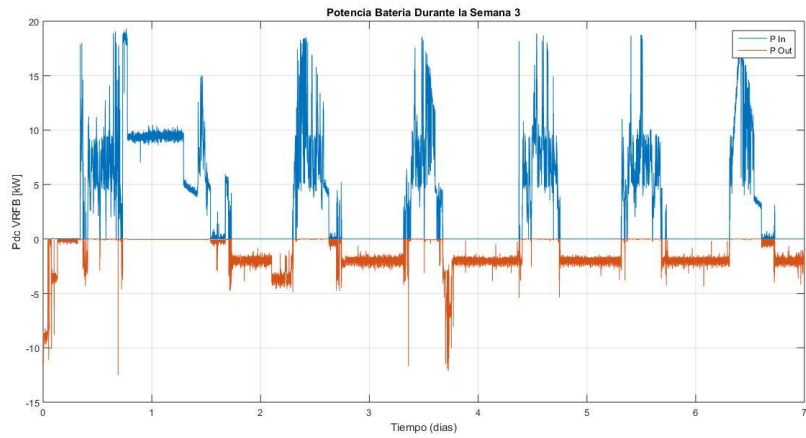


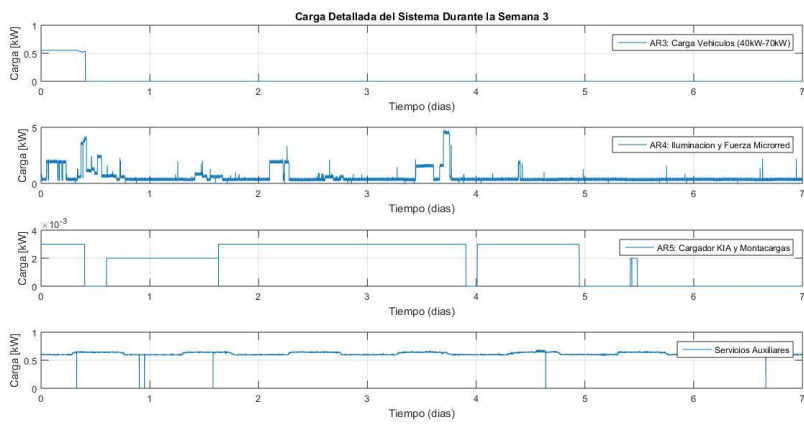
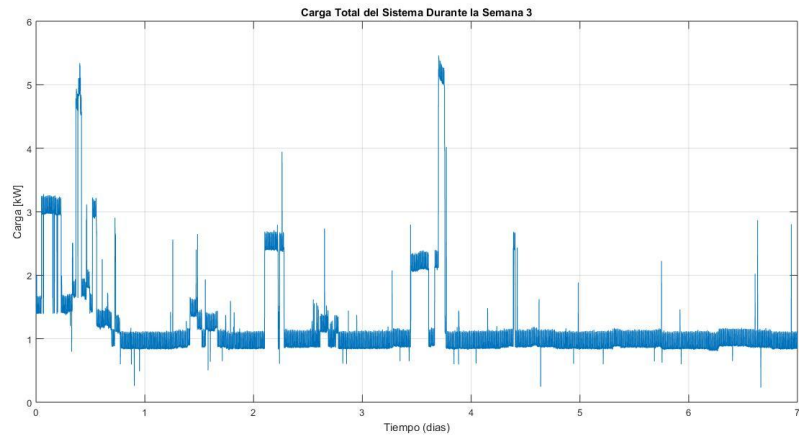


