

SMARTAE

Federico Arismendi, Pablo Balliva, Gonzalo Ermida

30/07/2015

Versión: 1.1



Facultad de Ingeniería
Universidad de la República



SMARTAE

Baterías de litio en redes de distribución

Federico Arismendi, Pablo Balliva, Gonzalo Ermida

Tribunal **Ing. Tomás Di Lavello**
Facultad de Ingeniería
Universidad de la República

Ing. Mario Vignolo
Facultad de Ingeniería
Universidad de la República

Ing. Pablo Toscano
Facultad de Ingeniería
Universidad de la República

Tutor **Ing. Tomás Di Lavello**
Facultad de Ingeniería
Universidad de la República

30/07/2015

Federico Arismendi, Pablo Balliva, Gonzalo Ermida

SMARTAE

Baterías de litio en redes de distribución

30/07/2015

Tribunal: Ing. Tomás Di Lavello, Ing. Mario Vignolo, Ing. Pablo Toscano

Tutor: Ing. Tomás Di Lavello

Facultad de Ingeniería

Universidad de la República

Julio Herrera y Reissig 565

11300 Montevideo

Agradecimientos

Los autores deseamos agradecer a todas las personas que prestaron su ayuda de distintas maneras para que este proyecto saliera adelante. Primero, a nuestro tutor Ing. Tomás Di Lavello, quien nos propuso la idea del proyecto, y que además contribuyó con muchas sugerencias. Un agradecimiento especial al personal de UTE, que colaboró consiguiendo los datos que fueron utilizados en varios capítulos: Ing. Antonio Sena, Ing. Diego Bentancur e Ing. Diego Giacosa. También a los docentes del IIE: Ing. Fernando Chiaramello e Ing. Rafael Hirsch, por su ayuda con los temas de electrónica de potencia y flujos de carga, respectivamente. Finalmente, a nuestras familias, por apoyarnos durante este año de trabajo.

Índice general

1	Introducción	1
1.1	Antecedentes	1
1.2	Proyecto	2
1.3	Referencias	3
2	Baterías: Definiciones	5
2.1	Terminología	5
2.1.1	Acumulador	5
2.1.2	Batería	5
2.1.3	Elemento, celda, celda elemental	6
2.1.4	Electrodo	8
2.1.5	Electrolito	9
2.1.6	Batería: módulo, pack	9
2.1.7	Oxidación, reducción, ánodo, cátodo	10
2.1.8	Material activo	10
2.2	Características	10
2.2.1	Energía libre	10
2.2.2	Voltajes	11
2.2.3	Capacidad	13
2.3	Estados de la batería	17
2.3.1	Profundidad de descarga	17
2.3.2	Estado de carga	17
2.3.3	Estado de energía	17
2.3.4	Estado de salud	18
2.3.5	Capacidad gravimétrica teórica	18
2.3.6	Capacidad gravimétrica práctica	18
2.3.7	Capacidad volumétrica	18
2.3.8	Capacidad específica	18
2.3.9	Energía almacenada y entregable	19
2.3.10	Densidad gravimétrica de energía	19
2.3.11	Densidad volumétrica de energía	20
2.3.12	Energía específica	20
2.3.13	Potencia gravimétrica y volumétrica	21
2.4	Autodescarga	22
2.5	Conclusión	22
2.6	Referencias	22

3	Baterías de iones de litio	23
3.1	Generalidades	23
3.1.1	Positivo	23
3.1.2	Negativo	24
3.1.3	Electrolito	25
3.1.4	Separador	27
3.1.5	Conclusión	28
3.2	Categorías de baterías de litio	29
3.3	Características y desempeño	29
3.3.1	Características	30
3.3.2	Desempeño	34
3.4	Propiedades de seguridad	50
3.4.1	Estándares y certificaciones	53
3.5	Referencias	54
4	Electrónica de potencia	55
4.1	Topología y características de funcionamiento	55
4.2	Funcionamiento del convertor	59
4.2.1	Carga del banco	59
4.2.2	Descarga del banco	61
4.3	Control de frecuencia con el convertor	63
4.3.1	Relación entre el ángulo de la tensión del convertor y la frecuencia	63
4.3.2	Relación entre la amplitud de la tensión y la potencia reactiva . .	65
4.3.3	Controlador para el fasor de la tensión del convertor	67
4.3.4	Implementación del controlador en un convertor para controlar la frecuencia	67
4.4	Compensación de reactiva con el convertor	69
4.5	Supresión de armónicos con el convertor	74
4.6	Conclusiones	78
4.7	Referencias	79
5	Aplicaciones de los bancos de baterías en la red eléctrica	81
5.1	Introducción	81
5.2	Caracterización de los BESS	83
5.3	Aplicaciones principales de los BESS	85
5.3.1	Reducción del pico de demanda	86
5.3.2	Control de tensión mediante la inyección de energía reactiva . . .	88
5.3.3	Control primario de frecuencia	88
5.3.4	Funcionamiento combinado con las RES	95
5.4	Reutilización de las baterías en aplicaciones estacionarias	96
5.5	Referencias	97
6	Análisis económico	99
6.1	Inversión	100
6.2	Casos de estudio	100
6.2.1	Evaluación de proyectos	101

6.3	Referencias	108
7	Casos de estudio	109
7.1	Escenarios	109
7.1.1	Topador	111
7.1.2	Ombúes de Lavalle	116
7.1.3	Río Branco	120
7.2	Banco vs. nueva línea	125
7.2.1	Evaluación económica	127
7.3	Referencias	128
8	Elementos de seguridad para el funcionamiento de un banco de baterías	131
8.1	Descripción de la instalación	132
8.2	Características de las protecciones y los equipos de un banco de baterías	134
8.2.1	Normas y reglamentos	134
8.2.2	Protecciones físicas de los equipos	134
8.3	Programación del convertidor	142
8.4	Métodos de comunicación para monitorear los equipos	144
8.5	Protección contra contactos indirectos	145
8.6	Conclusiones	148
8.7	Referencias	148
9	Conclusiones generales	151
	Índice de figuras	153
	Índice de cuadros	157

La demanda energética en el Uruguay se expandió a una tasa promedio anual de casi 6 % en el período 2004-2012 [2, pág. 3] y de casi 3 % en el de 2007-2014 [3, pág. 9], y las proyecciones de la Dirección Nacional de Energía estiman un comportamiento similar para los próximos años.

Según datos del Ministerio de Industria, Energía y Minería, a mediados de 2015 el sistema cuenta con una potencia instalada de 3719 MW, basada principalmente en la generación de las centrales hidráulicas (1538 MW) y de las plantas térmicas que funcionan con combustibles fósiles (1275 MW), siendo aún incipiente el proceso de incorporación y desarrollo de fuentes no convencionales, en particular biomasa (421 MW) y eólica (481 MW) [4].

El país tiene una cobertura muy alta para la región, con una tasa de electrificación del 99,6 % (al año 2012) como resultado de la construcción de redes rurales en las últimas décadas [5]. Con una demanda en crecimiento continuo y una capacidad de desarrollo de generación hidroeléctrica de gran escala prácticamente agotada, la dependencia del petróleo y de las importaciones será cada vez mayor si no se logra desarrollar otras fuentes de energía.

La acumulación de energía se ofrece como una de las alternativas disponibles para mitigar algunos de los problemas ocasionados por el aumento en la demanda de energía y la incorporación de energías renovables a la red eléctrica.

1.1 Antecedentes

Varios países en la actualidad trabajan en la acumulación de energía mediante bancos de baterías, a continuación se listan algunos de ellos.

EEUU En Estados Unidos, actualmente existen varios emprendimientos de este estilo, tanto proyectados como instalados. Utilizan una diversidad de tecnologías de baterías de litio, y poseen capacidades desde 20 kWh hasta 32 MWh.

Chile Se pueden encontrar emprendimientos de esta índole en América Latina, más concretamente, en Chile, la compañía AES Gener tiene en Mejillones un banco de



Figura 1.1

Desarrollos de bancos de baterías a nivel mundial

Tomado de [1]

baterías nuevas de litio de 20 MW, que pueden entregar su energía almacenada durante un período de 10 a 15 minutos.

Japón En Japón existen en la actualidad 30 MW instalados en baterías de litio, utilizados para estabilizar la red ante intermitencias en la generación de energía fotovoltaica, y para abastecer eventuales picos en la demanda.

Por último, en la figura 1.1 se detalla un mapa mundial en donde se destacan algunos proyectos de acumulación de energía basados en sistemas electroquímicos que operan actualmente.

1.2 Proyecto

Dados los anteriores antecedentes y la incipiente introducción de vehículos eléctricos, se estima que a mediano y largo plazo aumentará la disponibilidad de baterías de iones de litio. Esta disponibilidad, acompañada de una baja en los costos, podría permitir la universalización de aplicaciones de almacenamiento estático en redes de distribución de energía eléctrica.

Como tesis de grado, se decidió investigar una aplicación de este tipo. Para ello fue necesario interiorizarse sobre los distintos aspectos técnicos, que abarcan desde los problemas existentes en la red de distribución, las normativas vigentes, el estado del arte de baterías y equipos de conexión, hasta aspectos económicos, como tarifas, inversiones y viabilidad.

Comenzando primero por los distintos aspectos técnicos que conciernen a estas aplicaciones, en el capítulo 2 se introducen los principios de funcionamiento básicos de las baterías, y se definen y explican una diversidad de términos pertinentes al área. El capítulo 3 hace foco en las baterías de iones de litio, explicando sus particularidades, comparándolas con otras químicas existentes y comentando las diversas tecnologías disponibles.

En el capítulo 4 se desarrolla inicialmente cómo funcionan los elementos que hacen posible la operación del banco de baterías. Se hace especial énfasis en el convertidor AC-DC, ya que éste es responsable del proceso de carga y descarga. Y en sus modos de operación (control de frecuencia, compensación de reactiva y supresión de armónicos), ya que se quiere analizar qué impacto pueden tener estos sobre las baterías.

Continuando, en el capítulo 5 se busca repasar las distintas aplicaciones que tienen los bancos de baterías en la actualidad. Temas como la reducción del pico de demanda, el control de la tensión a través de la inyección de energía reactiva o la contribución en la regulación entre la generación y la demanda, en el caso del funcionamiento combinado con las fuentes de energías renovables, son abarcados cualitativamente.

En el capítulo 6 se analizaron varios esquemas de pago diferentes donde un banco de baterías podría operar. Se buscó abarcar tanto el ámbito público como privado y se realizaron algunas hipótesis para lograr simular un caso que se asimile a la realidad.

El capítulo 7 estudia cuantitativamente la viabilidad de la implementación del banco en tres escenarios brindados por la UTE y se compara el beneficio de usar un banco para aplazar la inversión en una nueva línea.

El capítulo 8 comienza analizando otros elementos constitutivos del banco, no tratados en el capítulo 4, como las protecciones y el transformador. El objetivo es dar una introducción de cuáles son las medidas de seguridad de los componentes, para una operación segura del banco.

1.3 Referencias

- [1] *DOE Global Energy Storage Database*. Department of Energy. URL: <http://www.energystorageexchange.org/projects> (visitado 2015) (vid. pág. 2).
- [2] *Energías renovables. Oportunidades de inversión*. Uruguay XXI. 2014. URL: <http://www.uruguayxxi.gub.uy/inversiones/wp-content/uploads/sites/3/2014/07/Informe-de-energias-renovables.pdf> (visitado 26 de mayo de 2015) (vid. pág. 1).
- [3] *Informe Anual 2014*. Administración del Mercado Eléctrico. 2015. URL: <http://www.adme.com.uy/mmee/pdf/informes/anual/InformeAnual2014.pdf> (visitado 26 de mayo de 2015) (vid. pág. 1).
- [4] *Series Estadísticas de Energía Eléctrica. Potencia Instalada por Central*. Dirección Nacional de Energía. 2015. URL: <http://www.miem.gub.uy/web/energia/-/series-estadisticas-de-energia-electrica-> (visitado 26 de mayo de 2015) (vid. pág. 1).
- [5] *Tasa de Electrificación Rural-Urbana*. Dirección Nacional de Energía. 2014. URL: <http://www.dne.gub.uy/-/tasa-de-electrificacion-rural-urbana> (visitado 26 de mayo de 2015) (vid. pág. 1).

En esta parte se definirán y explicarán una diversidad de términos que serán utilizados a lo largo de todo el proyecto.

Conviene señalar que la diversa bibliografía no usa los términos unívocamente, por lo que pueden existir diferencias de terminología entre una fuente y otra. Además, varios de ellos existen oficialmente solo en inglés. En la medida en que pareció razonable se utilizó su forma traducida, o al menos se proporcionó una traducción.

Aunque podrían repetirse algunos conceptos que ya fueron presentados en la introducción, el presente capítulo busca ser un resumen que sirva como referencia. Está basado en [2, cap. 1] y [4, cap. 1].

2.1 Terminología

2.1.1 Acumulador

Es, en un sentido amplio, aquel sistema que guarda (acumula) energía para que pueda ser utilizada más tarde. En el contexto de este proyecto se referirá específicamente a aquel que convierte energía eléctrica en química. Puede pensarse entonces como un generador reversible.

Se le llama usualmente *batería secundaria*, por oposición a la *batería primaria*, que, salvo excepciones, no es recargable.

2.1.2 Batería

Dispositivo que convierte energía química contenida en sus materiales activos directamente en energía eléctrica, por medio de una reacción electroquímica de oxidación-reducción (redox). En algunos casos, este puede ser recargado revirtiendo el proceso. Este tipo de reacción involucra la transferencia de electrones desde un material hacia otro a través de un circuito eléctrico.

Es importante señalar que en el caso de una reacción redox no electroquímica, como la combustión, la transferencia de electrones ocurre directamente y solo hay calor involucrado. Como las baterías convierten electroquímicamente energía química en

eléctrica, no están sometidas a las limitaciones del ciclo de Carnot, como en el caso de los motores de combustión. Son, entonces, capaces de alcanzar una mayor eficiencia de conversión de energía.

2.1.3 Elemento, celda, celda elemental

Si bien el término *batería* es utilizado comúnmente, la unidad electroquímica básica es en realidad la *celda*. Esta consiste, en su forma más simple, en dos electrodos inmersos¹ en un electrolito.²

Las celdas electroquímicas y las baterías se clasifican principalmente en dos grandes grupos: primarias y secundarias, dependiendo de su aptitud para ser eléctricamente recargadas. A su vez, dentro de cada grupo existen otras clasificaciones según la estructura o diseño. A continuación se presentan algunas.

2.1.3.1. Primarias

Estas baterías no pueden ser fáciles o efectivamente recargadas, y por lo tanto una vez que se han descargado se descartan. Las celdas primarias en las que el electrolito está contenido en un material absorbente o separador se conocen como *dry cells* 'celdas secas'.

La batería primaria es una fuente de energía compacta, conveniente, generalmente barata y liviana, que puede ser usada en dispositivos eléctricos y electrónicos portables: linternas, cámaras digitales, juguetes, etc. Sus principales ventajas son su larga vida de calendario, alta densidad de energía a corrientes bajas y moderadas, poco o nulo mantenimiento y facilidad de uso. Aunque existen baterías de alta capacidad para aplicaciones especiales, la inmensa mayoría son las conocidas pilas cilíndricas o de botón (de una sola celda) o baterías multicelda compuestas por las anteriores.

2.1.3.2. Secundarias

Estas baterías pueden ser recargadas eléctricamente a su condición original haciendo circular a través de ellas una corriente de signo opuesto al de la de descarga.

Las aplicaciones de las baterías secundarias caen dentro de dos grandes categorías:

1. Aquellas aplicaciones en las que se las utiliza como elemento de almacenamiento de energía, generalmente conectadas a una fuente primaria que las carga y entregando energía a una carga a demanda. Algunos ejemplos son sistemas en automóviles y aeronaves, fuentes de energía de emergencia y UPS (*Uninterruptible power supply* 'sistema de alimentación ininterrumpida'), vehículos híbridos y BESS (*battery energy storage systems* 'sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías') para nivelado de carga.
2. Aquellas aplicaciones en las que se las utiliza igual que una batería primaria, solo que al completar la descarga se vuelven a recargar, en lugar de descartarse. Se las utiliza principalmente en dispositivos electrónicos portables, por razones de costo, así como en aquellas aplicaciones que requieren potencias de descarga por encima de las soportadas por las baterías primarias. Los EV (*Electric Vehicle*

¹ El término «inmerso» se utiliza aquí por razones históricas, puesto que la primera batería secundaria y todas las que durante un siglo siguieron tenían los electrodos inmersos en un electrolito líquido.

² Más en general, se podría hablar del espacio entre los electrodos como la *zona de intercambio de iones* que, dependiendo de la tecnología, recibe el nombre de «electrolito» o «membrana».

‘vehículo eléctrico’) y PHEV (*Plug-in Hybrid Electric Vehicle* ‘vehículo híbrido eléctrico enchufable’, también ‘vehículo eléctrico de autonomía extendida’) caen dentro de esta categoría.

Otras características importantes de la batería secundaria son la alta densidad de potencia y tasa de descarga, curva plana de descarga y por lo general buen desempeño a bajas temperatura. Presentan densidades de energía menores que las baterías primarias. Su capacidad de retener carga cuando no están siendo usadas también es peor, aunque la carga perdida puede restaurarse mediante la recarga.

Algunas baterías, conocidas como *mechanically rechargeable types* ‘de tipo recargable mecánicamente’ se «recargan» reemplazando el electrodo que se haya agotado, usualmente el negativo metálico, con uno nuevo.

2.1.3.3. Baterías de reserva

En este tipo de baterías primarias, uno de los componentes esenciales se separa del resto previo a la activación. En estas condiciones, el deterioro químico y la autodescarga son prácticamente eliminados, lo que permite el almacenamiento de la batería a largo plazo. Generalmente se aísla el electrolito. En otros sistemas, como la batería térmica, esta se mantiene inactiva hasta que es calentada, fundiendo el electrolito sólido para que se vuelva conductor.

Se diseñan para cumplir requisitos de almacenamiento a muy largo plazo o en condiciones extremas, que no pueden ser alcanzados por las baterías «activas» de similares características. Se utilizan, por ejemplo, para entregar grandes potencias en tiempos cortos, en misiles, torpedos y otros sistemas de armamento.

2.1.3.4. Celdas de combustible

Las *fuel cells* ‘celdas de combustible’, como las baterías, son celdas electroquímicas capaces de convertir directamente energía química en eléctrica. A diferencia de las baterías, los materiales activos no forman parte de la misma, sino que deben ser proporcionados desde el exterior para que funcionen. Es por esta razón que entretanto no falle ningún componente, son capaces de entregar energía mientras se le suministre el combustible a los electrodos.

Si bien los electrodos poseen propiedades catalíticas que facilitan la ocurrencia de las reacciones necesarias para que la celda funcione, se los considera inertes, puesto que no se consumen durante las reacciones.

El término «celda de combustible» hace referencia a los materiales activos (líquidos o gaseosos) que se introducen del lado del ánodo, y que son similares a los combustibles utilizados en las máquinas térmicas comunes. Por el cátodo se inyecta principalmente oxígeno o aire.

Un tipo común es la celda de combustible de hidrógeno/oxígeno. A través de electrocatalizadores de platino o de aleaciones de platino, se oxida el hidrógeno en el ánodo y se reduce el oxígeno en el cátodo, siendo agua el producto final. Las reacciones simplificadas se resumen en el cuadro 2.1.

Por su potencial para conseguir energía eléctrica de forma más eficiente y limpia a partir de combustibles fósiles que los motores convencionales, las celdas de combustible

Cuadro 2.1

Reacciones simplificadas en cada electrodo de la celda de combustible de hidrógeno-oxígeno

<i>descarga</i>	
<i>ánodo</i>	$2\text{H}_2 \rightarrow 4\text{H}^+ + 4\text{e}$
<i>cátodo</i>	$\text{O}_2 + 4\text{H}^+ + 4\text{e} \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$
<i>total</i>	$2\text{H}_2 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O}$

han atraído el interés de los investigadores desde su descubrimiento en 1838. La NASA (*National Aeronautics and Space Administration* 'Administración Nacional de la Aeronáutica y del Espacio') las ha utilizado mucho en sus vehículos espaciales en los últimos cincuenta años. Se espera que este interés permita el desarrollo de aplicaciones variadas, principalmente relacionadas al suministro de energía eléctrica y potencial reemplazo algunos tipos de baterías.

Existen principalmente dos tipos de sistemas:

1. Directos: utilizan combustibles (hidrógeno, oxígeno, hidrazina) que reaccionan directamente en la celda.
2. Indirectos: los combustibles (gas natural u otro combustible fósil) son primero transformados en algún gas rico en hidrógeno, que luego alimenta a la celda.

Existen numerosas variantes que dependen de la combinación de combustibles, oxidante, electrolito, temperatura de operación, etc.

Como la tecnología de las celdas de combustible ha ido migrando hacia las aplicaciones portables, la distinción con las baterías se ha vuelto cada vez más borrosa. Por ejemplo, baterías que permiten reemplazar un electrodo metálico agotado por uno nuevo podrían considerarse «celdas de combustible». Así como celdas de combustible equipadas con una ampolla podrían considerarse «baterías».

2.1.4 Electrodo

Los electrodos son llamados uno positivo y el otro negativo.³ Se evitará usar los términos ánodo y cátodo para referirse a los mismos, porque cada electrodo cambia su rol dependiendo de si la batería se está cargando o descargando.

Las combinaciones más ventajosas de electrodos serán aquellas que sean más livianas y ofrezcan mayor voltaje y capacidad. Dichas combinaciones no siempre serán realizables, debido a la reactividad con otros componentes de la celda, pérdidas asociadas a la corriente que circula por los electrodos, dificultad para manipularlas, alto costo y otras deficiencias.

En un sistema práctico, el negativo se elige según los siguientes criterios: eficiencia como agente reductor, buena capacidad, buena conductividad, estabilidad, facilidad de fabricación y bajo costo. Principalmente se utilizan metales, siendo el zinc el material más predominante.

Por otro lado, el positivo debe ser un buen agente oxidante, estable al entrar en contacto con el electrolito, y ofrecer buen voltaje. Se podría utilizar oxígeno directamente del ambiente, pero ciertas dificultades aún no resueltas hacen que lo más común sea encontrar óxidos metálicos.

³ Si bien «positivo» y «negativo» son adjetivos, por simplicidad se utilizarán para referirse directamente al electrodo positivo y negativo, respectivamente.

Un electrodo a escala de laboratorio frecuentemente se estudia en un celda electroquímica contra litio metálico,⁴ puesto que es el material con el menor potencial eléctrico, y por ello sirve como punto de referencia. Cualquier material considerado será un electrodo positivo en comparación con el litio metálico. Es importante señalar esto, porque en electroquímica frecuentemente se suelen citar los potenciales redox respecto del así llamado *electrodo estándar de hidrógeno*. Cuando así sea se indicará claramente.