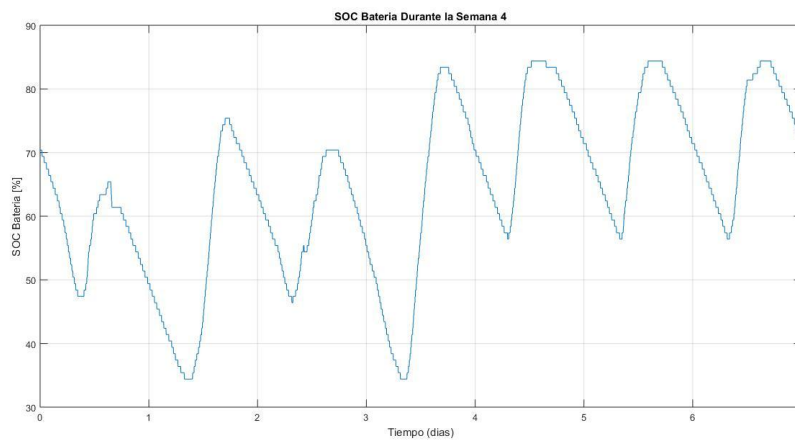
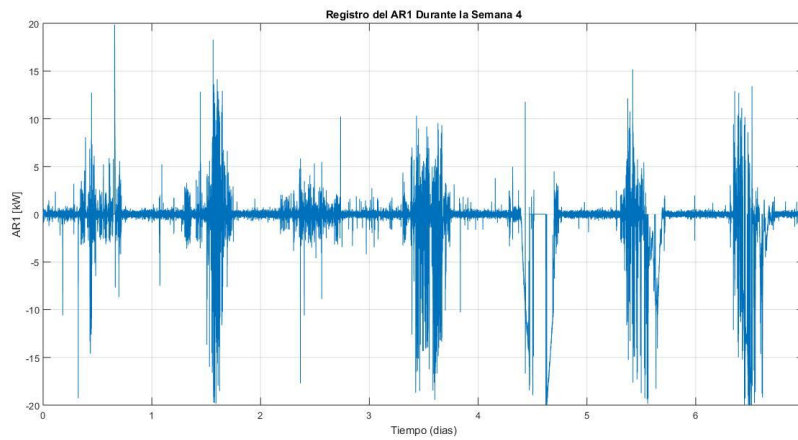
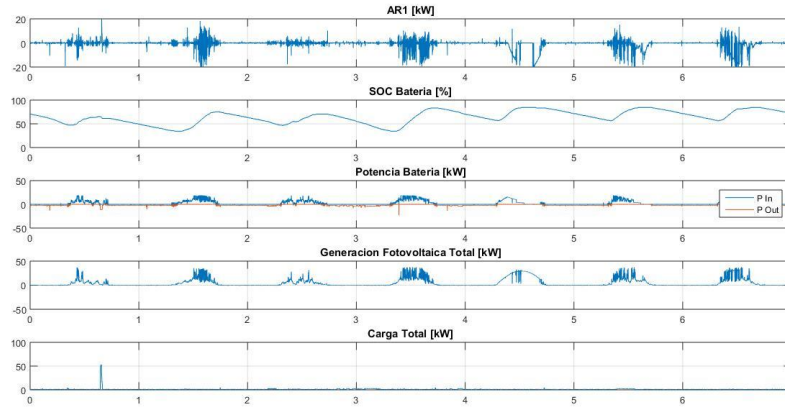


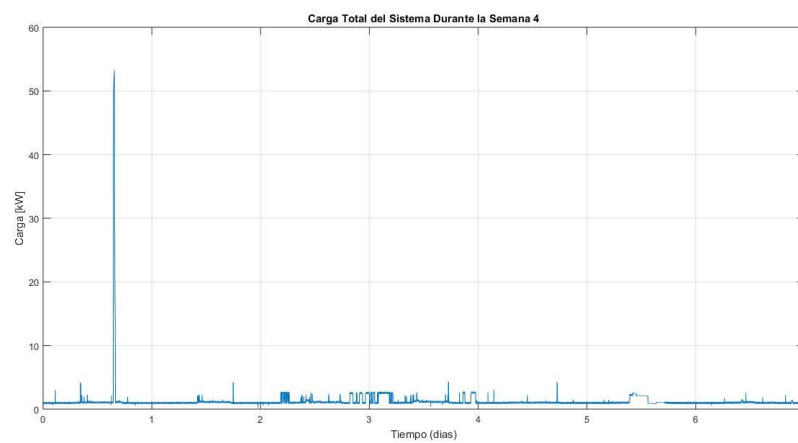
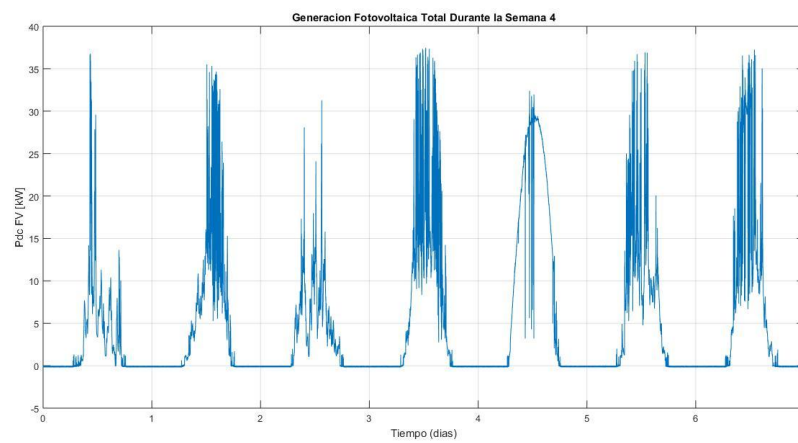
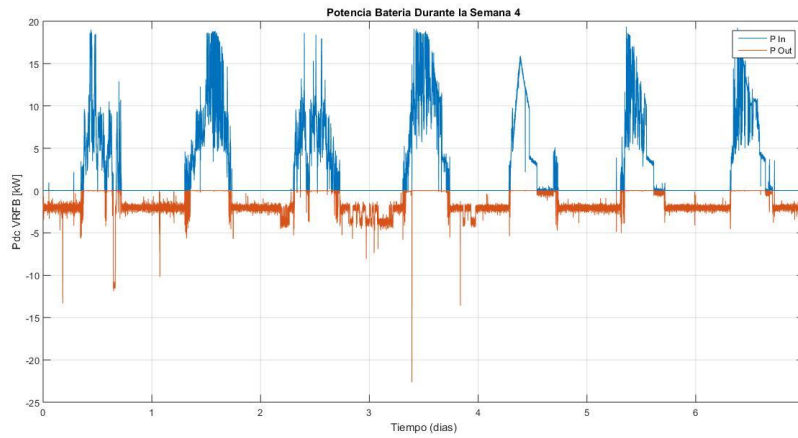