2.1.5 Electrolito

El electrolito es una sustancia o compuesto que facilita el pasaje de corriente eléctrica mediante el movimiento de iones (podría hablarse de un «conductor de iones»). Debe presentar buena conductividad iónica y baja conductividad electrónica, de manera de evitar un cortocircuito interno. Otras características deseables son: no reactividad con los materiales de los electrodos, insensible a los cambios de temperatura, de fácil manipulación y bajo costo.

Es típicamente un líquido, como agua u otro solvente, con sales, ácidos o bases disueltas, que permitan la conducción iónica. Algunas tecnologías funcionan con un electrolito sólido, de gel-polímero o que impregna una matriz sólida.

2.1.6 Batería: módulo, pack

Con excepción de los dispositivos electrónicos portables modernos (teléfonos celulares, pequeñas cámaras digitales, tabletas, etc.) que funcionan con una sola celda de iones de litio de alrededor de 3,7V, este voltaje es demasiado bajo para la mayoría de las aplicaciones. Es por esto que las celdas elementales son raramente usadas individualmente. Una batería puede contener una o más celdas, conectadas en serie (para alcanzar el voltaje deseado), en paralelo (para alcanzar la capacidad o potencia deseadas) o de ambas formas, dependiendo de la aplicación. Esta interconexión de elementos es lo que estrictamente constituye una *batería, módulo o pack*, si bien el término «batería» se utiliza para referirse indistintamente tanto a las celdas como a los módulos.

2.1.6.1. BMS

Un pack o módulo de baterías contiene generalmente un BMS (Battery Management System ‘Sistema de manejo de baterías’) cuya tarea básica consiste en asegurar que se haga un uso óptimo de la energía dentro de la batería, y en prevenir el riesgo de daño de la misma [3, pág. 2].

Esto se consigue mediante las siguientes funciones [1, pág. 3]:

- Controlando el proceso de carga de la batería, evitando la sobrecarga, de forma de asegurar un ciclo de vida prolongado.
- Monitorizando el proceso de descarga, de forma de prevenir el daño, interrumpiendo la corriente cuando la batería se agota.
- Llevando un registro del soc de la batería y usando el valor determinado para controlar la carga y descarga.

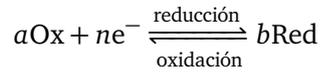
⁴ A esta celda se la conoce en la jerga electroquímica como *medio-elemento* o *media-celda*.

2.1.7 Oxidación, reducción, ánodo, cátodo

La *oxidación* es una reacción química en la cual un átomo o un ión pierde uno o más electrones. El «actor» de la oxidación es un donante de electrones, o sea, un *reductor*.

Recíprocamente, la *reducción* es una reacción en la cual un átomo o un ión adquiere uno o más electrones. El «actor» será entonces un aceptor de electrones, es decir, un *oxidante*.

Una reacción redox puede ser representada genéricamente mediante la siguiente ecuación química



donde Ox y Red son el agente oxidante y reductor, respectivamente, y *a* y *b* son los así llamados *coeficientes estequiométricos*: cuando se intercambian *n* moles de electrones, *a* moles de la especie reductora y *b* moles de la oxidante son producidos o consumidos, dependiendo de la dirección de la reacción.

Llamaremos *ánodo* al electrodo donde ocurra la reacción de oxidación, y *cátodo* al electrodo donde ocurra la de reducción.

Por lo tanto, un electrodo cambiará su rol de cátodo por el de ánodo dependiendo de la dirección de la corriente, esto es, de si la batería secundaria está siendo cargada o descargada.

Por el contrario, el electrodo positivo (negativo) permanecerá siempre positivo (negativo), sin importar la dirección de la corriente. El comportamiento de ambos electrodos se resume en el cuadro 2.2.

Cuadro 2.2

Comportamiento de los electrodos durante los procesos de carga y descarga

<u>electrodo</u>	<u>carga</u>	<u>descarga</u>
positivo	ánodo	cátodo
negativo	cátodo	ánodo

2.1.8 Material activo

Los productos químicos involucrados en las reacciones de carga y descarga constituyen el *material activo*. Puede estar contenido en los electrodos, como en el caso de las baterías de litio, donde el electrolito cumple el rol de transportar los iones de un electrodo a otro; o también en el electrolito, como en las baterías de plomo-ácido, donde el electrolito participa en las reacciones electroquímicas.

Se usará el término *material inactivo* para referirse al empaque, las conexiones eléctricas, aislantes, separador, etc. Es decir, todos aquellos componentes que conforman la batería pero que no toman parte de las reacciones de carga y descarga.

2.2 Características

2.2.1 Energía libre

Siempre que ocurre una reacción química, la energía libre del sistema varía de acuerdo a la expresión:

$$\Delta G^0 = -nFE^0$$

donde

- ΔG^0 es la variación de la energía libre;
- F es la constante de faraday ($\approx 96\,500\text{ C} = 26,8\text{ Ah}$);
- n es el número de electrones involucrados en la reacción estequiométrica;
- E^0 es el potencial estándar.

2.2.2 Voltajes

Existen diferentes referencias al voltaje de una batería:

- *Voltaje teórico* (se detalla en 2.2.2.2).
- El *voltaje de circuito abierto* es el que existe en condiciones de corriente nula, generalmente está cerca del valor teórico.
- El *voltaje de circuito cerrado* es el que existe bajo condiciones de carga.
- El *voltaje nominal* es que generalmente se acepta como voltaje típico de operación de la batería (ver 2.2.2.3).
- El *voltaje de trabajo* es un valor más representativo de la tensión de operación real de la batería bajo carga. Será menor que el de circuito abierto.
- El *voltaje promedio* es el voltaje promediado sobre la descarga.
- El *voltaje de punto medio* es el voltaje central durante la descarga.
- El *voltaje final* o *voltaje de corte* es el voltaje designado para terminar la descarga. Por lo general, se trata del voltaje por encima del cual prácticamente toda la capacidad de la batería ha sido drenada. Puede depender del tipo de aplicación.

Tomando como ejemplo la tecnología de plomo-ácido, los voltajes teórico y de circuito abierto son de 2,1 V, el nominal es de 2,0 V, el de trabajo es de entre 1,8 V y 2,0 V y el de corte es de 1,75 V a descargas bajas o moderadas, y de 1,5 V para aplicaciones de encendido de motores. Durante la carga, el voltaje puede ir de 2,3 V a 2,8 V.

La evolución del voltaje con la descarga se ilustra en la figura 2.1. En el caso idealizado, la descarga ocurre al voltaje teórico hasta consumirse todos los materiales activos, punto en el cual el voltaje cae a 0. En condiciones reales, el voltaje inicial es menor que el teórico debido a la resistencia interna y efectos de polarización en los electrodos, como muestran las curvas 1 y 2. A medida que transcurre la descarga, el voltaje cae por el aumento de la resistencia interna debido a la acumulación de productos de la descarga, activación y concentración, polarización y otros factores relacionados. La curva 2 es similar a la curva 1, pero representa una celda con mayor resistencia interna, mayor tasa de descarga o ambos.

La forma de la curva de descarga depende del principio electroquímico empleado, de las características constructivas y de las condiciones de descarga. Algunas curvas típicas se representan en la figura 2.2.

La curva plana ① es representativa de un proceso en el que el efecto del cambio en los productos que reaccionan es mínimo hasta que los materiales activos se agotan completamente (p. ej., batería de iones de litio). La curva ② es representativa de un proceso de descarga en dos pasos, lo que indica un cambio en el mecanismo de reacción y potencial de los materiales activos (p. ej., baterías primarias de litio [Li/CF_x, Li/V₂O₅]). La curva más inclinada ③ es típica de cuando la composición de los materiales activos, la resistencia interna, etc. cambian durante la descarga, lo que afecta la forma del perfil de descarga (p. ej., baterías de plomo-ácido).

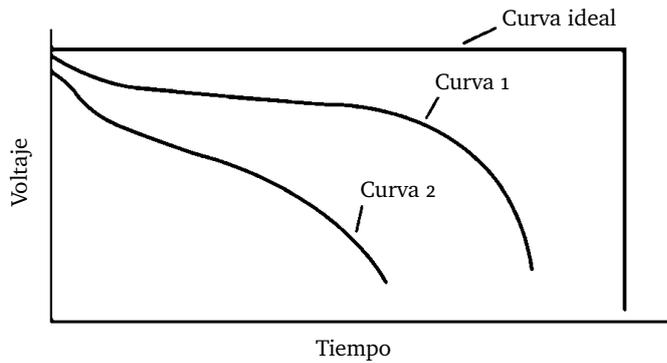


Figura 2.1
Perfiles de descarga ideal y característicos para una batería genérica^a
^a Adapado de [4, pág. 3.2]

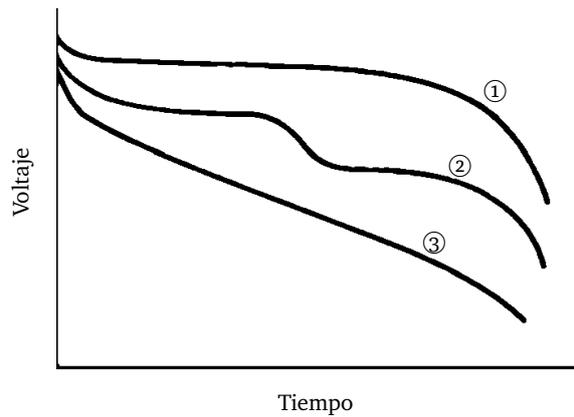


Figura 2.2
Perfiles de descarga típicos para diferentes tecnologías^b
^b Adapado de [4, pág. 3.3]

2.2.2.1. Efecto de la temperatura

La temperatura a la que se descarga una batería tiene un efecto importante en su capacidad y voltaje. Esto se debe a la reducción de la actividad química y al aumento de la resistencia interna a bajas temperaturas. La figura 2.3 ilustra varias curvas de descarga a la misma corriente pero diferentes temperaturas para una misma batería. (T_4) es la temperatura ambiente. Como puede verse, bajar la temperatura provoca una disminución de la capacidad y un aumento de la pendiente de la curva de voltaje. Para cada sistema se tendrá una familia de curvas distinta, pero por lo general el mejor rendimiento se obtiene entre 20 °C y 40 °C.

2.2.2.2. Voltaje teórico

El voltaje estándar o teórico de una celda lo determinan el tipo de materiales activos contenidos en la misma. Puede ser calculado a partir de información de la energía libre u obtenido experimentalmente.

En caso de hacerse a partir de los materiales activos se ha de sumar el potencial de cada electrodo:

$$\text{negativo (oxidación) + positivo (reducción) = voltaje teórico}$$

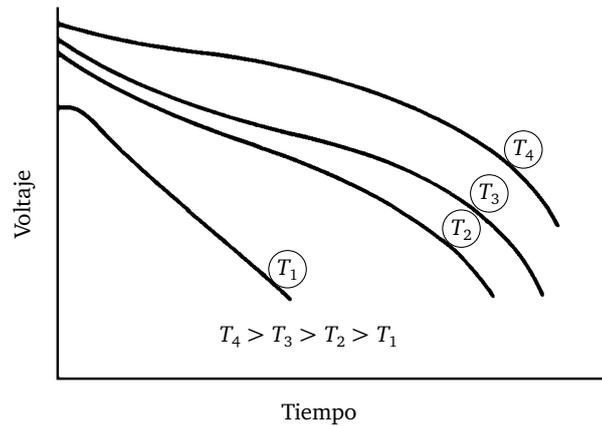


Figura 2.3

Efecto de la temperatura en el voltaje y la capacidad de baterías^a

^a Adaptado de [4, pág. 3.9]

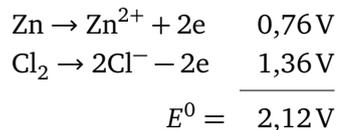
Se considera por ejemplo la celda de Zn/Cl₂, cuyas reacciones en cada electrodo se resumen en el cuadro 2.3.

Cuadro 2.3

Reacciones en la celda de Zn/Cl₂

	descarga	carga
negativo	Zn → Zn ²⁺ + 2e	Zn ²⁺ + 2e → Zn
positivo	2Cl ⁻ → Cl ₂ + 2e	Cl ₂ + 2e → 2Cl ⁻
total	Zn + Cl ₂ → 2Cl ⁻ (ZnCl ₂)	Zn ²⁺ + 2Cl ⁻ → Zn + Cl ₂

El voltaje de la celda es entonces:



Donde los voltajes de reducción de $-(-0,76 \text{ V})$ para la media-celda de Zn y $1,36 \text{ V}$ para la de Cl son en referencia al electrodo estándar de hidrógeno a 25°C [4, págs. 1.10 y 1.11]. Dependerán por tanto de la temperatura, concentración y otros factores.

2.2.2.3. Voltaje nominal

Es un valor que indica el voltaje de operación a una corriente de amplitud media que descarga la batería en el lapso de algunas horas. Representa el valor promedio del voltaje fuera de las zonas de comienzo y fin de la descarga (donde este varía considerablemente).

2.2.3 Capacidad

El término *capacidad* refiere a la potencial cantidad de carga que una batería es capaz de entregar. También puede aplicarse al material activo o a un electrodo en particular.

Si bien la unidad SI para medir la carga es el coulomb (C), en general se trabaja con el producto de una intensidad por un tiempo. Así, se hablará de capacidades en términos de Ah o mAh.^{5,6}

Específicamente, esta cantidad será la integral de la corriente durante el tiempo que dure la descarga:

$$C = \int_0^t i(t) dt$$

Dependiendo de las condiciones de descarga (intensidad, temperatura, criterio de fin de descarga, etc.) y de la historia de operación de la batería secundaria (condiciones pasadas de carga y descarga), esta capacidad podría variar o cambiar respecto de su valor inicial. Es por esto que más adelante se darán otras definiciones complementarias.

2.2.3.1. Capacidad teórica

La *capacidad teórica* C_{th} de una batería secundaria es la cantidad de carga que entregaría, estando plenamente precargada, durante una descarga completa que agotara todo el material activo. Esta capacidad depende no de las condiciones de descarga, sino de la cantidad de material activo disponible.

En este punto debe señalarse que en la práctica es extremadamente difícil aprovechar todo el material activo. Para que esto fuera posible, todos los materiales activos deberían existir en proporción perfectamente estequiométrica,⁷ de manera de ser totalmente transformados durante los procesos de carga y descarga.

No solo es esto difícil, sino que ciertas tecnologías requieren que se sobredimensione alguno de los electrodos. Es el caso del electrodo de cobalto en baterías de iones de litio, donde solo la mitad de los iones contenidos en el positivo pueden ser usados, para evitar que colapse la estructura de inserción cristalina y se destruya el dispositivo.

La noción de capacidad teórica revela entonces cual es el límite máximo de capacidad de la batería, lo que más adelante permitirá definir los máximos de capacidad másica y volumétrica.

2.2.3.2. Capacidad efectiva

También conocida como capacidad práctica, real, usable, disponible, entregada o medida, la *capacidad efectiva* es la cantidad de carga que entrega una batería plenamente cargada durante un ciclo de descarga completa, dados ciertos valores de corriente, voltaje final y temperatura. Se trata de la integral de la corriente durante la duración de la descarga, C_{eff} .

La capacidad efectiva es necesariamente menor que la capacidad teórica, y depende esencialmente de las condiciones de descarga (presentes y pasadas), esto es:

⁵ 1 Ah = 1000 mAh = 3600 As = 3600 C.

⁶ El folleto que publica la BIPM (*Bureau international des poids et mesures* 'Oficina Internacional de Pesas y Medidas') indica: «Al formar productos y cocientes de símbolos de unidades aplican las reglas algebraicas normales de multiplicación y división. La multiplicación debe ser indicada por un espacio o un punto medio (·), de otra manera, algunos prefijos pueden ser malinterpretados como símbolos de unidad» [5, pág. 130]. Sin embargo, en este contexto se estiliza escribir Ah sin separación, lo mismo que Wh, por lo que así se hará.

⁷ Esto significa que la proporción de cada uno de los agentes que intervienen en la reacción química es exactamente la que indica la ecuación.

- corriente de descarga;
- temperatura;
- historia de operación de la batería;
- las condiciones de parada de carga y descarga (generalmente es un valor umbral de voltaje);
- otras.

2.2.3.3. Capacidad nominal

Por lo dicho anteriormente, para una misma batería y dependiendo de las condiciones de uso, se pueden definir una serie de distintas capacidades, lo que puede resultar confuso. Por ello se introduce la noción de *capacidad nominal*, que busca representar el valor de capacidad de una batería nueva, en condiciones de descarga claramente definidas. De forma de cubrir las distintas necesidades de uso, los fabricantes generalmente informan diversas capacidades, especificando las condiciones de carga y descarga en cada caso.

La capacidad nominal, denotada C_n , es la que aparece en los manuales de fabricantes y en las chapas de las baterías. Se da para una descarga de una duración fijada por estándares internacionales, de acuerdo a la aplicación. El subíndice n indica ese período en horas.

Cuando la descarga se hace en menos tiempo que el indicado por el subíndice, la capacidad puede mantenerse constante o disminuir, dependiendo de la tecnología de la batería.

Ejemplo: Una batería cuyo fabricante declara que posee una capacidad nominal C_{20} de 15 Ah es descargada a una corriente de $C_{20}/20$. Entonces debe ser capaz de entregar una corriente de $15 \text{ Ah}/20 \text{ h} = 0,75 \text{ A}$ durante 20 h, antes de alcanzar el voltaje de umbral.

Las corrientes de carga y descarga son en general referidas a la capacidad. Así, se habla por ejemplo de una «descarga $C/5$ », que corresponde a una corriente de $I = C/5$ (que significa $C/5 \text{ h}$; el símbolo de hora se omite generalmente; la capacidad C corresponde al valor nominal).

2.2.3.4. Envejecimiento, capacidad residual, criterio de fin de vida, vida útil

El envejecimiento de una batería secundaria redundante en un decremento de su capacidad y un incremento de su resistencia interna. Cuando estos parámetros alcanzan un cierto nivel de degradación, la batería ya no puede cumplir con la función para la que fue prevista. Se dice entonces que alcanzó su EOL (End of life 'Fin de vida'), a pesar de que aún siga funcionando. Se habla también de que alcanzó su *vida útil*.⁸ La cantidad de ciclos que la batería puede soportar antes de alcanzar su EOL se llama *ciclo de vida*.

El envejecimiento se acelera cuando la batería es usada de forma extrema o abusiva: más allá de los límites de operación normal. Existen diversas causas de envejecimiento:

- Pérdida de material activo.
- Modificación de la estructura cristalina del material de los electrodos, en especial debido a recarga excesiva.
- Degradación del electrolito por recarga excesiva.

⁸ Esta noción no debe ser confundida con la de autonomía (duración de la operación de un equipo a baterías, limitada por su completa descarga).

- Pérdida de cohesión de las partículas, que pierden contacto con las vecinas debido a contracciones y expansiones del material activo con el soc, o por degradación del aglutinante, que asegura la cohesión de unas partículas con otras.
- Reacciones secundarias a las electroquímicas, que involucran especies contaminantes o liberadas con el tiempo por los electrodos (v.g. restos de agua y cationes metálicos de los materiales activos positivos). Estos compuestos que participan en las reacciones secundarias llevan a la degradación de la interfase electrodos-electrolito y de los colectores de corriente (corrosión).

Hay también otros parámetros que influyen en la vida útil de una batería secundaria:

- Alta temperatura de operación o almacenamiento.
- Voltaje de fin de carga. Para las baterías secundarias de litio, existe un compromiso entre capacidad y vida útil: incrementando el voltaje de fin de carga se obtiene una capacidad mayor luego de recargar, pero el envejecimiento se pronuncia también, acortando la vida útil de la batería.
- Profundidad del ciclo carga y descarga. Cuanto más profundo sea, más rápido se degradará la batería. Más específicamente, son los límites extremos de estado de carga (máximo y mínimo soc) del ciclo los factores importantes para la vida útil de la misma. En el caso de las baterías de iones de litio, en condiciones de carga y descarga completas, la demanda que se impone a los materiales activos (completamente litiados o delitiados⁹) provoca un estrés mecánico que causa pérdida de capacidad.

Determinar la capacidad efectiva permite conocer el momento en que la batería secundaria alcanzó su EOL. Por lo general, se considera que una batería para aplicaciones estacionarias o autos eléctricos alcanzó este punto cuando la capacidad medida es menor o igual al 80% de su capacidad nominal. Esta es una noción comercial o contractual que de hecho varía (podría considerarse 70% para aplicaciones estacionarias).

No hay nada que impida que la batería se use por debajo de esta capacidad. Por ejemplo, dado el alto costo que tiene reemplazarla (v.g en teléfonos celulares o computadoras portátiles), los usuarios generalmente la seguirán usando tanto tiempo como la duración les parezca suficiente. Sin embargo, con la capacidad reducida el estrés al que se la somete es mayor (mismo requerimiento de potencia y por lo tanto de corriente, pero mayor resistencia interna debido a la pérdida de capacidad), lo que tiende a acelerar la pérdida de autonomía aún más.

Esta capacidad que aún existe al llegar al EOL se llama *capacidad residual*.

2.2.3.5. Envejecimiento de calendario

Las baterías secundarias se degradan aún cuando no están siendo usadas. A este fenómeno se le conoce como *calendar aging* ‘envejecimiento de calendario’. Los mayores responsables de este envejecimiento son la temperatura y el soc.

Empero, no todas las tecnologías son iguales. Por ejemplo, las LIB para dispositivos portátiles tienden a degradarse mucho más rápido (2-3 años) que algunas de NiCd, que pueden alcanzar una *shelf life* ‘vida de calendario’ de más de 20 años.

⁹ Traducción aproximada de los verbos *lithiate* (combinar o impregnar algo con litio o algún compuesto de litio) y *delithiate*, operación inversa.

2.2.3.6. Endurancia cíclica

Se define como el número de ciclos de carga-descarga que puede soportar una batería en condiciones específicas (estandarizadas) antes de alcanzar los límites impuestos por la pérdida de capacidad. La amplitud de los ciclos y la temperatura son los factores que más influyen en el envejecimiento en términos de ciclos.

2.2.3.7. Cantidad de carga descargada

Es el número de Ah descargados o la cantidad de carga descargada (liberada, consumida o entregada) y se obtiene integrando la corriente como función del tiempo.

2.2.3.8. Cantidad de carga disponible

Esta cantidad *no es una variable de estado*. Dependiendo de la tecnología, puede variar según diversos parámetros. Por esto, puede ser difícil evaluar la cantidad de carga disponible, puesto que, durante el curso de la descarga, la primera depende de condiciones pasadas (la forma en que la carga fue proveída) y también futuras (amplitud de la descarga [variable] y temperatura). También está subordinada a la existencia de períodos de descanso (llamados períodos de relajación). Por lo tanto la cantidad de carga disponible puede no ser la misma según las corrientes de descarga e incluso podría incrementar si se pasa de una corriente a otra de menor valor.