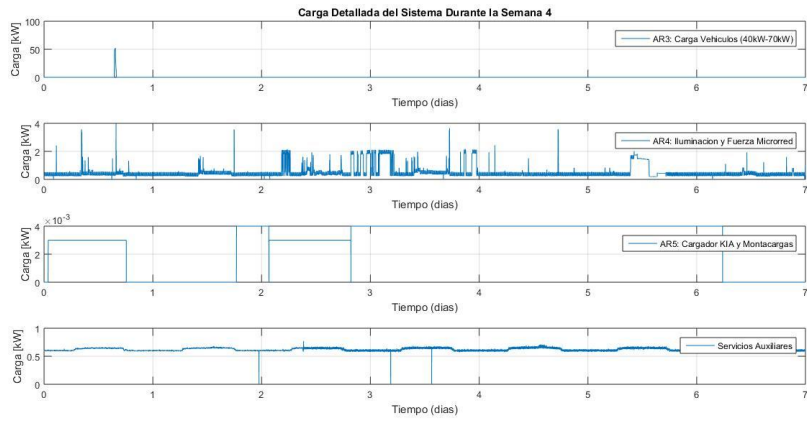


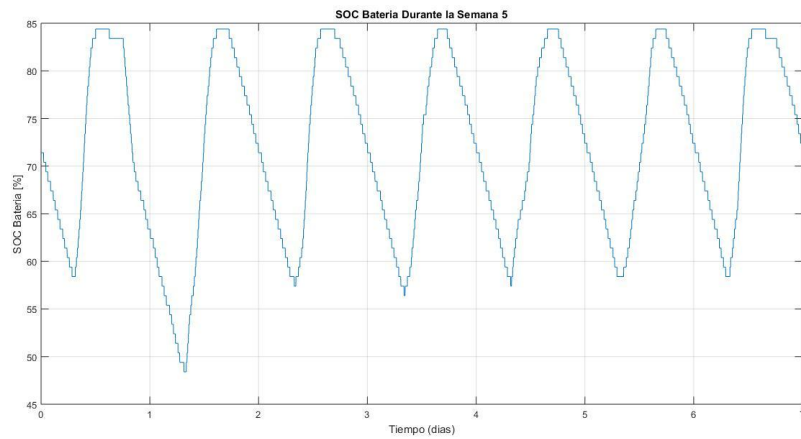
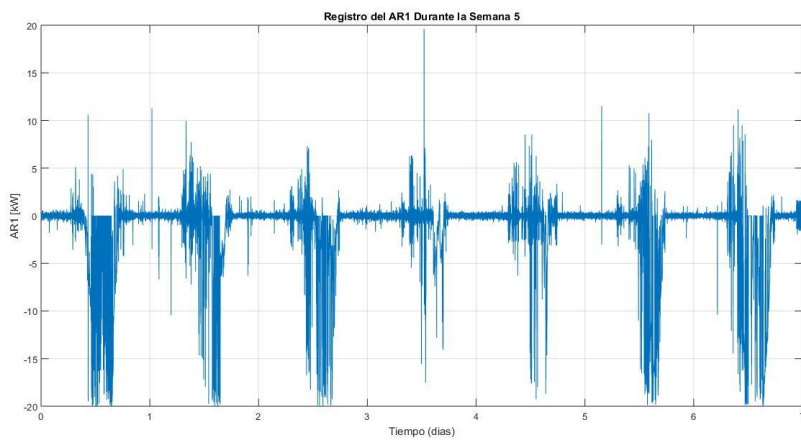
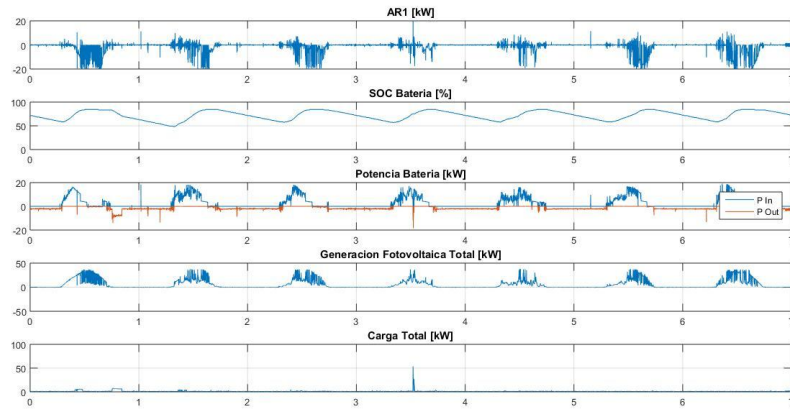


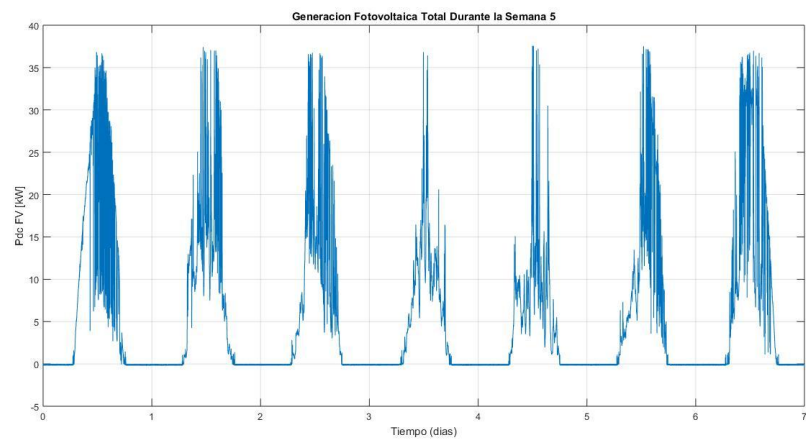
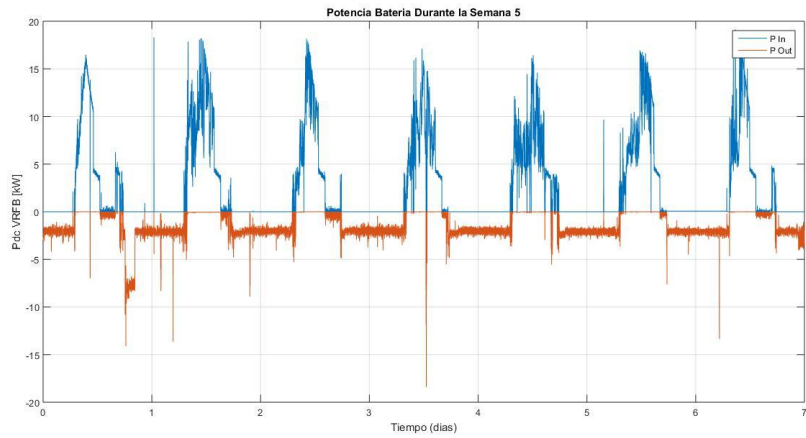


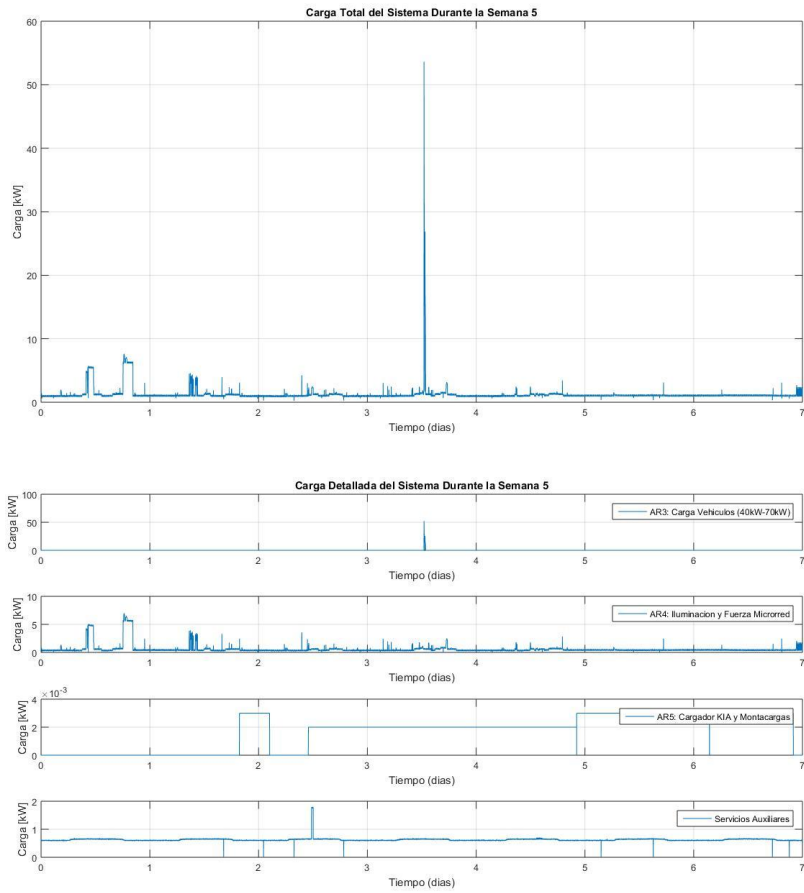


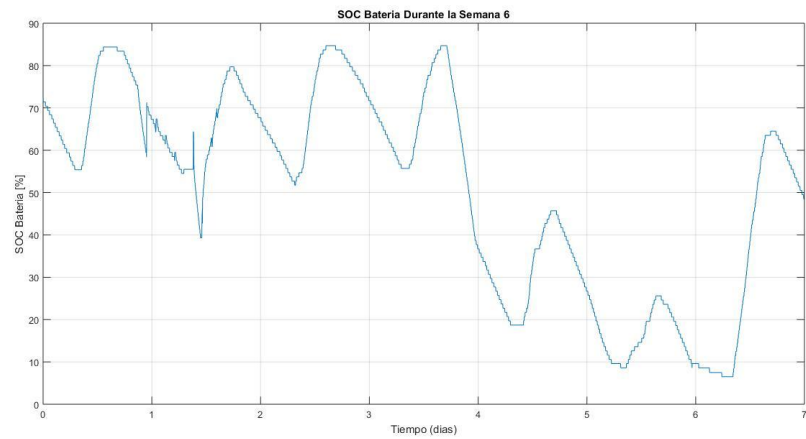
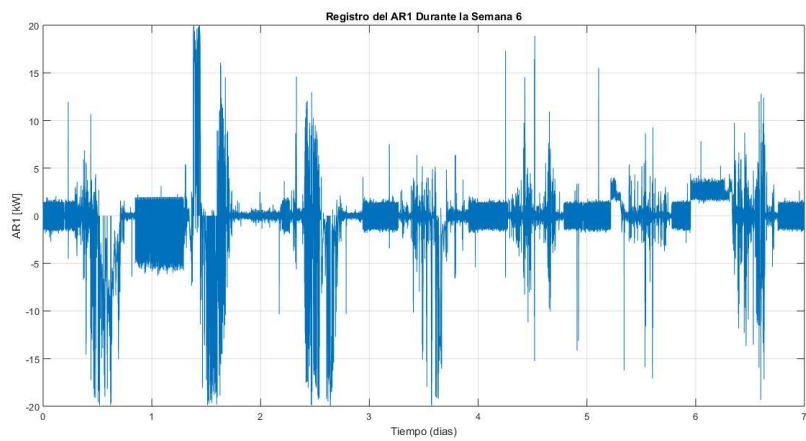