2.3 Estados de la batería

2.3.1 Profundidad de descarga

La DOD (Depth of Discharge ‘Profundidad de descarga’) es un indicador de la cantidad de carga que ya ha sido extraída de la batería en relación a su capacidad. Matemáticamente:

$$\text{DOD} = \frac{\int_0^t i_{\text{desc.}}(t) dt}{\text{Capacidad}}$$

Se trata de una cantidad adimensionada, expresada comúnmente como un porcentaje.

2.3.2 Estado de carga

El soc (State of Charge ‘Estado de carga’) es un indicador de la cantidad de carga aún disponible en la batería en relación a su capacidad, para unas condiciones dadas de descarga pasada y futura (amplitud de la corriente de descarga):

$$\text{soc} = \frac{\text{Cantidad de carga remanente}}{\text{Capacidad práctica del acumulador}} = 1 - \text{DOD}$$

El soc está asociado con la energía química, por lo que puede usarse para evaluar la autonomía restante. También es una cantidad adimensionada que suele expresarse como un porcentaje.

2.3.3 Estado de energía

Análogamente, se puede reemplazar el concepto de cantidad de carga en la definición anterior por el de cantidad de energía. Se define entonces el soE (State of Energy ‘Estado

de energía’) como el cociente entre la cantidad de energía disponible y la totalidad de la energía almacenada.

2.3.4 Estado de salud

El SOH (State of Health ‘Estado de salud’) es un indicador del estado de envejecimiento o de falla de una batería. Se calcula como el cociente entre la cantidad de carga que se puede extraer durante una descarga completa (para una corriente similar a las que se someterá en el futuro) y la capacidad nominal o la máxima capacidad alcanzable o inicial.

$$\text{SOH} = \frac{Q_{\text{descarga}}}{C_{\text{nominal}}}$$

Este parámetro caracteriza la degradación de la batería a medida que se usa, y es el que indica el EOL contractual de la misma. También se expresa normalmente como un porcentaje.

2.3.5 Capacidad gravimétrica teórica

Se le llama así al ratio entre la cantidad de carga que teóricamente puede ser entregada agotando todo el material activo de un electrodo y la masa de ese material activo. Se expresa en Ah kg^{-1} .

2.3.6 Capacidad gravimétrica práctica

Es el cociente entre la cantidad de carga extraíble, a una corriente dada, y la masa total de la batería. Será menor que la teórica debido a irreversibilidades en las reacciones electroquímicas, pero sobre todo debido a la masa de los elementos pasivos: empaque, electrolito, colectores de corriente, contactos, etc., que suman a la masa total pero no aumentan la capacidad.

Esta noción es particularmente útil para comparar los diferentes sistemas de almacenamiento para distintas corrientes y voltajes de operación.

2.3.7 Capacidad volumétrica

Se define como la relación entre la cantidad nominal de carga entregable (o máxima almacenada) y el volumen de la batería. También debe especificarse la corriente de descarga. Se mide en Ah m^{-3} o Ah dm^{-3} (también Ah l^{-1}). Las dimensiones en cuestión son las totales, esto es, incluyendo terminales, conexiones, anclajes, etc.

Es el factor relevante en los sistemas estáticos de almacenamiento de energía, donde importa más el volumen (que la masa) que se debe prever para obtener una cierta capacidad.

2.3.8 Capacidad específica

Este es un término ambiguo que, según el contexto, refiere a veces a la capacidad gravimétrica y otras a la volumétrica. Dependiendo de la aplicación, solo una de las dos tendrá sentido. La ambigüedad puede resolverse prestando atención a las unidades asociadas.

Estos tres últimos términos (capacidades gravimétrica, volumétrica y específica) pueden ser aplicados a un electrodo, una celda o un pack completo.

En algunos contextos, se utilizan los términos «capacidad específica» o «energía específica» para referirse a la cantidad que se mide en Ah kg^{-1} o Wh kg^{-1} , respectivamente; y el término «densidad de energía» para hacerlo a la magnitud que se mide en Wh l^{-1} .

2.3.9 Energía almacenada y entregable

La energía almacenada viene dada solo por los materiales activos (tipo y cantidad). Por su misma definición, no depende de la corriente de descarga. Pero como no todo el material activo puede ser consumido o no todo es eléctricamente accesible (baja conductividad de ciertos materiales), este valor teórico no es completamente extraíble.

Desde el punto de vista del usuario, la única energía almacenada que importa es aquella que puede ser entregada durante una descarga completa. Como es previsible, esta depende de las condiciones de dicha descarga. Se le llama entonces energía entregable o energía práctica almacenada, o simplemente energía almacenada. Matemáticamente:

$$W_{\text{entregable}} = \int_{\text{duración total de la descarga}} u(t) \cdot i(t) dt$$

Aunque la unidad SI para la energía es el joule (J), en este contexto se suele usar el Wh^{10} o kWh, ya que se trabaja con W o kW durante lapsos medidos en horas.

La energía entregada durante una descarga parcial es:

$$W_{\text{descargada}} = \int_{\text{duración de la descarga}} u(t) \cdot i(t) dt$$

Asumiendo voltaje constante (hipótesis usada para pasar de capacidad a energía):

$$W_{\text{descargada}} = U \int_{\text{duración de la descarga}} i(t) dt = U \cdot C$$

Por lo tanto, la energía se puede expresar como el voltaje en bornes de la batería multiplicado por su capacidad. Es importante destacar que esa energía depende de la capacidad considerada y por ende, de las condiciones de descarga.

2.3.10 Densidad gravimétrica de energía

Se conoce con este nombre al cociente entre la energía entregable, a una cierta corriente, y la masa de la batería. Se expresa en Wh kg^{-1} .

Usando de nuevo la hipótesis de que el voltaje de la batería es constante se puede escribir la densidad gravimétrica como el producto del voltaje de la batería y su capacidad gravimétrica.

En la figura 2.4 se presenta una comparación interesante entre densidades de energía teóricas y prácticas. Allí se muestran la densidad de energía tomando en cuenta solo los materiales activos; los materiales activos junto al electrolito y otros componentes no reactivos; y la capacidad real de esas baterías descargadas en condiciones óptimas. Destaca que la capacidad teórica se reduce a la mitad debido a la masa que aportan los componentes no reactivos y que la capacidad real aún en condiciones óptimas de descarga no va más allá del 50 % a 75 % de ese valor.

¹⁰ $1 \text{Wh} = 3600 \text{Ws} = 3600 \text{J}$.

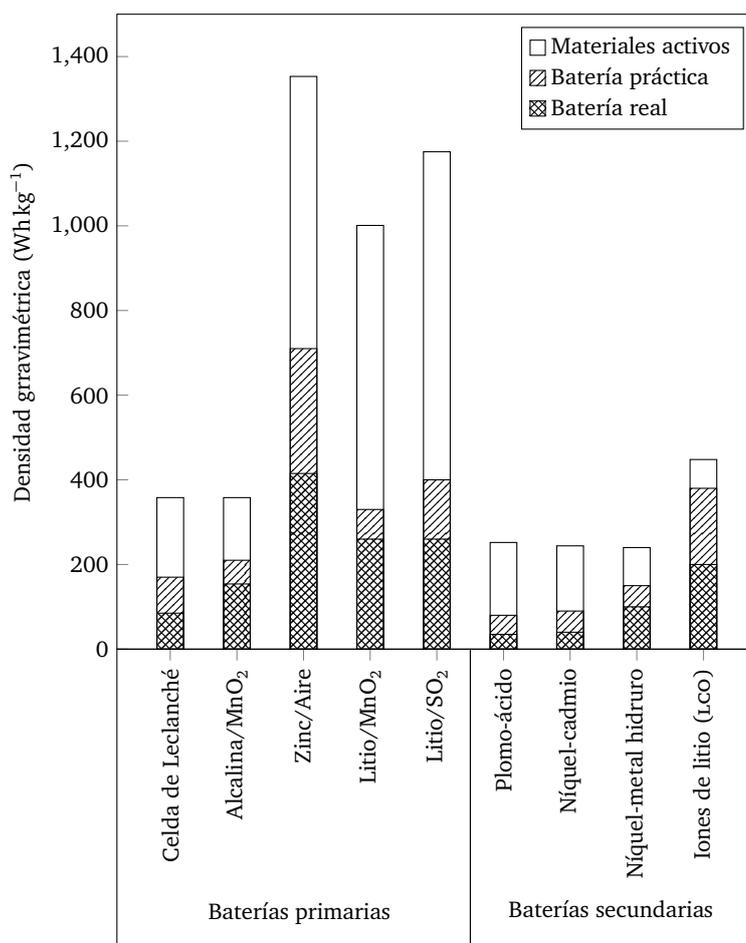


Figura 2.4

Densidad gravimétrica de energía para distintas tecnologías de baterías primarias y secundarias (condiciones de descarga óptimas especificadas por el fabricante)

Adaptado de [4, pág. 1.15]

Si bien existen avances en el desarrollo de empaques más livianos, la energía entregable aún ronda solo un 25 % a 35 % de la energía teórica, aún en las mejores condiciones de descarga.

Por todo esto, y a pesar de que se perfeccionen nuevas baterías, resultará difícil que se consiga desarrollar un sistema que ofrezca densidades de energía órdenes superiores a las que existen actualmente, y que además cumpla los requerimientos que un producto comercial tiene, como ser: disponibilidad de materiales, costo, impacto medioambiental, etc.

2.3.11 Densidad volumétrica de energía

Es el ratio de la energía entregable y el volumen de la batería. Sus unidades son de Wh m^{-3} o Wh dm^{-3} (también Wh l^{-1}) y se debe especificar la corriente de descarga.

2.3.12 Energía específica

Análogamente a 2.3.8, el término energía específica se usa indiscriminadamente para referirse tanto a la densidad gravimétrica como volumétrica. De nuevo, la ambigüedad se resuelve atendiendo a las unidades usadas.

La energía específica (en Wh kg^{-1}) y la densidad de energía (en Wh l^{-1}) que pueden entregar los principales sistemas de baterías se grafican en las figuras 2.5. Allí, la capacidad de energía se representa como una región, en lugar de un solo punto óptimo, para ilustrar la dispersión que tiene el desempeño del sistema bajo los diferentes regímenes de uso.

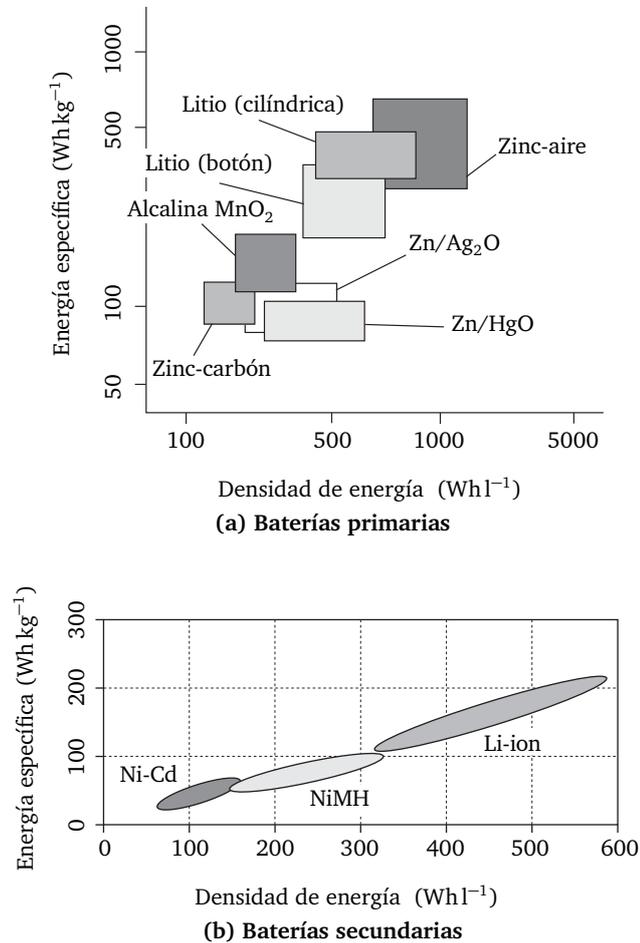


Figura 2.5
Comparación de la capacidad de almacenamiento de energía de varias tecnologías de baterías^a
^a Adaptado de [4, pág. 1.16]

2.3.13 Potencia gravimétrica y volumétrica

La potencia gravimétrica (respectivamente, volumétrica) es la potencia por unidad de masa (volumen) que la batería puede suministrar en condiciones específicas. Puede tratarse de la potencia máxima de pico o de régimen.

La potencia gravimétrica se expresa en W kg^{-1} y la volumétrica en W m^{-3} o W dm^{-3} (también W l^{-1}).

La idea es determinar la capacidad del dispositivo de mantenerse íntegro, durante un tiempo determinado, cuando es sometido a una corriente indicada por el fabricante. Ambas potencias están ligadas a la resistencia interna de la batería.

Dependiendo de la aplicación, los ensayos que se realizarán serán diferentes. En el caso más simple se podría especificar la amplitud de la corriente y su duración. Será

importante aclarar también con que soc se ha de iniciar y si este se ha alcanzado luego de un ciclo de carga o de descarga, etc.

Si los ensayos se realizan para una descarga completa, se hablará de potencia promedio, dado que no es constante durante el curso de la descarga.

En resumen, la potencia depende fuertemente de las condiciones de medida, por lo que no es una noción inherente a la tecnología, como sí lo es la capacidad.

2.4 Autodescarga

Habiendo cargado una batería y aún sin haberla sometido a descargas forzadas, esta sufre el fenómeno de la autodescarga. Independientemente en cada electrodo, ocurren reacciones parásitas alimentadas por la descarga de aquel, que van agotando la capacidad. Es un problema que empeora con la temperatura.

El suministro de energía del BMS también consume corriente, que desde el punto de vista del usuario se percibe como autodescarga.

2.5 Conclusión

En el presente capítulo se presentaron las principales nociones de baterías y se definieron la mayoría de los términos relevantes en el área de las baterías secundarias. El énfasis estuvo puesto más en la comprensión de los mismos que en su definición rigurosa. Las aclaraciones pertinentes así como otros términos útiles se definirán en la medida en que sean necesarios [4].

2.6 Referencias

- [1] Henk. Jan Bergveld, Wanda S. Kruijt y Peter H.L. Notten. *Battery Management Systems: Design by Modelling*. Springer, 2002 (vid. pág. 9).
- [2] Christian Glaize y Sylvie Geniès. *Lithium Batteries and Other Electrochemical Storage Systems*. ISTE-Wiley, 2013 (vid. pág. 5).
- [3] Valer Pop, Henk Jan Bergveld, Dmitry Danilov, Paul P.L. Regtien y Peter H.L. Notten. *Battery Management Systems: Accurate State-of-Charge Indication for Battery-Powered Applications*. Springer, 2008 (vid. pág. 9).
- [4] Thomas B. Reddy y David Linden. *Linden's Handbook of Batteries*. 4.^a ed. McGraw-Hill, 2011 (vid. págs. 5, 12, 13, 20-22).
- [5] *The International System of Units (SI)*. 8.^a ed. Versión 2014. Bureau International des Poids et Mesures. 2006 (vid. pág. 14).

3.1 Generalidades¹

Las investigaciones sobre las LIB (Lithium-Ion Batteries ‘Baterías de iones de litio’ o ‘Baterías de litio-ion’) comenzaron a principios de la década de 1980, presentándose la primera patente en 1985 [12]. La comercialización se consiguió por vez primera en 1991. Desde entonces, se han convertido en la tecnología dominante en lo que a baterías para dispositivos electrónicos portables se refiere.

Los cuatro principales componentes de una batería de iones de litio son el *electrodo positivo*, el *electrodo negativo*, el *electrolito* y el *separador*. Un esquema simple de la misma se presenta en la figura 3.1.

Por lo general se utiliza *óxido de litio cobalto* para el positivo y algún tipo de *material carbonoso* para el negativo. Cada celda produce entre 2,5 V y 4,3 V y funciona en base a un principio simple y reversible de intercalación de iones de Li en el positivo y el negativo. En el estado de descarga completa, los átomos de litio se encuentran exclusivamente en el positivo. Durante el proceso de carga, se liberan iones desde el cátodo, que viajan a través del electrolito hacia el ánodo, acumulando energía eléctrica. La reacción inversa ocurre durante la descarga.

Las principales ventajas y desventajas de esta tecnología frente a las demás se resumen en el cuadro 3.1.

3.1.1 Positivo

Las características que todo material a usarse como positivo debe tener están resumidas en el cuadro 3.2.

¹ Este capítulo está basado en [9, cap. 1] y [10, cap. 26].

² *Efecto memoria* es el nombre que se le da informalmente a un fenómeno observado en baterías de NiCd, por el cual el dispositivo, luego de ser sometido a suficientes descargas incompletas, pierde su capacidad de descargarse completamente. Este deterioro no consiste estrictamente en un efecto memoria, sino en una, así llamada, *depresión de voltaje*, debida a la formación de dos baterías con diferente tensión nominal dentro del encapsulado. Para una explicación más rigurosa, ver [4, pág. 243].

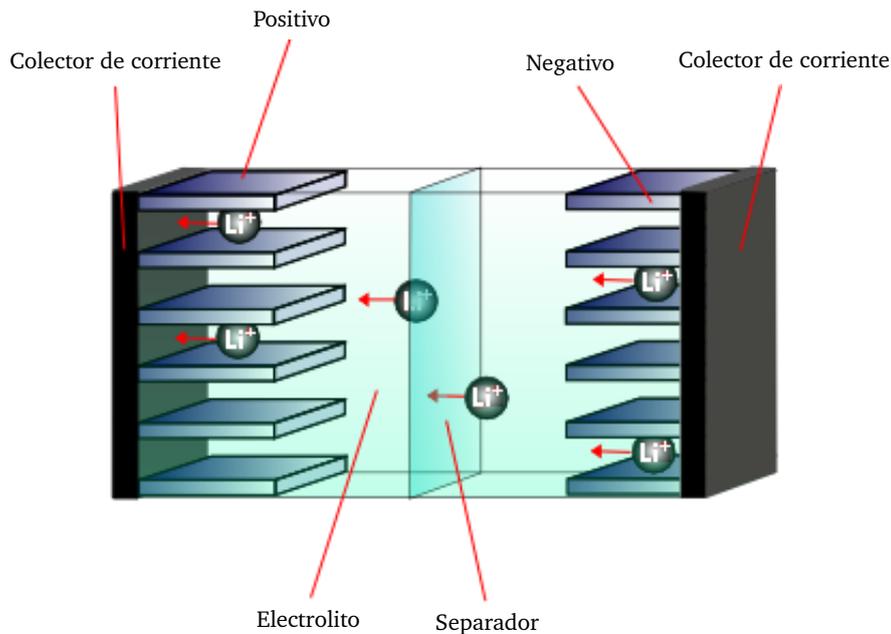


Figura 3.1

Representación esquemática de una batería de iones de litio (durante la descarga)^a

^a Adaptado de [2]

Para la fabricación de este electrodo existen dos alternativas: se pueden utilizar óxidos de metales de transición que contienen litio, como LiCoO_2 (LCO), LiMn_2O_4 (LMO), $\text{LiNi}_{0,8}\text{Co}_{0,15}\text{Al}_{0,05}\text{O}_2$ (NCA) y $\text{LiNi}_{1/3}\text{Mn}_{1/3}\text{Co}_{1/3}\text{O}_2$ (NMC); o formulaciones no óxidas como el LiFePO_4 (fosfato de hierro-litio, LFP).

Cuando comenzó la producción masiva de LIB en 1995, por lejos el material más usado para el positivo era el LCO, con el LMO ocupando apenas una pequeña proporción del mercado de 650 toneladas anuales.

Aunque sigue siendo el principal material utilizado, en el año 2010 su proporción se había reducido a casi la mitad, con el NMC ocupando casi la misma fracción (40%) de las 45 000 toneladas anuales. Las tecnologías con menor presencia en el mercado son las de NCA, LMO y LFP.

3.1.1.1. Tres morfologías

Para que un material pueda usarse como positivo es necesario que los iones de litio se puedan difundir libremente a través de la estructura cristalina. La morfología de la estructura, que puede ser unidimensional, bidimensional o tridimensional, determina la cantidad de direcciones en las que los iones se pueden mover. Al día de hoy se emplean principalmente tres: materiales con estructura de sal de roca estratificada (*Layered Rock Salt Structure Materials*), bidimensionales (LCO, NMC); materiales con estructura de espinela (*Spinel Structure Materials*), tridimensionales (LMO); y materiales con estructura de olivino (*Olivine Structure Materials*), unidimensionales (LFP).

3.1.2 Negativo

En 1995, los materiales del negativo eran básicamente grafito y carbón duro (*hard carbon*). Aproximadamente la mitad de las 450 toneladas de material comercializado eran de grafito, otro 30% de carbón duro y el resto de otros materiales. En 2010, el

Cuadro 3.1

Ventajas y desventajas de las LIB^a

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">■ celdas selladas, no requieren mantenimiento;■ ciclos de vida largos;■ amplio rango de temperaturas de operación;■ larga vida útil;■ baja autodescarga;■ capacidad de carga rápida;■ capacidad de descarga a alta tasa y alta potencia;■ altas eficiencias coulombica y energética;■ altas densidades gravimétricas y volumétricas de energía;■ sin efecto memoria;²■ variedad de químicas distintas ofrecen flexibilidad a los diseños;■ pueden fabricarse en cajas de plástico aluminizadas.	<ul style="list-style-type: none">■ costo inicial moderado;■ se degradan a altas temperaturas;■ deben usarse circuitos de protección;■ pérdida de capacidad y potencial corrida térmica (<i>thermal runaway</i>) si son sobre cargadas;■ de ser golpeadas (por ejemplo, en un choque), pueden sufrir corrida térmica o descargar gases a la atmósfera;■ pueden ser inseguras si se cargan rápidamente a bajas temperaturas (< 0 °C).

^a Adaptado de [10, pág. 26.2]

Cuadro 3.2

Requerimientos de los materiales para el positivo de las LIB^a

Alta energía libre de reacción con litio (es decir, voltaje elevado respecto al litio).
Puede alojar grandes cantidades de litio.
Aloja litio reversiblemente, sin cambios estructurales.
Tiene buena conductividad electrónica.
Es insoluble en el electrolito.
Requiere materiales baratos para su fabricación.
Puede sintetizarse a bajo costo.

^a Tomado de [10, pág. 26.6]

mercado aumentó a 27 000 toneladas anuales, siendo la casi totalidad de alguna forma de grafito. La razón para que prácticamente se abandonara el uso de otros materiales es el superior perfil de descarga que tiene el grafito respecto al carbón duro.

En la figura 3.2 puede verse como la curva de descarga para el electrodo negativo hecho de grafito está caracterizada por un rango ancho y plano. Contrariamente, el perfil del carbón duro se caracteriza por una curva que decrece lentamente sobre todo el rango de carga.

La rápida difusión de los teléfonos celulares fue el principal motor de la demanda de baterías de litio, y una curva de descarga plana es preferible para este tipo de aplicaciones, por lo que el grafito se convirtió así en el material dominante.

Sin embargo, los últimos años han visto la reaparición del negativo de carbón duro, pues se ha descubierto que su perfil es adecuado para aplicaciones de autos eléctricos. Otra alternativa que recientemente ha adquirido prominencia es el $\text{Li}_{4/3}\text{Ti}_5/3\text{O}_4$ (titanato de litio, LTO).

3.1.3 Electrolito

El electrolito de las LIB puede ser un líquido o un gel. El electrolito líquido consiste en una mezcla de solventes orgánicos, típicamente carbonatos, y un compuesto de sal electrolítica (*electrolyte salt compound*). El gel es un material conductor de iones en el que una sal y un solvente se encuentran disueltos o mezclados con un polímero de alto peso molecular. Si bien una posible ventaja del electrolito en gel es que la fase líquida

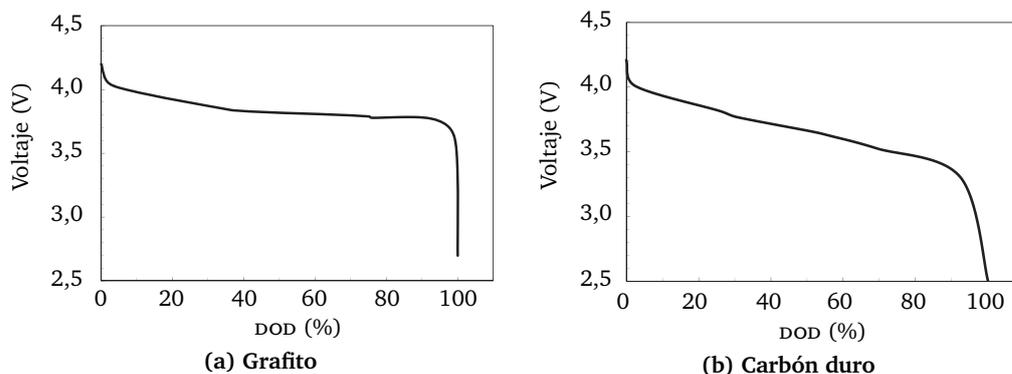


Figura 3.2
Perfil de descarga según el material del negativo^a
^a Tomado de [9, pág. 12]

queda «atrapada» dentro del polímero (y por tanto es menos propensa a derramarse de la batería), en la LIB típica el electrolito se encuentra prácticamente absorbido por los electrodos y el material separador. En el mercado y la literatura, al electrolito en gel se le llama *electrolito de gel-polímero* y las celdas que lo utilizan *celdas de polímero o de gel-polímero*.

Las razones por la que no se utiliza un electrolito acuoso son dos [2]:

1. La violenta reacción corrosiva que ocurre cuando el litio entra en contacto con el agua, que produce hidrógeno y calor, lo que la hace explosiva.
2. El voltaje de la celda es demasiado alto, lo que produce la descomposición del agua por hidrólisis.

La mayoría de las celdas en el mercado usan LiPF_6 como sal, porque sus soluciones ofrecen alta conductividad y características de seguridad. Sin embargo, es relativamente cara, higroscópica y al reaccionar con agua produce ácido fluorídico, por lo que se debe manipular en ambientes secos. Se han desarrollado algunas sales orgánicas, que son más estables en presencia de agua, y por esto más fáciles de manipular. Un ejemplo es $\text{LiN}(\text{CF}_3\text{SO}_2)_2$ (*lithium bistrifluoromethanesulfonimide*), cuyo uso como aditivo mejora el funcionamiento de la celda a altas temperaturas y reduce la formación de gases.

Varios candidatos han sido evaluados como solventes orgánicos: carbonatos, éteres y acetatos. La industria utiliza principalmente carbonatos, porque tienen excelente estabilidad, buenas características de seguridad y son compatibles con los materiales de los electrodos.

Los electrolitos se fabrican actualmente con entre tres y cinco solventes (más aditivos). De esta manera se consiguen más propiedades deseables que usando uno solo (mejor desempeño general, mayor conductividad y rango de temperaturas de operación).

Por ejemplo, como las soluciones electrolíticas deben permitir que los iones viajen libremente, se requiere una alta constante dieléctrica así como una baja viscosidad. Los ésteres carbónicos cíclicos (*cyclic carbonate esters*) tienen constante dieléctrica alta así como alta viscosidad, mientras que los ésteres carbónicos lineales (*linear carbonate esters*) tienen baja viscosidad y baja constante eléctrica. Las soluciones adecuadas se consiguen mezclándolos.

3.1.3.1. SEI y aditivos

Para que una celda de iones de litio funcione, el electrolito debe ser estable a los potenciales del cátodo y el ánodo, de entre 0 V y 4,4 V contra el litio. Si bien no existen solventes prácticos estables cerca de los 0 V, en muchos ocurre una reacción limitada que forma una película de pasivado (*passivation film*) sobre la superficie del electrodo. A esta capa se le conoce con el nombre de SEI (solid electrolyte interphase ‘interfase electrolítica sólida’), y tiene la propiedad de separar espacialmente el electrodo del electrolito, manteniendo la conductividad iónica, lo que sigue permitiendo el pasaje de iones de litio. Además, dota a la celda de una estabilidad extrínseca, que permite la fabricación de celdas que no se degradan por muchos años.

Sin embargo, para su formación se consume litio de manera irreversible, sobre todo durante el primer ciclo de carga. La cantidad depende del tipo de electrolito y los materiales de los electrodos, principalmente del tipo de carbón usado en el negativo (otros electrodos no carbonosos no generan SEI). Como la reacción se da solo en la superficie, aquellos materiales con menor superficie específica consumirán menos litio.

Una SEI mal formada puede resultar en pérdidas de capacidad o dificultad para retenerla, puesto que continuamente se estaría consumiendo litio por reacción del electrolito con el electrodo. Además, una celda así podría presentar alta impedancia debido al agotamiento del electrolito, así como acumulación de los productos de su descomposición. Como puede requerir varios ciclos para formarse totalmente, los fabricantes someten las celdas a repetidos ciclos de carga y descarga, a veces a altas temperaturas, para conseguir una SEI estable. Este proceso puede durar varias semanas.

En las LIB pueden ocurrir diversas reacciones indeseables que provocan pérdida de capacidad y producción de gases peligrosos. Dos ejemplos son la formación y reparación de la SEI en el negativo, que consume litio; la oxidación del electrolito en el positivo; y la presencia de impurezas como agua y ácido fluorhídrico. Para remediarlo, se pueden utilizar electrolitos de alta pureza, electrodos de materiales especiales y recubrimientos para los mismos. Otra alternativa es incorporar ciertos aditivos al electrolito, que cambian la química de la capa SEI y potencian su capacidad de proteger la superficie de los electrodos de la reacción con el electrolito.

Como muchos de estos aditivos son consumidos durante la formación de la capa SEI, se hace difícil o imposible su detección en las celdas comerciales. Además, muchos constituyen secretos comerciales, por lo que en la literatura existe poca información al respecto, al lado de la que poseen los fabricantes. Habiendo hecho esta consideración, es esperable que los electrolitos contengan un secuestrador de agua, un secuestrador de ácido fluorhídrico, un modificador de SEI y un aditivo de protección contra sobre cargas (*overcharge*) [10, págs. 26.37-26.39].

3.1.4 Separador

El separador de una LIB es una fina membrana microporosa (16 μm a 40 μm) que se coloca entre los electrodos para aislarlos eléctricamente, a la vez que permite que los iones de Li pasen a través de sí. Al día de hoy, todas las celdas de electrolito líquido que existen comercialmente utilizan membranas de poliolefina (*polyolefin*), un polímero que ofrece excelentes propiedades mecánicas, estabilidad química y costo razonable. Otros

materiales han sido desarrollados pero su adopción por parte de los fabricantes aún es marginal.

El cuadro 3.3 resume algunas propiedades importantes que debe tener un separador de LIB.

Cuadro 3.3

Requerimientos del separador de las LIB^a

Permite el bobinado automático.
No cede ni se encoje su ancho.
Es resistente a perforaciones provocadas por los materiales de los electrodos.
Posee poros de ancho efectivo menor a 1 μm .
Se humedece fácilmente en el electrolito.
Es compatible y estable al contacto con los materiales del electrolito y los electrodos.

^a Tomado de [10, pág. 26.39]

Según su forma de producción, existen tres clases básicas de separadores, presentando cada una diferentes morfologías y características apropiadas a las distintas aplicaciones de baterías:

- *Dry-process One-component System* (sistema de proceso seco y un componente).
- *Wet-process Two-component System* (sistema de proceso húmedo y dos componentes).
- *Wet-process Three-component System* (sistema de proceso húmedo y tres componentes).

En la figura 3.3 se muestra una imagen de cada clase realizada mediante microscopio electrónico de barrido.

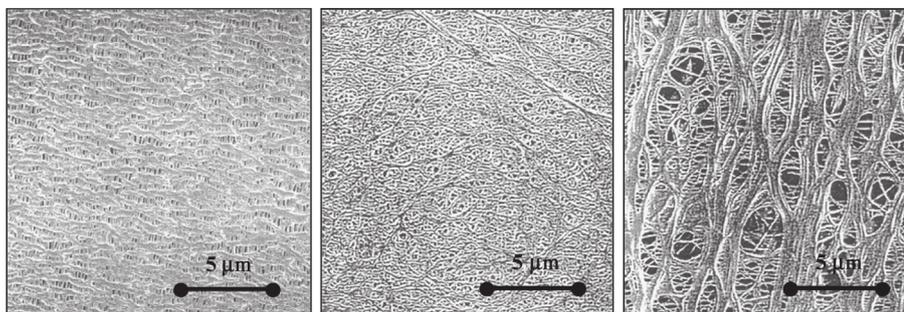


Figura 3.3

Características de los poros de las membranas microporosas. (a) *Dry-process One-component System*, (b) *Wet-process Two-component System*, (c) *Wet-process Three-component System*^a

^a Tomado de [9, pág. 16]

Muchos separadores están diseñados para tener propiedades físicas que los doten de una función de apagado (*shutdown*). Esta es una característica de seguridad por la que el polímero se derrite, cerrando los microporos y previniendo el transporte de iones Li^+ entre los electrodos en caso de generación anormal de calor causada por cortocircuitos u otras razones. Dicha función previene el sobrecalentamiento de la batería y mejora enormemente la seguridad del sistema.

3.1.5 Conclusión

Desde el comienzo de su comercialización, la LIB ha permitido un avance enorme de los aparatos electrónicos portables y ha masificado el acceso a las IT (Information

Technologies ‘Tecnologías de la información’) en toda la sociedad. De acuerdo con las necesidades del mercado, el desarrollo de los cuatro principales componentes de las LIB ha enfatizado las características apropiadas para este tipo de dispositivos.

En años recientes, con la proliferación de autos eléctricos y sistemas de almacenamiento basados en baterías, estas características han ido cambiando para acomodarse a nuevas necesidades. Se espera que nuevas configuraciones faciliten la adopción y masificación de estas aplicaciones de mediano y gran porte, así como lo han hecho con los dispositivos portables.

3.2 Categorías de baterías de litio³

«Batería de litio» es un término paraguas que cubre principalmente dos amplias categorías:

- Tecnologías de iones de litio: En las que se intercambian iones de litio a través de mecanismos de inserción y extracción desde un electrodo hacia el otro. Para que esto ocurra, cada electrodo debe ser capaz de aceptar litio tan reversiblemente como sea posible.
- Tecnologías de litio-metal-polímero: En las que el electrodo negativo está hecho de una lámina de litio metálico, el electrolito es una lámina de polímero basada en poli(óxido de etileno) y una sal de litio, y el positivo es un material de intercalación.

En la categoría de litio-metal existen también las baterías de litio-sulfuro y litio-aire, donde el negativo es litio metálico, y el positivo —y esto es lo novedoso— es oxígeno en el primer caso y azufre líquido (con la formación de polisulfuro de litio Li_2S_x durante la descarga) en el segundo. Si bien son tecnologías prometedoras en términos de capacidad gravimétrica de energía, aún se encuentran en fase de investigación y desarrollo.

3.3 Características y desempeño⁴

A diferencia de muchas otras tecnologías de baterías secundarias, las baterías de iones de litio no están atadas a un solo par electroquímico. De hecho, cualquier material que permita intercalar iones de litio reversiblemente puede considerarse material activo para una batería de este tipo. Esto implica que existe una gran diversidad de materiales para los electrodos, cada uno con propiedades diferentes en términos de capacidad gravimétrica y volumétrica de energía, voltaje nominal, seguridad, costo, etc.

Por tanto, la tecnología de iones de litio posee al día de hoy un gran dinamismo, con muchos investigadores universitarios e industriales trabajando para mejorar cada uno de sus aspectos. El campo de estudio es tan amplio que existen equipos especializados solo en electrodos negativos o positivos, electrolitos, y así con las demás partes.

Como sucede en casi todas las áreas de la tecnología, no se puede decir que exista un electrodo que sea excelente para conseguir la «mejor» batería, porque siempre se deben hacer compromisos. Así, alta energía específica es casi siempre sinónimo de corta vida útil; mayor seguridad de operación redundante en un detrimento de la energía específica, y así sucesivamente.

³ Basado en 5, sección 4.2.

⁴ Basado en 10, sección 26.4, 5, capítulo 5.

En el cuadro 3.4 se esbozan las principales características de las LIB. Como se ve, las celdas de iones de litio ofrecen un voltaje casi tres veces superior al de las de NiCd (níquel-cadmio) o NiMH (níquel-metal hidruro), por lo que se requieren menos celdas en serie para alcanzar el voltaje deseado. También tienen densidades de energía altas y algunas diseñadas para aplicaciones de potencia pueden entregar corrientes de decenas de veces su capacidad. Además, tienen baja tasa de autodescarga, carecen de efecto memoria y operan en amplios rangos de temperatura, tanto para carga como descarga. Toda esta serie de beneficios a costo accesible ha permitido la amplia aplicación de esta tecnología.

Cuadro 3.4

Características generales de desempeño de las celdas de iones de litio (cilíndricas, prismáticas y «de polímero») para los procesos químicos comunes^a

Característica	LCO/grafito	NMC/grafito	NMC/grafito	LFP/grafito	LMO/LTO
	NCA/grafito	LMO/grafito	Celdas de potencia	Celdas de potencia	
Rango de voltaje (V)	2,5-4,2 (típ.) 2,5-4,35 (algunas celdas)	2,5-4,2	2,5-4,2	2,5-3,6	2,8-1,5 [sic]
Voltaje promedio (V)	3,7	3,7	3,7	3,3	2,3
Densidad gravimétrica (Wh kg ⁻¹)	175-240 (cilíndrica)	100-150	100-150	60-110	70
Densidad volumétrica (Wh l ⁻¹)	130-200 (polímero)	250-350	250-350	125-250	120
Capacidad continua (C)	400-640 (cilíndrica)	Más de 30	Más de 30	10-125	10
Capacidad pulsada (C)	250-450 (polímero)	Más de 100	Más de 100	Hasta 250	20
Ciclos antes del EOL (100 % DOD, 80 % de capacidad residual)	> 500	> 500	> 500	> 1000	> 4000
Vida de calendario (años)	> 5	> 5	> 5	> 5	> 5
Tasa de autodescarga (%/mes)	2-10	2-10	2-10	2-10	2-10
Rango de temperaturas de carga (°C)	0-45	0-45	0-45	0-45	-20-45
Rango de temperaturas de descarga (°C)	-20-60	-30-60	-30-60	-30-60	-30-60
Efecto memoria	Nulo	Nulo	Nulo	Nulo	Nulo
Potencia volumétrica (Wh l ⁻¹) (pulsada)	~ 2000	~ 10 000	~ 10 000	~ 10 000	~ 2000
Potencia gravimétrica (Wh kg ⁻¹) (pulsada)	~ 1000	~ 4000	~ 4000	~ 4000	~ 1100

^a Tomado de [10, pág. 26.47]

Notas. LCO: LiCoO₂
 NMC: LiNi_{1/3}Mn_{1/3}Co_{1/3}O₂, LiNi_{0,5}Mn_{0,3}Co_{0,2}O₂
 NCA: LiNi_{0,8}Co_{0,15}Al_{0,05}O₂
 NMO: LiMn₂O₄
 LFP: LiFePO₄
 LMO: LiMn₂O₄
 LTO: Li_{1/3}Ti_{5/3}O₄

3.3.1 Características

Como se mostró en el cuadro 3.4, los fabricantes ofrecen celdas en formato cilíndrico, prismático o de polímero (entendido como se explicó en la sección 3.1.3). Si bien en dicho cuadro se hizo la distinción entre *celdas de energía* y *celdas de potencia* (entendida como optimizadas para almacenar energía o entregar potencia, respectivamente), los

fabricantes ponen a disposición toda una variedad de celdas. Los tamaños más comunes para celdas cilíndricas son el 18650 (aproximadamente 18 mm de largo por 65 mm de diámetro) y el 26650 (aproximadamente 26 mm de largo por 65 mm de diámetro), aunque existen muchos otros tamaños y el código numérico no corresponde exactamente a las dimensiones físicas del empaque. Algunos fabricantes chinos (Harbin Coslight Power, BYD) disponen de más de 100 tamaños distintos.

Los sitios web de los productores de baterías muestran que aquellas con mayores densidades de energía tienden a ser cargadas a voltajes más allá de los 4,2 V típicos de las tecnologías con electrodos positivos de LCO, NMC y NCA. Cualquiera de estos tendrá mayor capacidad específica en el rango de 4,2 V a 4,4 V que en un rango más bajo. Parece que los fabricantes descubrieron como obtener un ciclo de vida aceptable para celdas cargadas a 4,35 V mediante una combinación de aditivos electrolíticos y tratamientos o recubrimientos de los electrodos. Aumentar el voltaje es la forma más fácil de mejorar la densidad de energía de una LIB, por lo que es de esperar que en los próximos años se sigan haciendo esfuerzos para superar los voltajes de carga límites actuales.

En el cuadro 3.5 se resumen las características de una variedad de baterías de distintos fabricantes, disponibles en el mercado (actualizada al 30 de diciembre de 2009). En este cuadro puede verse que las celdas cilíndricas que tienen la energía específica y densidad de energía más altas son cargadas justamente a 4,35 V.

3.3.1.1. Impedancia

La potencia es a veces el factor determinante a la hora de elegir el tipo y la cantidad de celdas para una aplicación específica. Esta queda determinada, sobre todo, por el voltaje de la celda y su impedancia interna. La impedancia de una batería puede ser muy compleja y variar con el tiempo de carga o descarga, con la corriente, el SOC y la temperatura. Todo esto debe tenerse en cuenta para dimensionar una batería para una aplicación específica.

La dependencia típica de la impedancia con la temperatura corresponde a una recta cuando se grafica $\log \Re(Z)$ contra $1/T$. En el punto de congelamiento del electrolito (-20°C a -40°C) la impedancia aumenta bruscamente, por lo que puede ocurrir una discontinuidad.

Si se hace circular corriente, las LIB incrementan su impedancia a medida que pasa el tiempo. Esto ocurre en el corto plazo debido a la capacitancia de doble capa sobre la superficie de los electrodos, y en el largo plazo por la difusión de iones de litio dentro del electrolito y de litio en los electrodos. Para algunas tecnologías la impedancia varía mucho con el SOC, mientras que en otras «satura» a un cierto valor relativamente constante (dependiente del diseño) después que se hizo circular corriente por determinado tiempo. Esta dependencia con el tiempo se caracteriza mediante un diagrama de Nyquist como el que se muestra en la figura 3.4.

Hay tres características del diagrama que se relacionan con tres componentes de la impedancia de las baterías. El corte con el eje real corresponde a la resistencia óhmica debida a la migración de iones y electrones; el semicírculo a transferencia de carga en la superficie interfaz entre el electrolito y los electrodos; y la cola a frecuencias bajas a la difusión de iones de litio dentro del electrolito y de litio en los materiales positivo y negativo. Todas tienen distinta dependencia con la corriente. La impedancia óhmica es

Cuadro 3.5

Especificaciones de varias celdas disponibles comercialmente de diversos fabricantes^a

<i>Fabricante</i>	<i>Celda</i>	<i>Voltaje promedio (V)</i>	<i>Voltaje de corte (V)</i>	<i>Capacidad (mAh)</i>	<i>Diámetro (mm)</i>	<i>Largo (mm)</i>	<i>Ancho (mm)</i>	<i>Volumen (ml)</i>	<i>Masa (kg)</i>	<i>Energía específica (Wh kg⁻¹)</i>	<i>Densidad de energía (Wh l⁻¹)</i>	<i>Electrodo positivo</i>
Celdas de energía												
Panasonic	NCR18650	3,6	4,2	2900	18,6	65,2		17,71	N/A	N/A	589,31	NCA
Panasonic	CGR18650E	3,7	4,2	2550	18,6	65,2		17,71	46,5	202,90	532,58	
Panasonic	CGR18650CG	3,6	4,2	2250	18,6	65,2		17,71	45	180	457,22	
LG Chem	ICR18650C1	3,75	4,35	2800	18,29	65,02		17,08	48	218,75	614,66	
Samsung	ICR18650-30A	3,78	4,35	3000	18,6	65,2		17,71	48	236,25	640,12	
Samsung	ICR18650-28A	3,75	4,3	2800	18,6	65,2		17,71	48	218,75	592,70	
Samsung	ICR18650-26F	3,7	4,2	2600	18,6	65,2		17,71	46	209,13	543,03	LCO/NMC
Samsung	ICR18650-24F	3,7	4,2	2400	18,6	65,2		17,71	45	197,33	501,25	NMC
Samsung	ICR18650-22F	3,7	4,2	2250	18,6	65,2		17,71	44,2	188,34	469,93	NMC
Sanyo	UR18650-ZT	3,7	4,3	2800	18,24	65,1		17,01	48	215,83	609,04	Híbrido
Sanyo	UR18650-F	3,7	4,2	2600	18,1	64,8		16,67	47	204,68	576,98	
ATL	18650E	3,7	4,2	2150	18,4	65		17,28	45	176,77	460,27	NMC
Boston Power	Sonata 4400	3,7	4,2	4400	18,5	65,2	37,1	44,75	92	176,95	363,79	LCO
E-One Moli	IHR18650B	3,6	4,2	2250	18,4	65,2		17,3	47,5	166	457	NMC
Celdas de potencia												
A123	APR18650M1	3,3	3,6	1100	18,4	65		17,3	39	93,07	210,02	LFP
	AHR18700M1											
A123	Ultra	3,3	3,6	700	18,4	70,0		18,6	38	61	124	LFP
Samsung	IFR18650-11P	3,2	3,6	1100	18,6	65,2		17,71	43	81,86	198,69	LFP
ATL	18650P	3,7	4,2	1380	18,4	65		17,28	45	113,46	295,43	NMC
E-One Moli	IMR18650E	3,8	4,2	1400	18,24	65		16,98	42	126,66	313,23	LMO
E-One Moli	IMR18650D	3,8	4,2	1530	18,4	65,3		17,7	44,5	133	344	LMO
E-One Moli	IBR18650B	3,6	4,2	1500	18	65		16,6	42	129	327	LMO/NMC

Fabricante	Celda	Voltaje promedio (V)	Voltaje de corte (V)	Capacidad (mAh)	Diámetro (mm)	Largo (mm)	Ancho (mm)	Volumen (ml)	Masa (kg)	Energía específica (Wh kg ⁻¹)	Densidad de energía (Wh l ⁻¹)	Electrodo positivo
Celdas de polímero												
LISUN	IMP225058S	3,7	4,2	4000	22	50	58	63,8	160	92,5	231,97	LMO
Harbin Coslight	CA401230	3,7	4,2	100	4	12,5	30,5	1,52	3	123,33	242,62	LCO
Harbin Coslight	CA582237	3,7	4,2	390	5,8	22,5	37,5	4,89	10	144,3	294,86	LCO
Harbin Coslight	CA463946	3,7	4,2	900	4,6	39,5	46,5	8,44	20	166,5	394,12	LCO
Harbin Coslight	CA103450	3,7	4,2	1800	10	34,5	50,5	17,42	35,5	187,60	382,26	LCO
BYD	SL755850	3,7	4,2	2100	7,5	58	50	21,75	41	189,51	357,24	LCO
BYD	SL685183	3,7	4,2	3000	6,1	51	83	25,82	57	194,73	429,87	LCO
LG CHEM	E2	3,8	4,2	6200	4,7	93,6	201,6	88,68	160	147,25	265,65	LMO:NMC
LG CHEM	E1	3,85	4,2	10 000	7,2	94	201,5	136,37	245	157,14	282,30	LMO:NMC
Altair Nano ^b	11 Ah polymer	2,3	2,8	11 000	8	129	207	213,624	366	69,12	118,43	LAMO ^c /LTO
Electrovaya	35 Ah polymer	3,7	4,2	35 000	12,5	142	210	373	710	183	347	NMC
Celdas prismáticas												
BYD	LP443446ARU	3,7	4,2	1020	5,5	34	46	8,602	19	198,63	438,73	LCO
BYD	LP103450ARU	3,7	4,2	1650	10,5	34	50	17,85	35	174,42	342,01	LCO
Panasonic	CGA103450A	3,7	4,2	1950	10,6	34	50	18,02	39	185	400,38	LCO

^a Adaptado de [10, págs. 26.49-26.50]

^b Las celdas de iones de litio y polímero de Altair Nano usan LTO como electrodo negativo. Todas las demás celdas en esta tabla tienen negativos de grafito.