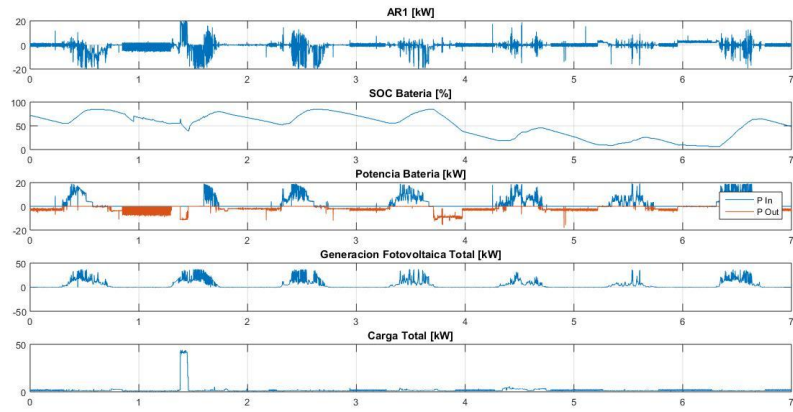


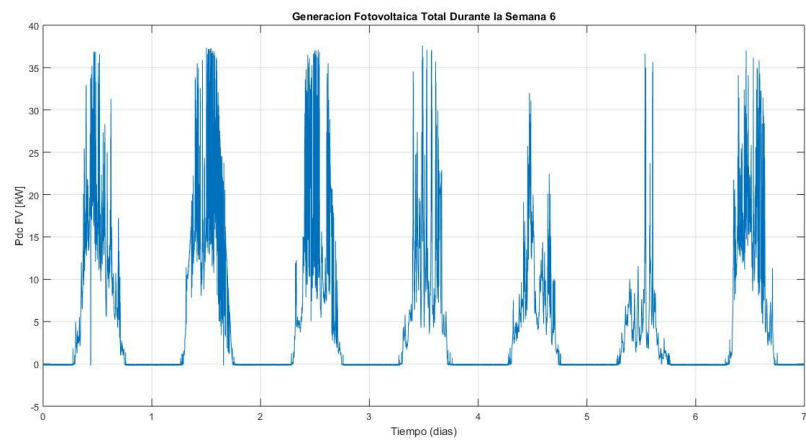
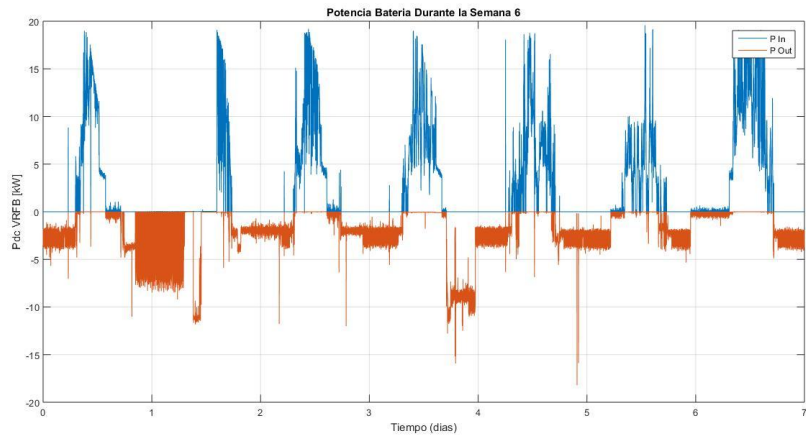