^c LAMO: Li_xAl_yMn_{1-y}O₂ (lithium aluminum manganese oxide)

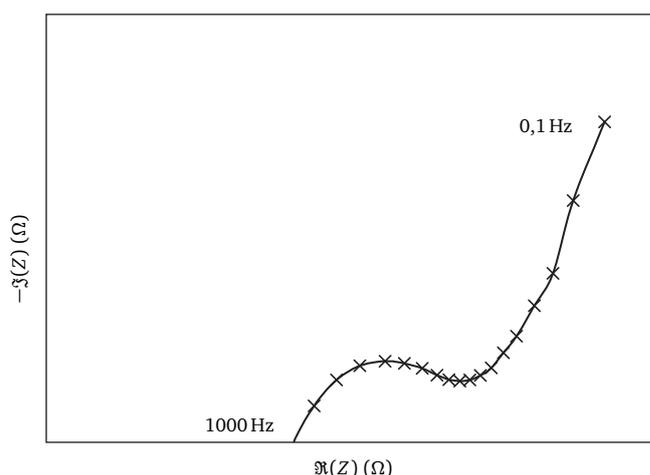


Figura 3.4
Bosquejo del diagrama de Nyquist de una LIB ^a
^a Tomado de [10, pág. 26.51]

independiente, la de transferencia de carga puede bajar a altas corrientes, mientras que la de difusión se incrementa con la corriente. La misma variedad de comportamientos existe para las diferentes temperaturas. Por encima de los 0 °C domina la componente óhmica que es más o menos constante, pero a temperaturas inferiores la dirección de dependencia dependerá de si domina la componente de difusión o de transferencia de carga.

3.3.2 Desempeño

Es esta sección se discutirá el desempeño de diversas químicas de baterías disponibles comercialmente. Como las diferencias de desempeño entre los distintos formatos (cilíndrico, prismático, polímero) son menores, no se hará referencia a los mismos.

Antes de comenzar, vale la pena hacer una breve referencia a los procesos de carga. En general, para baterías secundarias de litio se utiliza el protocolo cc-cv (*Constant Current-Constant Voltage* ‘Corriente Constante-Voltaje Constante’) que consiste en cargar la batería a corriente constante hasta que se alcanza un cierto nivel de tensión, y luego pasar a voltaje constante durante un cierto tiempo, o hasta que la corriente que toma la batería cae por debajo de cierto umbral. En las curvas que se presentarán a continuación los fabricantes indican los valores de corriente y voltaje que se han de usar en cada etapa.

3.3.2.1. Celdas de Lco/grafito

La figura 3.5 muestra los perfiles de descarga a 20 °C de una celda Sanyo UR18650F con corrientes de hasta 2C. Puede verse como la capacidad disminuye a medida que la corriente aumenta, yendo de 2550 mAh a 0,2C hasta 2380 mAh a 2C. El voltaje de punto medio cae unos 0,4 V cuando la corriente pasa de 0,5 A a 5 A, lo que corresponde a una resistencia interna de unos 0,09 Ω. Este valor es típico de celdas de energía para computadoras portátiles, donde no se requieren tasas de descarga altas.

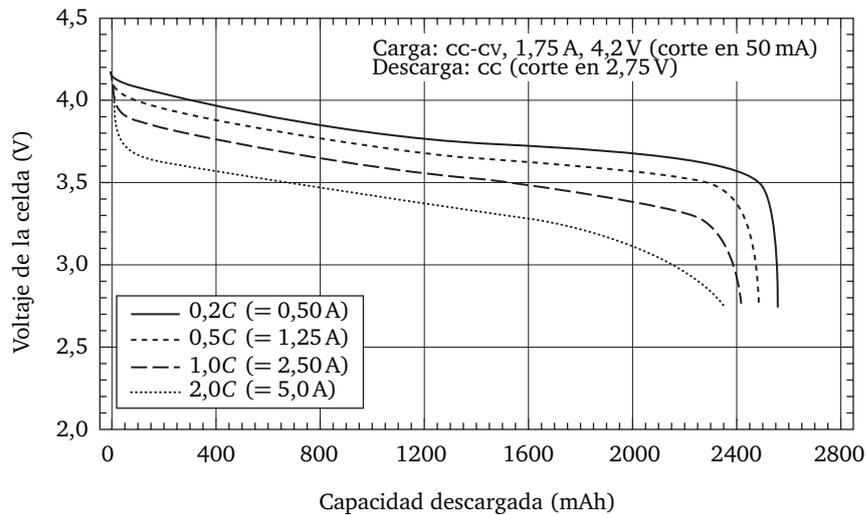


Figura 3.5
Perfil de descarga a 20 °C de una celda Sanyo UR18650E de LCO/grafito para distintas corrientes^a
^a Adaptado de [10, pág. 26.52]

En la figura 3.6, que complementa a 3.5, aparecen las curvas de tensión en función de la capacidad descargada para distintas temperaturas. Se ve que a bajas temperaturas entrega muy poca capacidad, aunque estando diseñada para emplearse en computadoras portátiles, que por lo general se usan a temperatura ambiente, esto no es un problema.

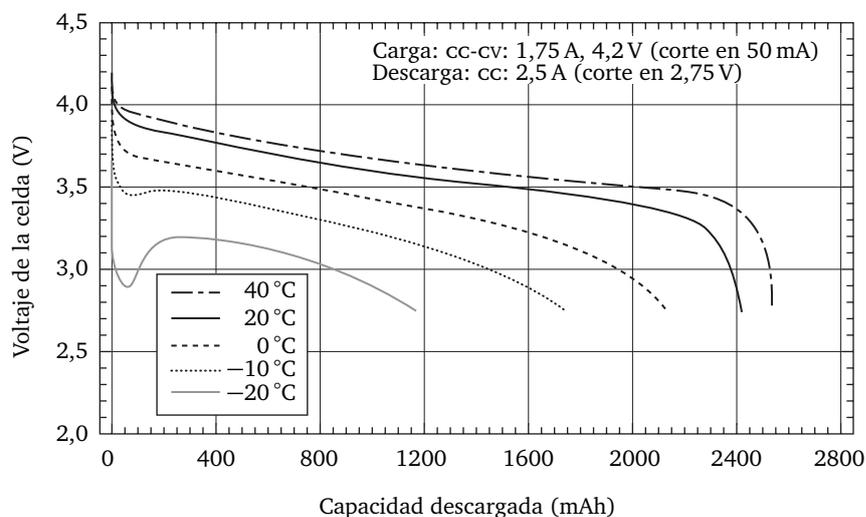


Figura 3.6
Perfil de descarga a 1C de una celda Sanyo UR18650E de LCO/grafito para distintas temperaturas^b
^b Adaptado de [10, pág. 26.53]

Las características de carga se muestran en 3.7. En los mismo ejes están representadas las evoluciones del voltaje, la corriente y la capacidad. El proceso cc-cv carga manteniendo la corriente constante a 1,75 A hasta que el voltaje llega a 4,2V. Luego mantiene ese voltaje hasta que la corriente cae hasta los 50 mA. Se ve que aún a 0 °C, se puede cargar el 75 % de la capacidad en menos de 2 h.

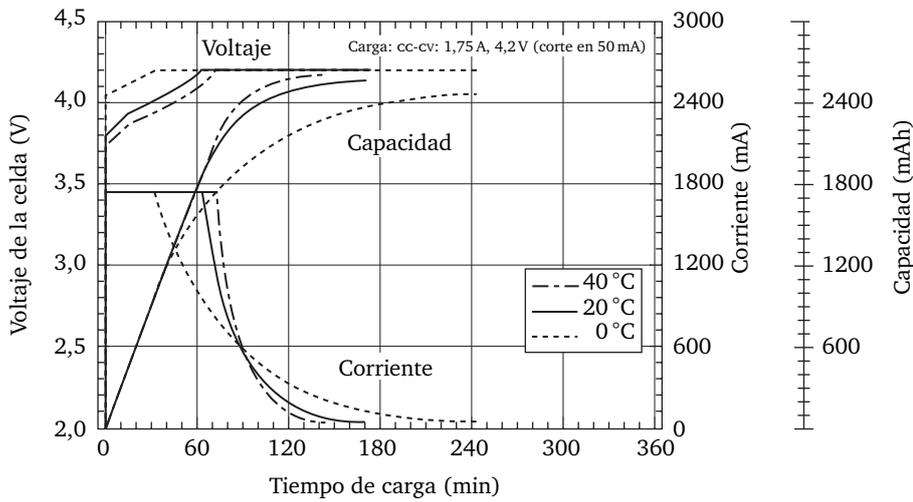


Figura 3.7
Perfil de carga (cc-cv: 1,75 A, 4,2 V) de una celda Sanyo UR18650E de LCo/grafito para distintas temperaturas^a

^a Adaptado de [10, pág. 26.53]

Por último, se presenta en la figura 3.8 como varía la capacidad de una celda a medida que se la somete a ciclos de carga y descarga. En este caso, la misma mantiene casi el 90% de su capacidad luego de 300 ciclos, tanto a 23 °C como a 45 °C. Estos valores son típicos en baterías de litio-ion para computadoras portátiles.

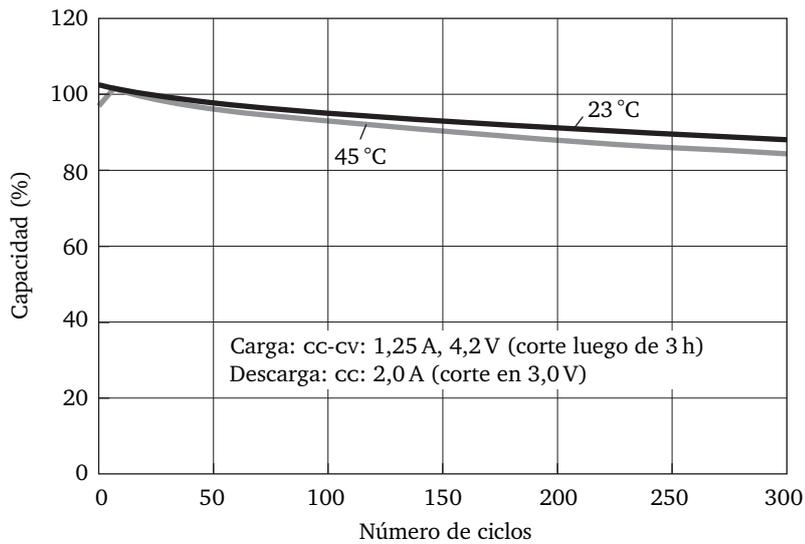


Figura 3.8
Capacidad porcentual contra número de ciclos para una celda de LCo/grafito ICR18650H de E-One Moli, con una capacidad de 2200 mAh^b

^b Adaptado de [10, pág. 26.54]

3.3.2.2. Celdas de nmc/grafito

El NMC se usa en celdas de alta energía y celdas de alta potencia, debido a su inherente menor costo y mayor seguridad respecto a las de LCO.

Celdas de energía: Primero se comentarán las celdas energía, tomando como ejemplo una celda IHR18650B de E-One Moli Energy.

La figura 3.9 muestra las características de descarga típicas a 23 °C para distintas corrientes. Se pueden obtener entre unos 2250 mAh (8,4 Wh) a 0,2C y 2150 mAh (7,8 Wh) a 2 A, mientras que el voltaje en el punto medio cae unos 0,22 V entre estas dos tasas. La resistencia interna entonces de 0,14 Ω , apto para computadoras portátiles.

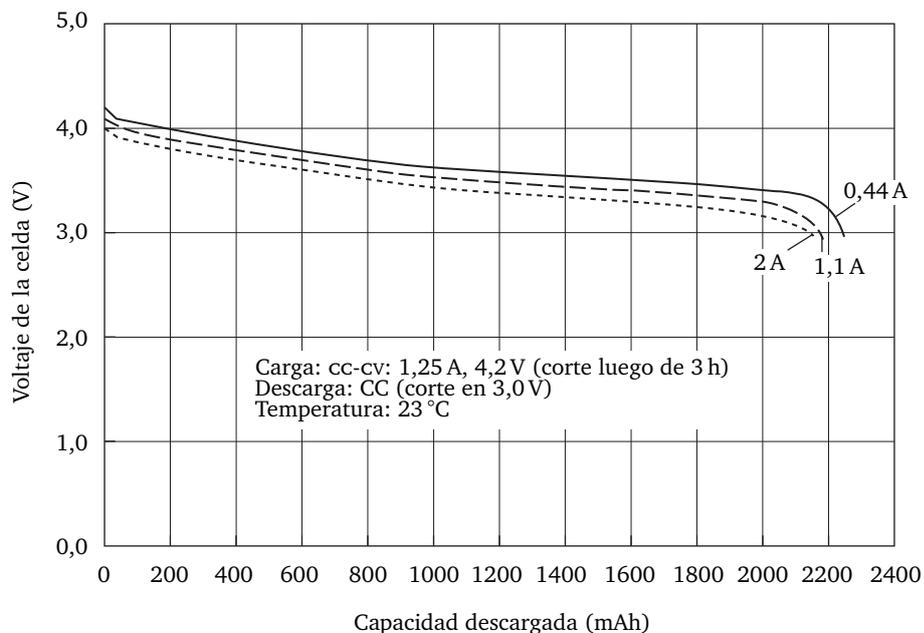


Figura 3.9
Perfil de descarga a 23 °C de una celda de energía IHR18650B de nmc/grafito de E-One Moli Energy para varias corrientes hasta 2 A^a

^a Adaptado de [10, pág. 26.54]

En la figura 3.10 se presenta la capacidad como función de la temperatura. La capacidad práctica de la celda a -20 °C cae a un 50 % de su valor nominal para una corriente de 2 A. Este comportamiento es típico de prácticamente todas las celdas de energía, sin importar el tipo de material que se use para el positivo.

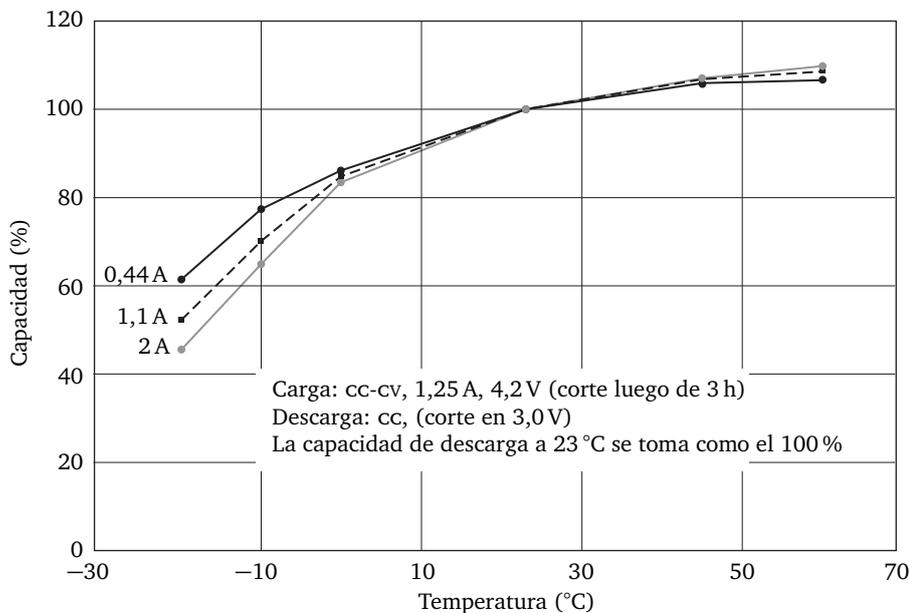


Figura 3.10
 Capacidad porcentual como función de la temperatura de una celda de energía IHR18650B de E-One Moli Energy, de NMC/grafito, para distintas corrientes de descarga^a

^a Adaptado de [10, pág. 26.55]

En 3.11 se grafica la capacidad efectiva como porcentaje de la capacidad nominal contra el número de ciclos para la misma celda. Las descargas se realizaron a 1,1 A. Luego de 300 ciclos, esta conservó el 87% de su valor nominal, similar al desempeño de las celdas de LCO.

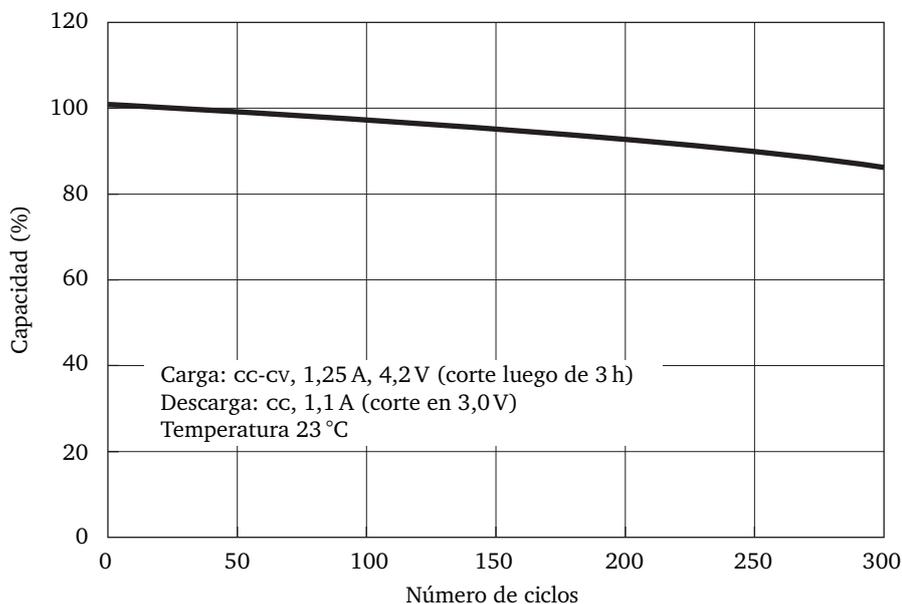


Figura 3.11
 Capacidad contra número de ciclos para una celda de energía IHR18650B de E-One Moli Energy, de NMC/grafito^b

^b Adaptado de [10, pág. 26.55]

Ciclos de vida mucho más largos se han conseguido en celdas prismáticas de placas planas desarrolladas para satélites y aplicaciones de LEO (Low Earth Orbit 'Órbita baja terrestre'), donde se han alcanzado más de 39 000 ciclos en 7 años de operación. Estas

celdas se fabrican con un positivo de óxido de litio-cobalto litiado. Se utilizan en un régimen de descarga de 40% de DOD, con ciclos periódicos de 100% de DOD para monitorizar el estado de las celdas.

Celdas de potencia: Las de NMC/grafito también se han desarrollado para aplicaciones de potencia. Estas típicamente poseen mayores densidades de energía que las de LMO/grafito o las de LFP/grafito y las configuraciones cilíndricas son capaces de descargas de hasta 30C durante cientos de ciclos.

Se considerará ahora una celda de este tipo hecha a pedido por el fabricante CHAM. La figura 3.12 se presentan sus características de descarga. En 3.12a están los perfiles de descarga desde 1C hasta 24C, mientras que en 3.12b se grafica la capacidad contra la corriente de descarga.

Aunque el voltaje disminuye un poco al aumentar la corriente, la capacidad de la celda aumenta debido al autocalentamiento y al aumento de la conductividad del electrolito. Esto da como resultado que la capacidad no cambie mucho a las distintas tasas de descarga.

El voltaje cae desde 3,7V a 1,2A hasta 3,1V a 32,5A, correspondiendo a una resistencia interna en DC de $0,02\Omega$, típica de las celdas de potencia formato 18650.

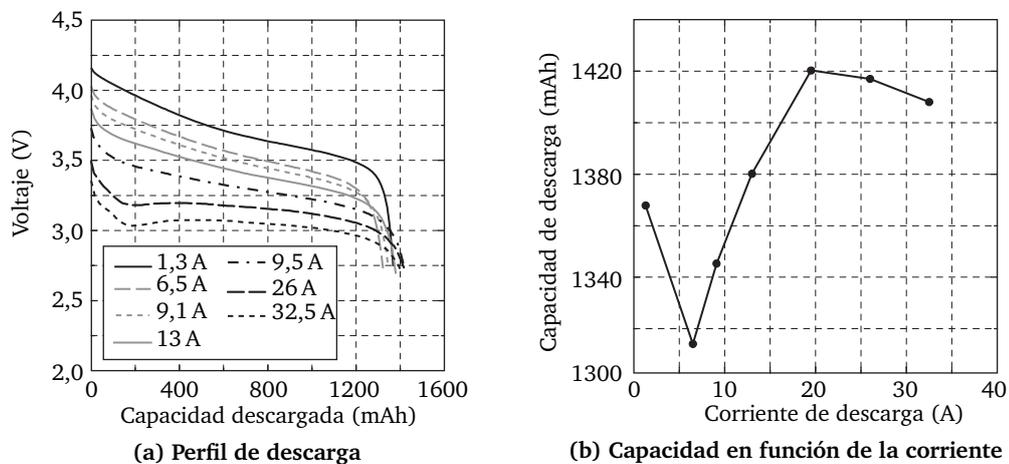


Figura 3.12 Características de descarga de una celda de potencia de NMC/grafito de CHAM^a

^a Adaptado de [10, pág. 26.57]

En la figura 3.13 se graficó la evolución de la capacidad contra el número de ciclos. Las descargas se efectuaron a 10C y para la carga se usó el protocolo cc-cv, hasta 4,2V. La celda conserva cerca de un 90% de su capacidad nominal luego de 500 ciclos de carga y descarga.

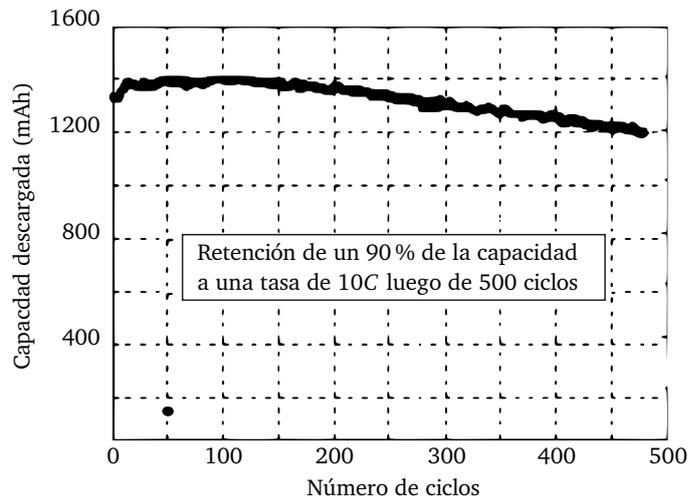


Figura 3.13

Capacidad contra número de ciclos para una celda de potencia de NMC/grafito 18650 de CHAM^a

^a Adaptado de [10, pág. 26.58]

Las celdas prismáticas de placas planas han demostrado excelentes desempeños de potencia, llegando a entregar potencias continuas de 6 kW kg^{-1} , y pulsadas de 15 kW kg^{-1} . En la figura 3.14 se muestra el comportamiento al entregar potencia pulsada de una celda de 7 Ah, con un ciclo de trabajo consistente en 6 s a 60C (450 A) de descarga, seguido de 30 s de reposo. La resistencia interna es de aproximadamente $0,7 \text{ m}\Omega$.

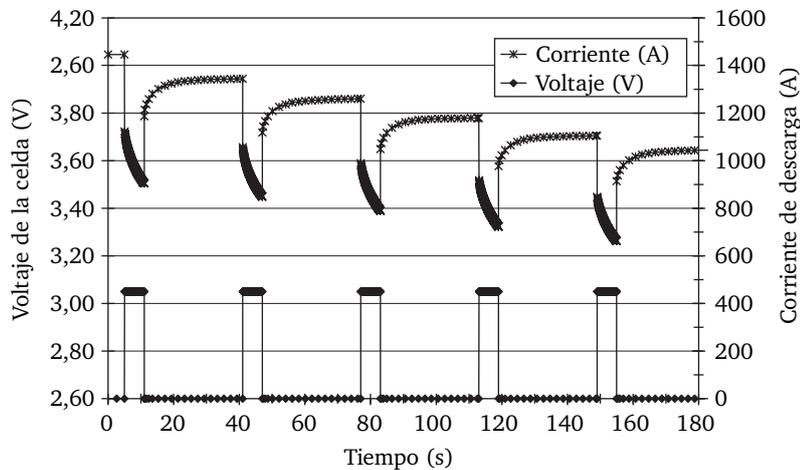


Figura 3.14

Descarga pulsada de una celda prismática, de placas planas y 7 Ah; de NMC/grafito^b

^b Adaptado de [10, pág. 26.58]

El comportamiento cuando se descarga continuamente a 60C se puede ver en la figura 3.15. La celda consigue entregar el 76% de su capacidad nominal en 46 s, con un voltaje de corte de 3,0 V. La energía específica de esta celda es de 100 Wh kg^{-1} , menos de la mitad de los 205 Wh kg^{-1} de una celda de energía de tamaño comparable.

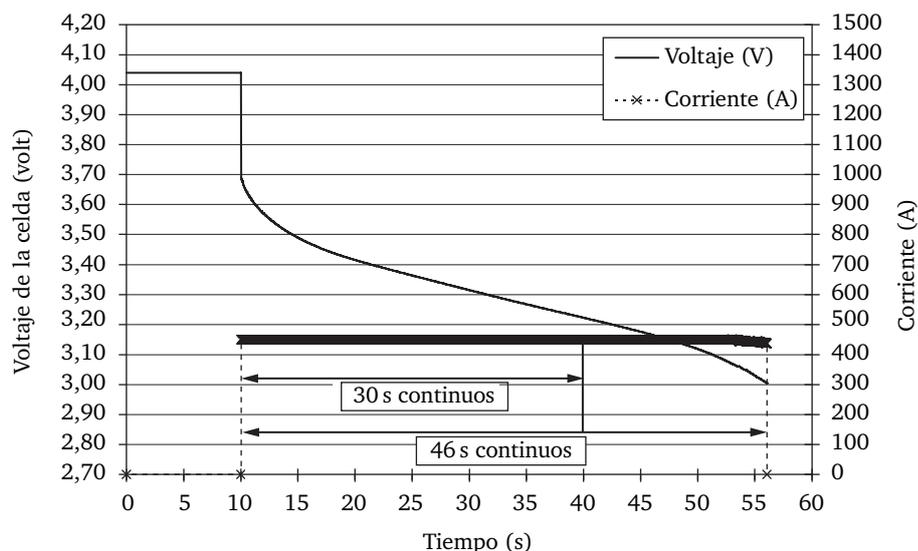


Figura 3.15

Descarga continua a 60C de una celda prismática de placas planas, de 7 Ah, de NMC/grafito; entregó un 76 % de su capacidad nominal sobre 3,0 V en 46 s^a

^a Adaptado de [10, pág. 26.59]

En la figura 3.16 se presenta el perfil de descarga de una celda prismática de 9 Ah para una diversidad de tasas, desde 0,2C hasta 200C. Por encima de 75C la capacidad se ve seriamente limitada.

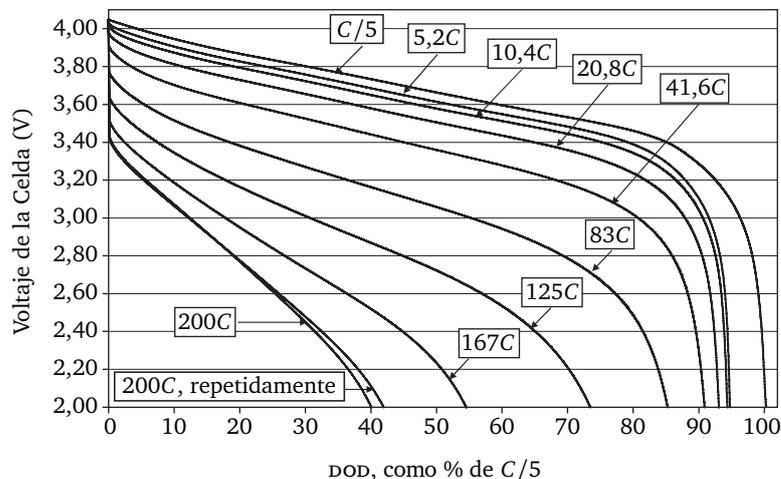


Figura 3.16

Perfil de descarga de una celda prismática de placas planas de 9 Ah de NMC/grafito a tasas de hasta 200C; a 200C entregó el 40 % de su capacidad a 0,2C^b

^b Adaptado de [10, pág. 26.59]

Las celdas prismáticas de placas planas funcionan adecuadamente aún a bajas temperaturas. En la figura 3.17 se presentan los perfiles de descarga a 4,5C para las temperaturas de 25 °C, -17 °C y -26 °C. Aún a la temperatura más baja, la celda es capaz de entregar más del 80 % de su capacidad nominal.

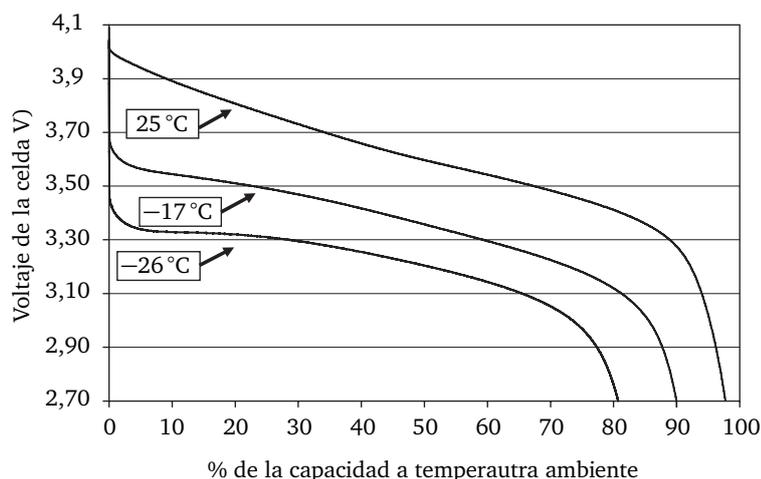


Figura 3.17

Perfil de descarga de una celda prismática de placas planas de 5 Ah de NMC/grafito a 4,5C para varias temperaturas^a

^a Adaptado de [10, pág. 26.60]

Por último, en la figura 3.17 se presentan los perfiles de descarga para diversas tasas a -20°C . Es de destacar el aumento del voltaje en la curva de 5C, que se debe al aumento de la temperatura interna por autocalentamiento.

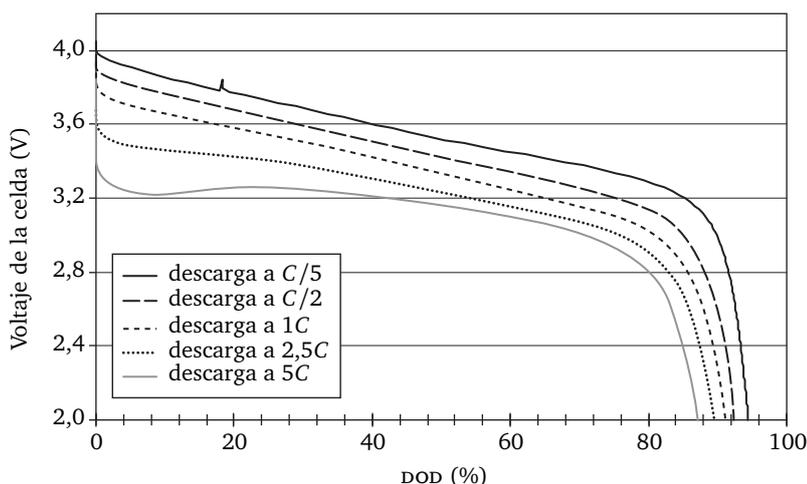


Figura 3.18

Descarga de una celda prismática de placas planas de 5 Ah de NMC/grafito a -20°C para diferentes tasas^b

^b Adaptado de [10, pág. 26.60]

3.3.2.3. Celdas de potencia de LMO/grafito y de (LMO:NMC)/grafito

El LMO (LiMn_2O_4) es un material muy atractivo para fabricar electrodos positivos, gracias a que puede producirse a bajo costo, posee buenas propiedades de seguridad, puede entregar altas potencias y permite densidades de energía moderadas. Actualmente varias compañías producen celdas de potencia basadas en LTO y en mezclas de LTO y NMC. Esto porque se produce una sinergia entre el NMC y el LTO que produce mejoras en las propiedades de almacenamiento y el ciclo de vida. Agregar NMC también mejora la densidad de energía, aunque incrementa el costo.

En la figura 3.19 se presenta el perfil de descarga de paramétrico en varias corrientes de una celda de LMO/grafito MR-18650E, fabricada por Molicel, a 25 °C. La capacidad nominal es de 1,4 Ah y la celda consigue entregar 1,3 Ah cuando se la descarga a 20 A. El voltaje de punto medio cae 0,35 V cuando se pasa de 5 A a 20 A, por lo que la resistencia interna en DC es de 0,023 Ω.

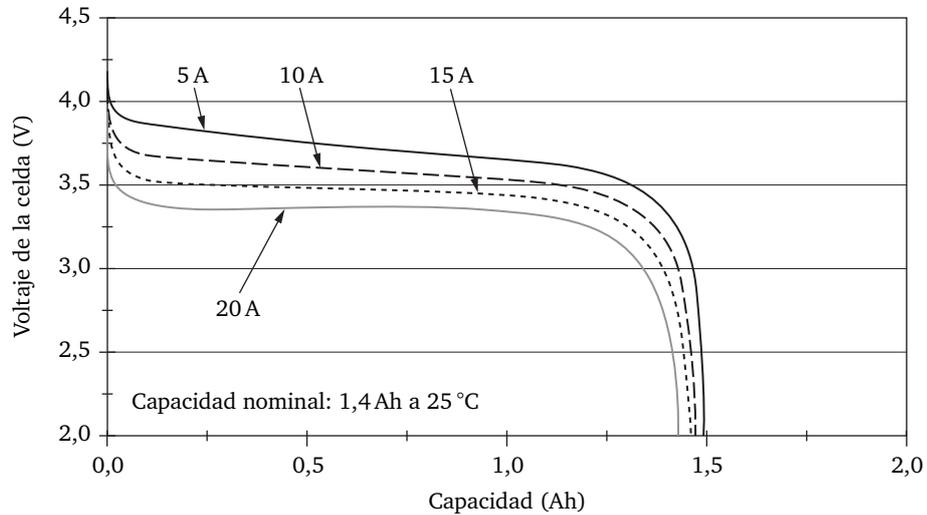


Figura 3.19

Perfil de descarga a 25 °C de una celda Molicel IMR18650E de LMO/grafito para distintas corrientes^a

^a Adaptado de [10, pág. 26.61]

En la figura 3.20 se muestra los voltajes de descarga para diferentes corrientes de la misma celda, pero a una temperatura de -20 °C. Como la celda no está refrigerada, se calienta a medida que circula corriente, lo que produce un aumento del voltaje de la misma con el tiempo.

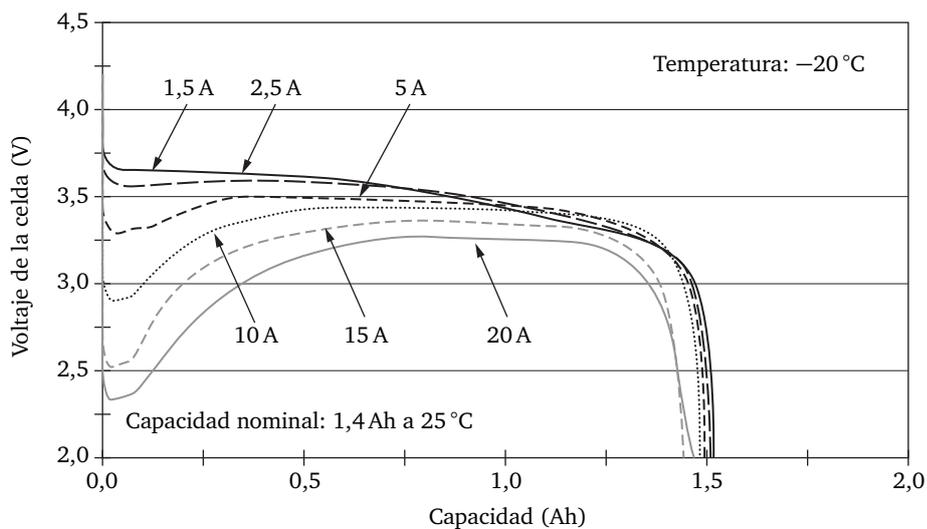


Figura 3.20

Perfil de descarga a -20 °C de una celda Molicel IMR18650E de LMO/grafito para distintas corrientes^b

^b Adaptado de [10, pág. 26.62]

La figura 3.21 muestra los perfiles de voltaje durante la descarga a varias corrientes de una celda IBR18650B de (LMO:NMC)/grafito, operando a 23 °C. Como se explicó antes, el positivo es una mezcla de LMO y NMC. La capacidad nominal de la celda es de 1,5 Ah y consigue entregar 1,4 Ah a 30 A (20C). Se puede estimar una resistencia DC interna de 21 mΩ a partir de la caída de 0,6 V que ocurre al pasar de 1,5 A a 30 A. A 30 A y 3,2 V, esta celda es capaz de entregar continuamente una densidad gravimétrica de potencia de 2,3 kW kg⁻¹, y volumétrica de 5,6 kW l⁻¹. En la figura 3.22 se puede ver que la celda retiene un 84 % de su capacidad nominal luego de 1000 ciclos.

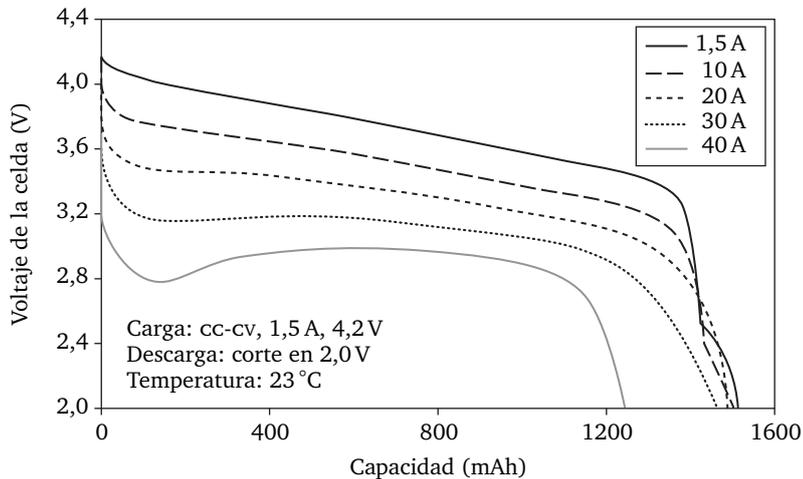


Figura 3.21
Perfil de descarga de una celda IBR18650B de (LMO:NMC)/grafito a 23 °C para varias corrientes^a
^a Adaptado de [10, pág. 26.62]

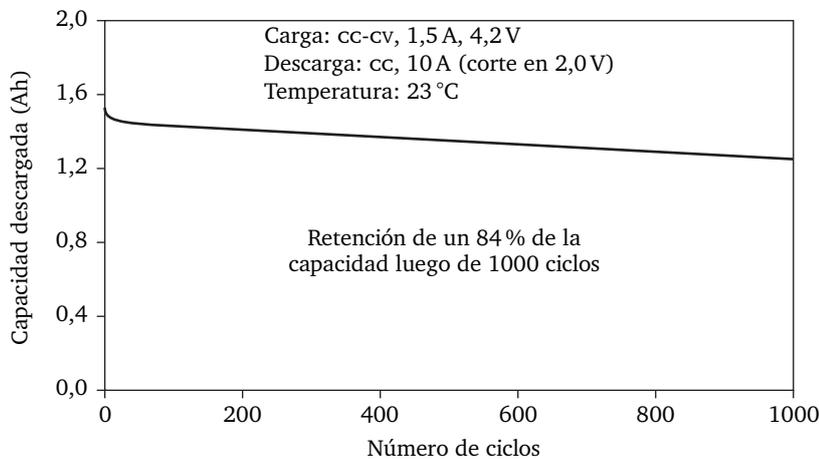


Figura 3.22
Capacidad contra número de ciclos de carga-descarga para una celda Molicel IBR18650B de (LMO:NMC)/grafito a 23 °C; carga cc-cv a 1,5 A hasta 4,2 V; descarga a 10 A^b
^b Adaptado de [10, pág. 26.63]

3.3.2.4. Celdas de potencia de LFP/grafito

Las celdas de iones de litio con positivo de LFP tienen excelente desempeño en términos de potencia y de ciclo de vida. Además, son las más seguras entre todas las tecnologías que emplean negativo de grafito. Como contrapartida, tienen relativamente bajas capacidades gravimétrica y volumétrica, como se vio en los cuadros 3.4 y 3.5.

La figura 3.23 muestra el perfil de descarga de una celda ANR26650M1A de LFP/grafito, fabricada por A123 Systems, para corrientes desde 1 A a 10 A. El voltaje de punto medio baja 0,7V entre estos extremos, por lo que la resistencia interna en DC es 17 mΩ.

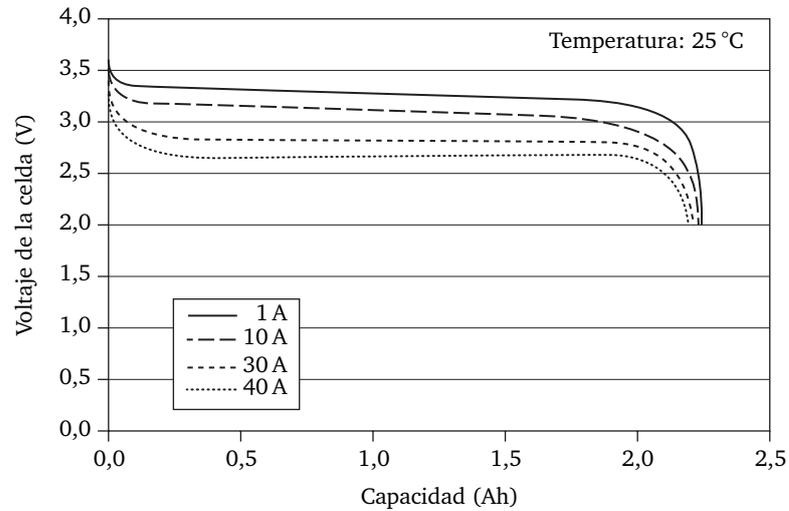


Figura 3.23

Perfil de descarga de una celda A123 Systems ANR26650M1A de LFP/grafito para varias corrientes^a

^a Adaptado de [10, pág. 26.63]

En 3.24 se ve la evolución de la capacidad de la celda con el número de ciclos. A 25 °C y luego de 1000 ciclos, aún retiene el 95 % de su capacidad nominal si se la descarga a tasa C. A 60 °C conserva más del 75 % luego de 1000 ciclos.