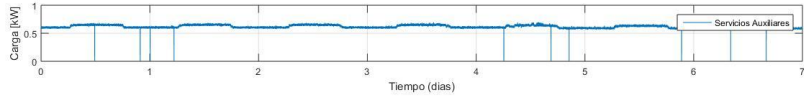
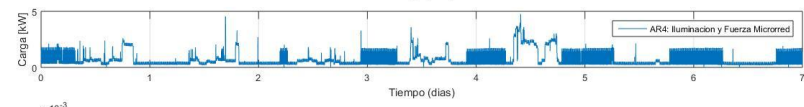
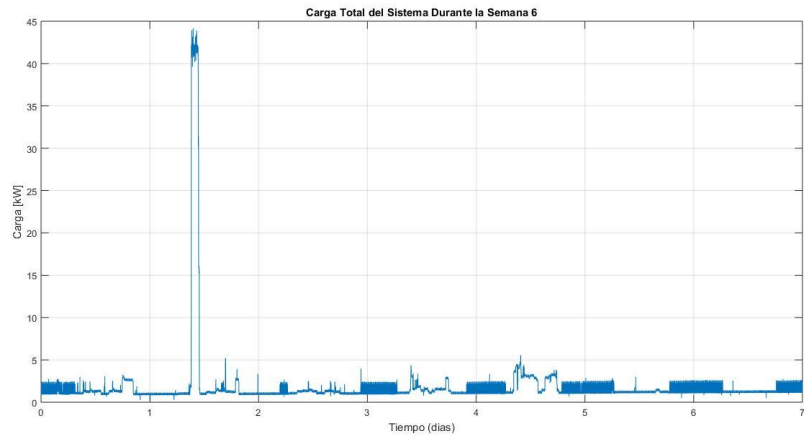








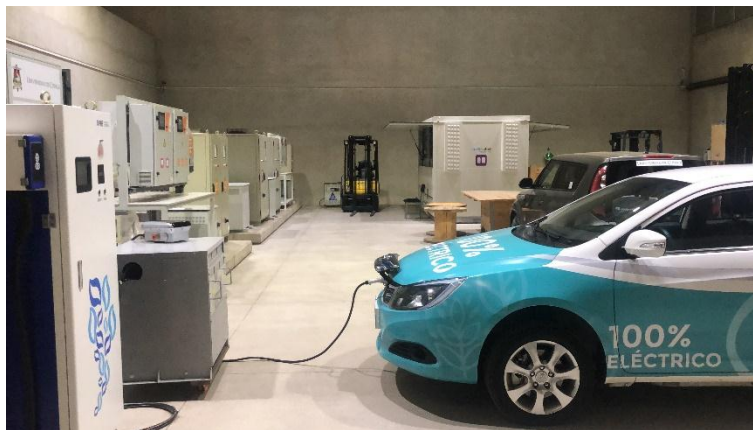




Anexo 6: Fotografías de trabajo en sitio













**Anexo 7: Modelo implementado en PSIM®**

Este adjunto se encuentra realizado en PSIM®, y no se incluye en este documento debido a que es un archivo de simulación ejecutable.