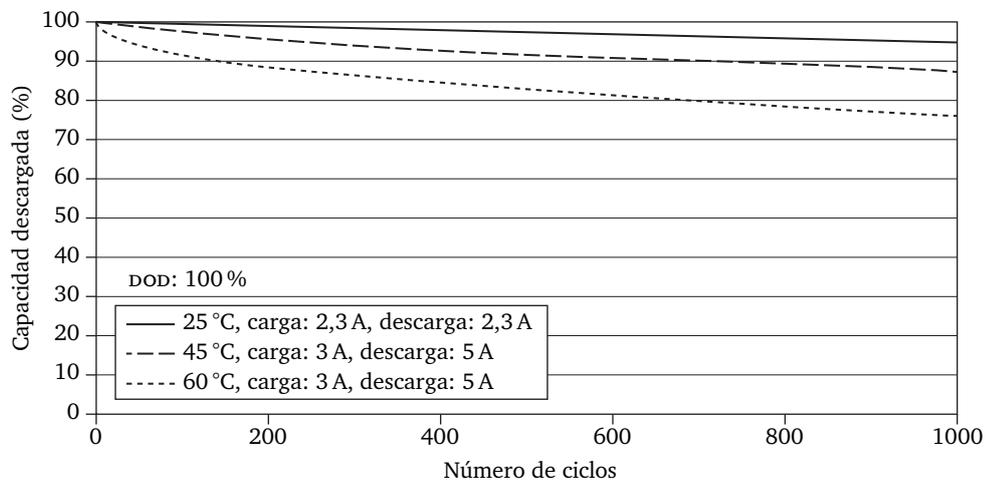


Figura 3.24

Capacidad contra número de ciclos (100 % DOD) de una celda ANR26650M1A de LFP/grafito para diferentes temperaturas y regímenes de carga-descarga^b

^b Adaptado de [10, pág. 26.64]

En la temporada 2009, A123 Systems trabajó con el equipo de Fórmula 1 Vodafone-McLaren-Mercedes para introducir la tracción híbrida en la competición. Para ello desarrolló exitosamente una celda especial de 0,7 Ah, de LFP/grafito y alta potencia, que denominó AHR18700M1Ultra. Se diseñó para trabajar a hasta 100 °C, entregar una potencia específica de 20 kW kg⁻¹ y poseer una energía específica de 60 Wh kg⁻¹. Las regulaciones de la Fórmula 1 limitan la potencia y la cantidad de energía que el KERS

(Kinetic Energy Recovery System ‘Sistema de Recuperación de Energía Cinética’) puede entregar al vehículo.⁵ Se permite absorber un máximo de 60 kW (82 hp) del eje trasero durante el frenado y acumular hasta 400 kJ (111 Wh) por vuelta. Cuando el conductor lo cree conveniente, puede activar el impulso eléctrico presionando un botón situado en el volante [3]. Durante la carrera, la tasa de descarga es de unos 250C, entregando alrededor del 80 % de la energía almacenada en entre 6 s y 8 s.

Una fotografía de dicha celda aparece en la figura 3.25.



Figura 3.25

Celda AHR18700mAh Ultra-F1, usada en el equipo Vodafone-McLaren-Mercedes de Fórmula 1^a

^a Tomada de [1]

En la figura 3.26 se muestra el perfil de descarga de la celda para corrientes de hasta 150C. El voltaje de punto medio baja de 3,3V a 1C (0,7 A) hasta 2,5 V a 125C (87,7 A), por lo que la resistencia interna en DC es 1 mΩ. En el punto medio de la curva de 125C puede entregar una potencia continua de 5,6 kW kg⁻¹. Según declara el fabricante, la celda es capaz de entregar 12 kW kg⁻¹ y absorber (durante el frenado) 8 kW kg⁻¹ a 60 °C por períodos de 10 s sobre casi todo el rango de soc.

⁵ Comprenden sistemas de híbridos eléctricos (basados en baterías y similares) y mecánicos (basados en volantes de inercia).

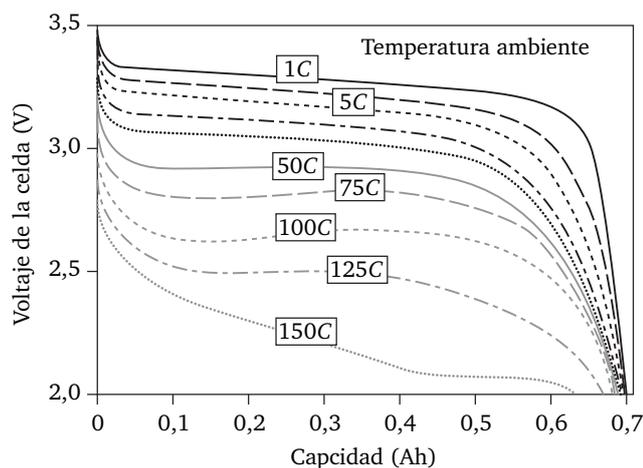


Figura 3.26
 Perfil de descarga de una celda A123 Systems AHR18700m1Ultra-F1 de LFP/grafito para varias corrientes^a

^a Adaptado de [10, pág. 26.65]

En 3.27 se puede ver la evolución de la capacidad con el número de ciclos de esta celda para condiciones de carga de 10C y temperatura ambiente. Retiene más del 93 % de su capacidad nominal luego de 1400 ciclos.

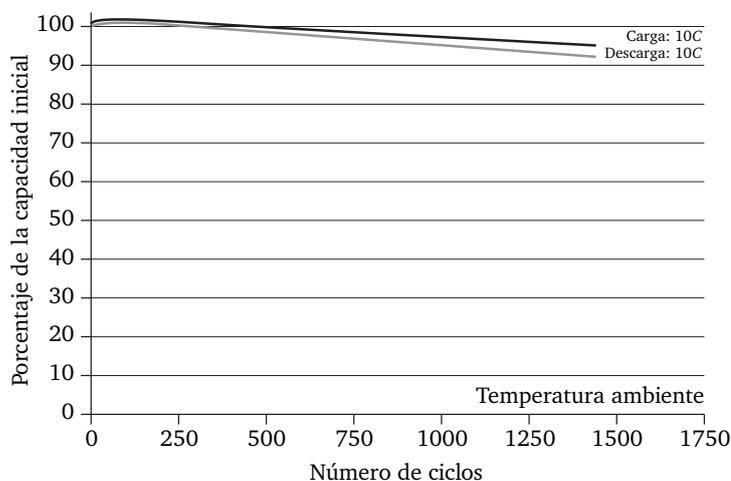


Figura 3.27
 Capacidad contra número de ciclos para una celda A123 Systems AHR18700m1Ultra-F1 de LFP/grafito, cargada y descargada a 10C^b

^b Adaptado de [10, pág. 26.65]

En la figura 3.28 se muestra también la retención de capacidad en función del número de ciclos de la celda AHR18700m1Ultra-F1, para varias temperaturas hasta 100 °C. Que a 100 °C aún conserve más del 50 % de su capacidad luego de 700 ciclos es destacable, considerando que la mayoría de la celdas comienzan a degradarse a 60 °C.

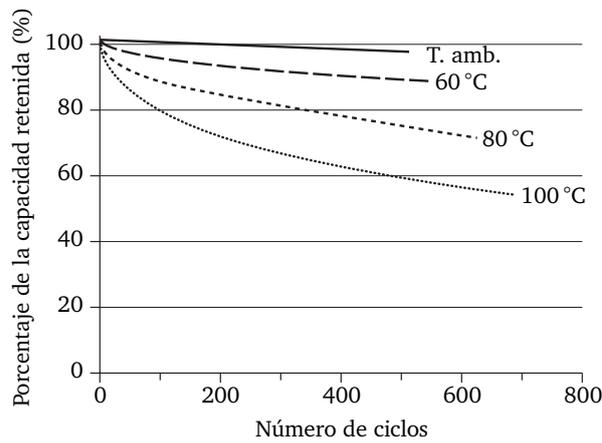


Figura 3.28

Capacidad contra número de ciclos de carga-descarga para una celda A123 Systems AHR18700m1Ultra-F1 de LFP/grafito, para diferentes temperaturas; la celda se cargó a una tasa de 1,5C y se descargó a 2,5C^a

^a Adaptado de [10, pág. 26.66]

3.3.2.5. Celdas de LMO/LTO

Las celdas de $\text{LiMn}_2\text{O}_4/\text{Li}_{4/3}\text{Ti}_5/3\text{O}_4$ han sido desarrolladas por pocas compañías. Como se mostró en los cuadros 3.4 y 3.5, tienen la desventaja de que sus capacidades gravimétrica y volumétrica son bajas. Por otro lado, poseen excelentes propiedades de seguridad y alcanzan ciclos de vida extremadamente largos, lo que las podría hacer idóneas para aplicaciones de acumulación estacionarias. En la figura 3.29 se muestra el perfil de descarga, para varias tasas, de una celda de 11 Ah de LMO/LTO de polímero, fabricada por Altair Nano. El voltaje de punto medio cae 0,3 V al pasar de 11 A a 110 A, que significa una resistencia en DC de 3 mΩ. La forma de las curvas de voltaje en 3.29 sugieren que el positivo contiene algún otro material además de LTO, probablemente NMC.

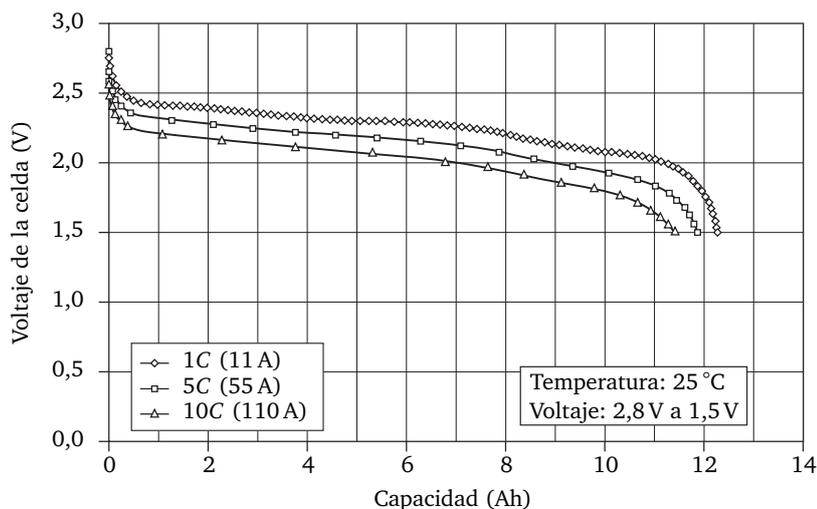


Figura 3.29

Perfil de descarga de una celda de LMO/LTO fabricada por Altair Nano, de 11 Ah, para varias corrientes hasta 10C, a 25 °C^b

^b Adaptado de [10, pág. 26.66]

En 3.30 se grafica la capacidad descargada en función del número de ciclos. Esta característica es la que más distingue a esta tecnología de las otras variedades de iones de litio, reteniendo un 85 % aún después de 6000 ciclos.

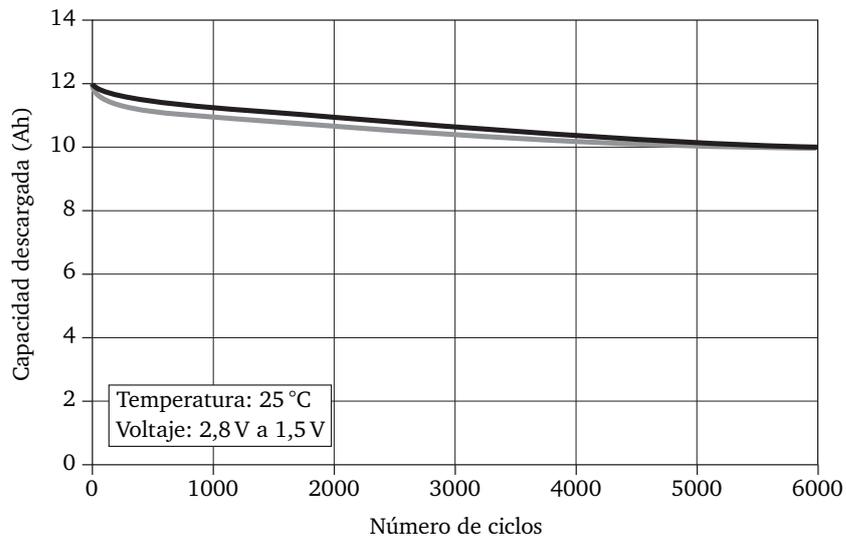


Figura 3.30
Capacidad contra número de ciclos para una celda de LMO/LTO fabricada por Altair Nano, de 11 Ah^a

^a Adaptado de [10, pág. 26.66]

3.3.2.6. Celdas Nexelion de Sony (se cree son (LCO:NMC)/(Sn-Co-C:grafito))

No existe información de que las celdas Nexelion estén siendo usadas en packs no fabricados por Sony, por lo que los datos de desempeño son limitados. En la figura 3.31 se compara el desempeño de una Nexelion 14430 (cilíndrica) contra el de las celdas tradicionales con negativo de grafito.⁶ Si bien las primeras ofrecen una mayor capacidad, lo hacen a un voltaje algo menor.

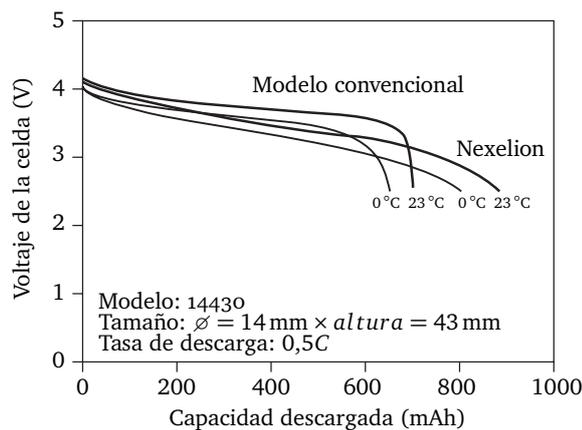


Figura 3.31
Perfil de descarga de una celda Sony Nexelion comparados con los de una celda de igual tamaño con negativo de grafito. Medidas a 0,5C para 0 °C y 23 °C^b

^b Adaptado de [10, pág. 26.67]

⁶ Se cree que Sony cambió la composición del negativo luego de la introducción de la celda en el mercado. Los datos corresponden a la partida original.

En la figura 3.32 se ve, para la misma celda, la evolución de la capacidad de con el número de ciclos, a dos tasas de descarga. Esta mantiene más del 75 % de su capacidad tanto a la tasa de 2C como a la de 3C. Este desempeño es comparable al de las celdas de LCO/grafito.

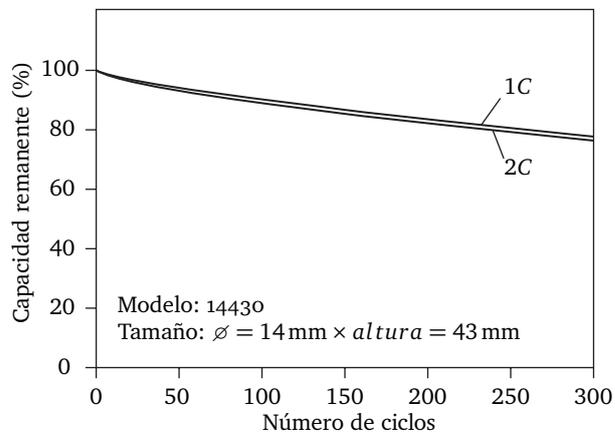


Figura 3.32

Capacidad porcentual contra número de ciclos para una celda Sony Nexelion, tamaño 14430. Ensayos a 23 °C^a

^a Adaptado de [10, pág. 26.68]

3.4 Propiedades de seguridad⁷

Si bien se han documentado numerosos incidentes de seguridad que involucran baterías del ion de litio, algunos incluyendo el retiro de baterías defectuosas del mercado, la seguridad de las LIB puede considerarse como muy buena. Ésta mejora constantemente gracias a los esfuerzos de diseñadores, fabricantes y agencias de regulación. La bibliografía estima una tasa de incidentes de seguridad de solo una en cuarenta millones de celdas anuales.⁸

En la figura 3.33 se presentan algunas fotografías de incidentes de seguridad relacionados con baterías de iones de litio usadas en dispositivos electrónicos de consumo (laptops y teléfonos celulares). La figura 3.34 muestra como queda una celda 18650 luego de sufrir una corrida térmica.

Todos los problemas de seguridad están en última instancia relacionados con reacciones que ocurren entre los electrodos y el electrolito a altas temperaturas.

Gran cantidad de los materiales usados para el negativo comienzan a reaccionar con el electrolito cerca de los 80 °C. La velocidad de estas reacciones depende exponencialmente de la temperatura, lo que explica que las LIB comiencen a degradarse si se utilizan por encima de los 60 °C.

Del lado del electrodo positivo, existe un trabajo del año 2002 que estudió siete materiales utilizados comercialmente en ese momento [6]. Los ordenó desde el más seguro al menos seguro como se muestra en la tabla 3.2 y concluyó diciendo que «basándose en términos de costo y seguridad, el LiFePO₄ parece ser el mejor candidato para baterías de iones de litio de gran tamaño». Si bien varios de los materiales estudiados

⁷ Basado en 10, sección 26.5.

⁸ Un libro completo dedicado a las temáticas de riesgos y seguridad inherentes a las baterías de iones de litio puede consultarse en [8].



Figura 3.33

Incidentes de campo relacionados con baterías de iones de litio de dispositivos portátiles^a

^a Tomado de [9, pág. 411]

ya no se utilizan, se identificaron al LFP, NMC y NMO como los más seguros. Esta es la misma conclusión a la que llegaron algunos estudios más recientes [11, 13].

Cuadro 3.7

Materiales para el positivo según el grado de seguridad

<i>Más seguro</i>	
LiFePO_4	(LFP)
$\text{Li}[\text{Ni}_{3/8}\text{Co}_{1/4}\text{Mn}_{3/8}]\text{O}_2$	(NMC)
$\text{Li}_{1+x}\text{Mn}_{2-x}\text{O}_4$	(LMO)
LiCoO_2	(LCO)
$\text{LiNi}_{0,7}\text{Co}_{0,2}\text{Ti}_{0,05}\text{Mg}_{0,05}\text{O}_2$	
$\text{LiNi}_{0,8}\text{Co}_{0,2}\text{O}_2$	
LiNiO_2	
<i>Menos seguro</i>	

Los problemas de seguridad principales asociados a las LIB son, en orden creciente de peligrosidad: escapes o derrames, humo, fuego y explosiones (si bien la mayoría de las celdas están diseñadas para evitarlas). Estos ocurren por someter a una batería con soc significativo a temperaturas elevadas. Pueden ocurrir por alguna de las causas que se describen a continuación [7].

Sobre carga: Como se explicó en la sección 3.1.3, las LIB no poseen agua que ayude a disipar el calor generado por sobre carga. A su vez, una carga excesiva puede remover tanto litio del positivo como para que este se vuelva inestable y se descomponga térmicamente, produciendo fuego. Así ocurre con electrodos que usan cobalto o níquel.

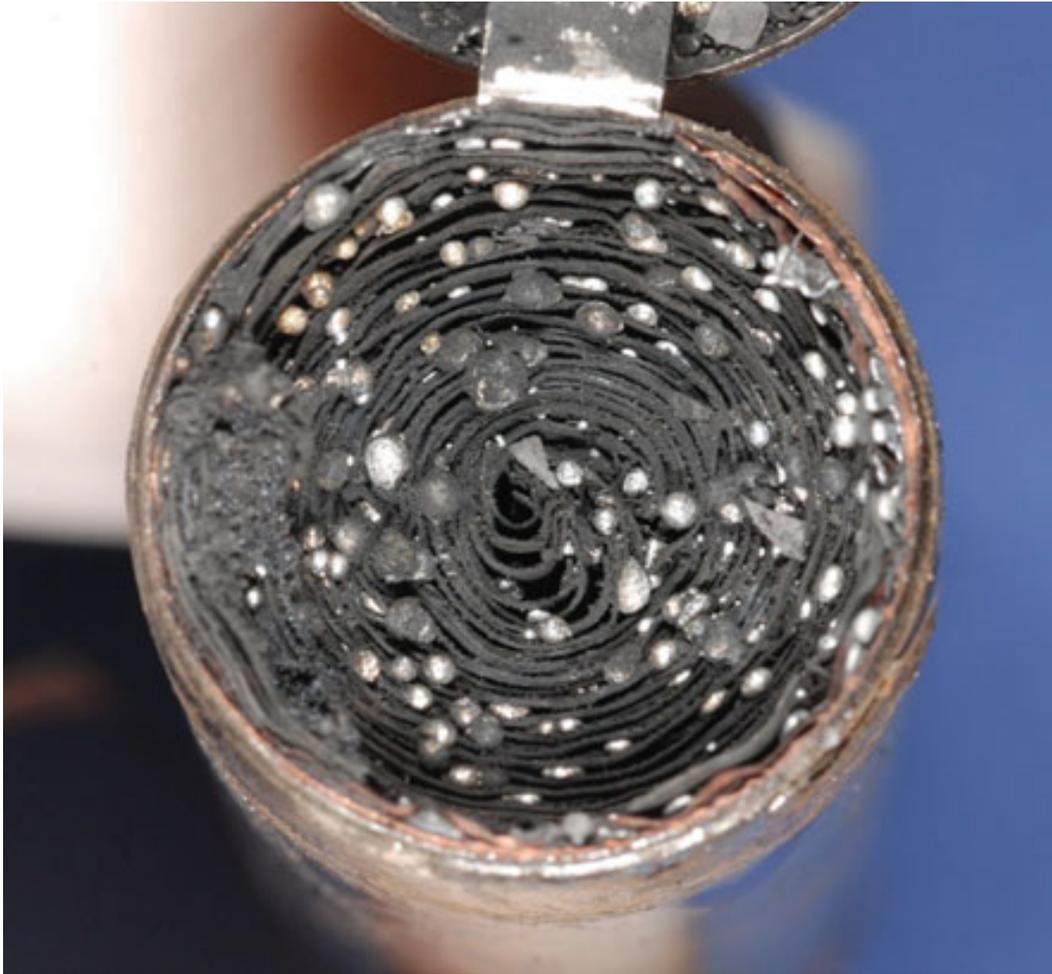


Figura 3.34

Celda 18650 luego de sufrir una corrida térmica (se pueden ver las gotas resolidificadas del colector de corriente de aluminio que se fundió)^a

^a Tomado de [8, pág. 48]

El de NCA es algo más estable, mientras que los de NMC y otros materiales con manganeso son los más seguros dentro de las variantes óxidas. Donde la seguridad sea la máxima prioridad, el LFP es el más resistente a sobre cargas.

Una forma de prevenirla es utilizando un sistema de control electrónico. En caso de que este fallase, debería existir un dispositivo dentro de cada celda que la mitigue. Por ejemplo, la apertura de una válvula de escape que a su vez accione un disyuntor, de forma de abrir la celda e interrumpir el flujo de corriente. Existen también algunos aditivos que se descomponen al llegar la celda a cierto voltaje, liberando gas, que acciona el disyuntor pero no la válvula, evitando de esa manera que se expulse el electrolito hacia el exterior.

Sobrecalentamiento: La condición de sobrecalentamiento afecta inicialmente al electrodo negativo. Esto se debe a que la capa SEI deja de ser estable por encima de los 130 °C, permitiendo que el litio intercalado en el negativo reaccione exotérmicamente con el electrolito, produciendo una corrida térmica. Este proceso provoca solo escapes y humo, aunque dependiendo del material usado en el positivo, el calor generado podría ser suficiente para iniciar su descomposición, lo que podría resultar en un incendio.

Para evitarla se puede optar por usar un negativo de LTO, que no forma SEI y además funciona a un voltaje bastante superior al del carbón (por ende el voltaje de la celda es menor), superior además al voltaje de reducción del electrolito, lo que evita que reaccionen a 130 °C.

Sin embargo, la mayoría de las celdas que se fabrican previenen el sobrecalentamiento empleando electrónica. Esta podría activar un subsistema de refrigeración o desconectar la corriente de carga o descarga de algunas celdas, para eludir las contribuciones por efecto joule.

El calentamiento por fuentes externas de calor, incluyendo las celdas cercanas, se puede mitigar aislando las baterías, por ejemplo, forrándolas por dentro.

Cortocircuito: Durante un cortocircuito circulan grandes corrientes, que acarrearán el efecto de sobrecalentamiento recién descrito.

Si bien evitar los cortos externos no corresponde al fabricante, este puede tomar medidas para minimizar la probabilidad de que ocurran: posicionar adecuadamente los conectores, colocarles cubiertas o una barrera entre ellos, etc. Asimismo, se aplican las protecciones comunes: interruptores de estado sólido, disyuntores y fusibles.

En el caso de que fallen las protecciones exteriores, o de que ocurra un cortocircuito interno a la batería (pero no dentro de las celdas), actuará el mecanismo del separador interior a cada celda, como se explicó en 3.1.4.

Los cortocircuitos que ocurren dentro de la celda no pueden ser mitigados, puesto que se ha violado la integridad de la separación entre los electrodos. Por esta razón, debe ponerse especial cuidado en las etapas de diseño, manufactura y control de calidad de las baterías para impedir que ocurran.

Abuso físico: Por abuso físico se entiende cualquier tipo de caída, impacto, aplastamiento o penetración de la batería, lo que puede ocasionar cortocircuitos internos y posibles corridas térmicas. Los efectos pueden ser en parte paliados con un buen diseño del revestimiento de la batería.

3.4.1 Estándares y certificaciones

Por último, es importante para quien está considerando las características de seguridad de una batería, saber que existen una serie de estándares y certificaciones que han sido desarrollados para garantizar la seguridad de las LIB. Muchos OEM (Original equipment manufacturer ‘fabricante de equipos originales’) no usan en sus productos baterías de iones de litio que no cumplan con algunos de ellos. Esta sección se limita simplemente a mencionar cuatro estándares importantes. Los estándares incluyen los ensayos y reglas de diseño básicos que las LIB deben pasar o seguir para obtener las certificaciones.

- Underwriters Laboratories UL1642, «Standard for Li-ion Batteries».
- International Electrotechnical Commission IEC 62133, «Secondary Cells and Batteries Containing Alkaline or Other Non-acid Electrolytes».
- Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE 1625, «Standard for Rechargeable Batteries for Multi-Cell Mobile Computing Devices».
- IEEE 1725, «Standard for Rechargeable Batteries for Cellular Telephones».

3.5 Referencias

- [1] *A123 AHR18700 F1 KERS Cells*. URL: <http://www.ebaracus.com/product/a123-ahr18700-f1-kers-cells> (visitado 25 de mayo de 2015) (vid. pág. 46).
- [2] *Dissemination of IT for the Promotion of Materials Science. Lithium batteries*. University of Cambridge. 2015. URL: http://www.doitpoms.ac.uk/tlplib/batteries/batteries_lithium.php (visitado 20 de mayo de 2015) (vid. págs. 24, 26).
- [3] Paul Evans. «Formula One KERS explained». En: *Gizmag* (26 de mar. de 2009) (vid. pág. 46).
- [4] Christian Glaize y Sylvie Geniès. *Lead and Nickel Electrochemical Batteries*. ISTE-Wiley, 2012 (vid. pág. 23).
- [5] Christian Glaize y Sylvie Geniès. *Lithium Batteries and Other Electrochemical Storage Systems*. ISTE-Wiley, 2013 (vid. pág. 29).
- [6] D. D. MacNeil, Zhonghua Lu, Zhaohui Chen y J. R. Dahn. «A comparison of the electrode/electrolyte reaction at elevated temperatures for various Li-ion battery cathodes». En: *Journal of Power Sources* 108.1-2 (2002), págs. 8-14. DOI: 10.1016/S0378-7753(01)01013-8 (vid. pág. 50).
- [7] J. McDowall, P. Biensan y M. Broussely. «Industrial lithium ion battery safety - What are the tradeoffs?». En: *Telecommunications Energy Conference, 2007. INTELEC 2007. 29th International*. Sep. de 2007, págs. 701-707. DOI: 10.1109/INTLEC.2007.4448871 (vid. pág. 51).
- [8] C. Mikolajczak, M. Kahn, K. White y R. T. Long. *Lithium-Ion Batteries Hazard and Use Assessment*. Springer, 2011 (vid. págs. 50, 52).
- [9] Gianfranco Pistoia, ed. *Lithium-Ion Batteries: Advances and Applications*. Elsevier, 2014 (vid. págs. 23, 26, 28, 51).
- [10] Thomas B. Reddy y David Linden. *Linden's Handbook of Batteries*. 4.^a ed. McGraw-Hill, 2011 (vid. págs. 23, 25, 27-30, 33-45, 47-50).
- [11] Yadong Wang, Junwei Jiang y J. R. Dahn. «The reactivity of delithiated $\text{Li}(\text{Ni}_{1/3}\text{Mn}_{1/3}\text{Co}_{1/3})\text{O}_2$, $\text{Li}(\text{Ni}_{0,8}\text{Co}_{0,15}\text{Al}_{0,05})\text{O}_2$ or LiCoO_2 with non-aqueous electrolyte». En: *Electrochemistry Communications* 9.10 (2007), págs. 2534-2540. DOI: 10.1016/j.elecom.2007.07.033 (vid. pág. 51).
- [12] Akira Yoshino, Kenichi Sanechika y Takayuki Nakajima. «Secondary battery». Pat. americana 4,668,595. 10 de mayo de 1985 (vid. pág. 23).
- [13] K. Zaghbi, J. Dubé, A. Dallaire y otros. «Enhanced thermal safety and high power performance of carbon-coated LiFePO_4 olivine cathode for Li-ion batteries». En: *Journal of Power Sources* 219 (2012), págs. 36-44. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2012.05.018 (vid. pág. 51).

Cuando surge un problema en la red de distribución, se implementan las soluciones que han resultado más viables en la práctica. Pero dada la constante evolución de la tecnología, es necesario someterlas a revisión para actualizarlas. En este marco, se debe analizar la electrónica de potencia asociada a un banco de baterías ya que permite nuevas soluciones debido a su gran versatilidad.

Esto es lo primero que se aprecia al leer las hojas técnicas de los convertidores. En ellas se habla de la compensación de potencia reactiva, la regulación de armónicos y la frecuencia, por mencionar algunas de sus funciones. Pero no especifican cómo se llevan a cabo, el impacto que cada uno de estas virtudes tiene sobre las baterías y cuáles son las bases técnicas que el usuario debe tener para poder utilizarlo.

El objetivo de este capítulo es analizar la topología del convertidor (qué componentes usa y dónde), sus posibles usos y cómo afecta al banco de baterías.

Hay algo que merece la pena destacar, la topología, modos de uso y componentes dependen de cada fabricante. Como no es muy difundido, es probable que hayan variaciones significativas entre lo tratado en el texto y su puesta en práctica. Esto no es un problema, ya que se busca crear una base para que los interesados en un banco de baterías, puedan tener una mayor comprensión de cómo funciona.

4.1 Topología y características de funcionamiento

Antes de tratar la topología, es conveniente desarrollar algunos términos para que sea más fácil comprender el texto.

- **Convertidor:** es el inversor bidireccional que se utiliza para conectar el banco de baterías con la red de distribución. En nuestro caso, está compuesto por un convertidor AC-DC y un convertidor DC-DC
- **Convertidor AC-DC:** se utiliza para pasar las magnitudes de alterna a continua, o viceversa

- **Convertor DC-DC:** se utiliza para cambiar la magnitud de los componentes en continua.

Con estos conceptos presentes, analizaremos el circuito de la figura 4.1.

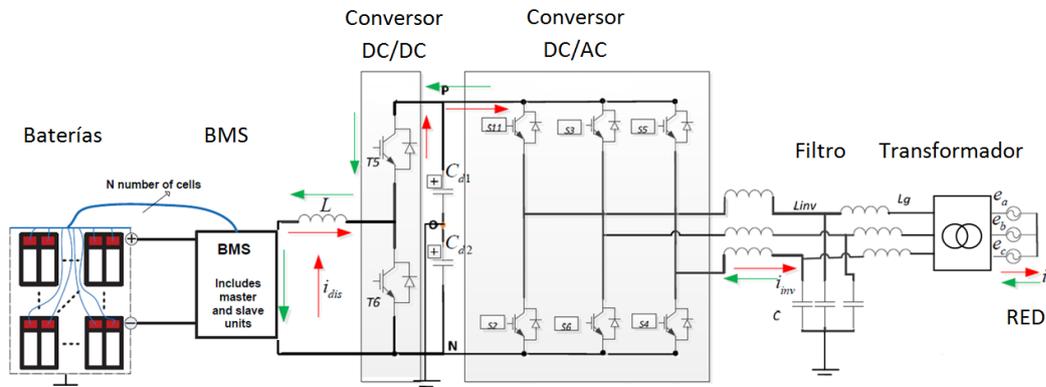


Figura 4.1
Diagrama del banco de baterías conectado a la red, basada en [6]

En el mismo se aprecian de izquierda a derecha los siguientes componentes [5]:

- **Banco de baterías.** Se dimensiona para estar dentro de los límites que establece el fabricante del convertor, en lo que respecta a tensión y corriente máxima. Lo recomendado, es que trabaje dentro de los límites superiores de tensión del convertor, así los componentes están sometidos a menores corrientes de funcionamiento. Esto conlleva a menores pérdidas y cables de menor sección.
- **BMS (Battery Management System).** Realiza el control y monitoreo de las baterías. Es necesario utilizarlo con determinadas baterías de Ion de Litio, debido a que si éstas trabajan por fuera de sus límites de operación, sufren daños permanentes. Protege a la batería de: sobretensiones, descargas profundas, aumento de la temperatura, sobrecorrientes y del desbalance de la carga en las celdas. Este dispositivo permite además estimar el SoC y el SoH, llevar un registro histórico del funcionamiento y comunicarse con el convertor.
- **Convertor DC-DC buck-boost.** Controla la corriente a través de las baterías, tanto para la carga como la descarga. Se compone de dos transistores (IGBT o MOSFET) y dos diodos.

Los diodos se instalan en paralelo con los transistores para implementar la función de rueda libre, y la tensión en bornes del convertor DC-DC buck-boost y el convertor DC-AC se denomina V_{DClink} .

El convertor DC-DC opera en un sentido como Buck (desde V_{DClink} hacia la batería) y en el otro como Boost (desde la batería hacia V_{DClink}), tal y como se aprecia en la figura 4.2.

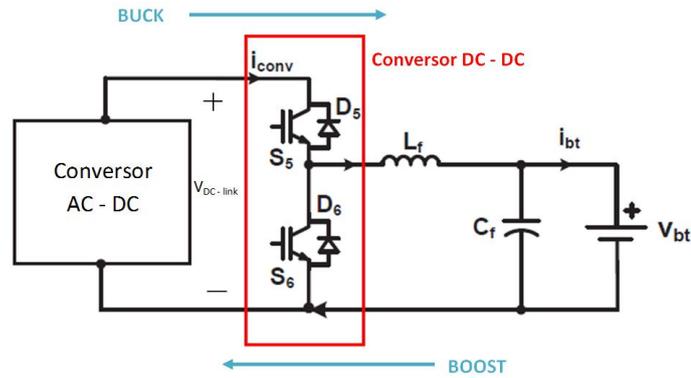


Figura 4.2
 Conversor DC-DC bidireccional basado en [5]

Como se aprecia en la figura 4.2 el conversor DC-DC no se conecta directamente al banco de baterías. Lo hace a través de una inductancia (L_f) y un condensador (C_f) que se usan como filtro para mejorar la calidad de la tensión en bornes de las baterías.

La interacción del conversor con las baterías, hace que la tensión en bornes de estas últimas presente componentes de baja y alta frecuencia. El filtro descrito permite que los armónicos máximos de tensión de Ripple estén dentro de los límites.

El Ripple en la tensión lleva a Ripple en la corriente, lo que se traduce en aumento de las pérdidas Joule, debido a la resistencia interna de la batería. Esto es un aspecto negativo, ya que al aumentar la temperatura en las baterías, se reduce su vida útil. En la figura 4.3 se aprecian los componentes de la corriente por la batería.

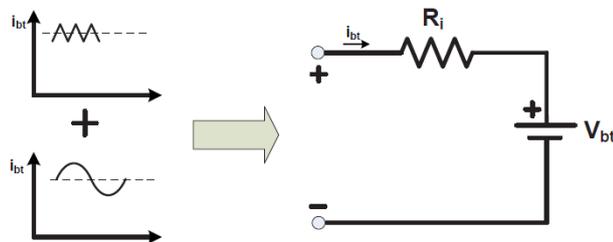


Figura 4.3
 Modelo de batería y corrientes [5]

Debido a las características de los procesos químicos que ocurren dentro de la batería, de las dos corrientes graficadas, la que ocasiona las mayores pérdidas es la de menor frecuencia. Si bien este fenómeno no está muy bien documentado en las baterías de Ion de Litio, sí es muy conocido en las baterías de plomo, por lo que se considera que se debe tener presente.

Para que el conversor opere bidireccionalmente, se necesita que la tensión V_{DClink} sea mayor que el valor pico de la tensión de línea. Esto se hace para mantener el índice del inversor menor a uno, y para que la corriente por el cargador sea sinusoidal.

A su vez, la tensión V_{DClink} debe ser mayor que la tensión de las baterías, para que aumente la estabilidad del sistema. Pero no significativamente, ya que los interruptores MOSFET o IGBT aumentan sus pérdidas proporcionalmente con sus tensiones de operación.

- *Condensadores (DC-link)*. Son de gran magnitud y se utilizan para mantener el voltaje constante entre los dos convertidores. Se puede utilizar uno, o dos condensadores, en función del sistema de conexión que se desee tener dentro de la instalación. La configuración con un condensador no permite tener neutro, la de dos sí y sus condensadores comparten la tensión de forma equitativa. Como veremos más adelante, el usar condensadores permite el intercambio bidireccional de reactiva con la red.

Como los condensadores descargan la energía que almacenan temporalmente, se considera que los convertidores DC-DC y AC-DC están desacoplados. Esto significa que se los puede controlar de forma independiente. El intercambio de energía entre el convertidor DC-DC y el DC-AC es uno de los factores más importantes a la hora de la implementación.

- *Convertidor DC-AC de tres ramas*. Realiza el vínculo entre el sistema en DC y la red en AC. El que se aprecia en la figura 4.1, posee una configuración half-bridge con transistores bipolares. Esto implica que hay sólo dos niveles para la tensión del lado de continua $+V_{DC}$ y $-V_{DC}$.

Se decidió presentar esta configuración ya que permite operar en los cuatro cuadrantes del diagrama de potencias. Uno de los elementos a tener presente, es que los interruptores de una misma rama nunca pueden estar encendidos al mismo tiempo, ya que esto implicaría un cortocircuito.

- *Filtro LCL*. Implementa la interfaz entre el sistema AC del convertidor y el sistema AC de la red. Se utiliza para que la corriente que ingresa de la red, tenga menos distorsión.

La ventaja de este tipo de filtros, por sobre los L o LC, es que contribuye a un menor Ripple. Pero esto lo consigue a expensas de traer asociado el problema de la resonancia, por lo que se utiliza una resistencia junto al condensador.

Respecto a la configuración utilizada para describir el convertidor, no existe transformador para la aislación entre las baterías y los condensadores DC-link. Otras configuraciones sí lo tienen presente, como es el caso del convertidor bidireccional DC-DC de puente dual activo. Debido al uso del transformador éste permite una mayor relación entre la tensión de las baterías y el condensador. Pero requieren una mayor cantidad de componentes, lo que aumenta la complejidad del control (dado el mayor número de transistores), tal y como se aprecia en la figura 4.4.

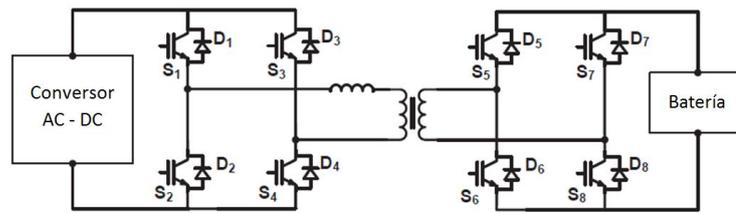


Figura 4.4
Convertor DC-DC bidireccional de puente activo dual [5]

Es probable que esta topología pueda ser implementada en algunos convertidores comerciales, por motivos de seguridad. A su vez, existen otras alternativas que pueden implementar los fabricantes, como el convertidor de matriz bidireccional o los convertidores bidireccionales multinivel [7].

4.2 Funcionamiento del convertidor

Como ya se mencionó hay dos convertidores, el AC-DC y el DC-DC. Nuestro interés se centra en determinar la interacción con la batería, por lo que analizaremos el convertidor DC-DC con más detalle, y daremos una idea de cómo opera el convertidor AC-DC en cada caso. Sin embargo, es pertinente mencionar que son componentes muy complejos, y que en este trabajo no se detallará su funcionamiento en profundidad.

4.2.1 Carga del banco

El proceso de carga se caracteriza por tener dos etapas, una a corriente constante y otra a tensión constante [5].

- *Etapas a corriente constante.* Es la que se aplica primero y su magnitud se obtiene del valor medio de la corriente resultado de encender y apagar el transistor $T5$ (figuras 4.6 y 4.7). Este transistor opera a una frecuencia (f) del orden de decenas de kHz y en cada período T que dura un ciclo de operación, el tiempo que permanece encendido se calcula como $\delta \cdot T$ (donde $\delta < 1$ y $T = \frac{1}{f}$).

Este δ se obtiene a partir de algún método de control como el PWM y permite calcular la tensión en bornes del condensador, ya que $V_{DC-link} = V_{bat} \cdot \delta$.

La tensión $V_{DC-link}$ es de suma importancia, ya que es el valor medio de tensión que se necesita, para que el convertidor AC-DC se pueda conectar del lado de continua. Para generar esta tensión, el convertidor AC-DC opera sus transistores a una frecuencia de $50Hz$. Se busca que estos conduzcan las tensiones sinusoidales de la red de forma intercalada, para conseguir que la tensión resultante en bornes del condensador tenga una componente de continua. Esto se puede apreciar en la figura 4.5. En esta etapa y la siguiente, las señales de control con las que el convertidor AC-DC opera sus transistores, son diferentes a la del convertidor DC-DC (se obtienen a partir de otro método de control) y se dice que opera como rectificador.

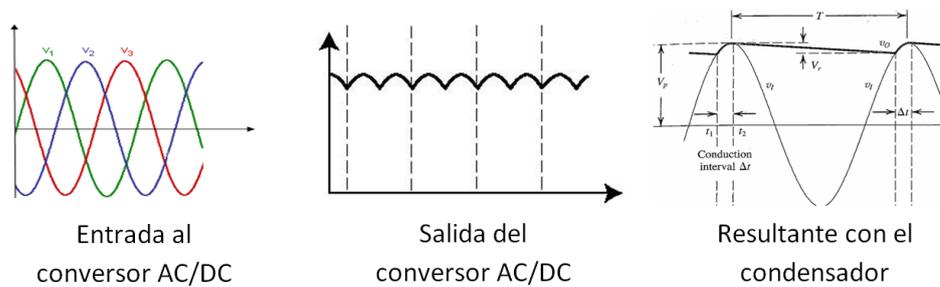


Figura 4.5
Operación del rectificador y efecto del condensador del lado de continua

- *Etapa a tensión constante.* Cuando se carga a tensión constante, el proceso es análogo al descrito anteriormente. A excepción que se calcula δ para que el transistor $T5$ lleve el valor medio de la tensión de salida del convertor DC-DC, al valor buscado para el banco de baterías.

Detalle de operación del convertor DC-DC

Durante la carga del banco, la corriente circula por el transistor $T5$ o el diodo $D6$. El transistor $T6$ se mantiene apagado en todo momento. El convertor DC-DC opera como buck ($\delta < 1$) cuando la corriente circula hacia la batería en todo momento.

Cuando el transistor $T5$ está encendido, la corriente de la red fluye por la inductancia L_f , el condensador C_f y el banco de baterías. Esto hace que se carguen el condensador y las baterías. Ver figura 4.6.

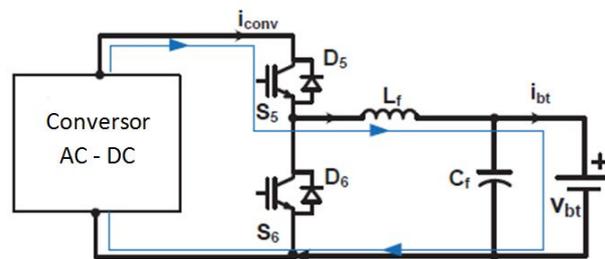


Figura 4.6
Carga DC-DC en modo buck con S_5 encendido [5]

Cuando el transistor $T5$ se apaga, la inductancia L_f suministra la corriente, que ahora circula por el diodo de rueda libre del $T6$. En estas condiciones de funcionamiento, la tensión en bornes de las baterías es igual a la del condensador C_f , que se está descargando. Como el condensador varía su tensión suavemente, la corriente de las baterías se considera constante, ya que posee un valor medio definido y poca oscilación. Ver figura 4.7.

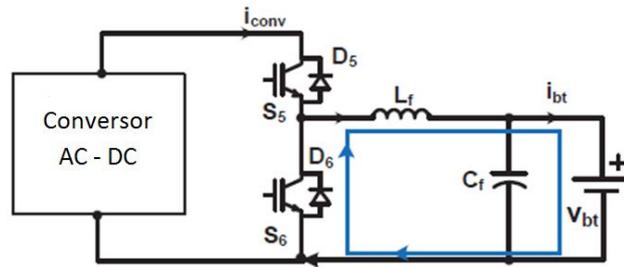


Figura 4.7
Carga DC-DC en modo buck a través del diodo D6 [5]

4.2.2 Descarga del banco

Cuando el banco de baterías se descarga hacia la red, hay dos escenarios posibles, o el banco entrega toda la potencia que se demanda (por ejemplo, funcionando en isla) o entrega sólo la potencia que se le ordene. La tensión del banco es una propiedad de las baterías que decae con el tiempo de uso, que se puede monitorear pero no controlar.

A través del convertor DC-DC se puede controlar la corriente de salida para obtener el valor medio deseado y conseguir la potencia demandada. En este caso se opera el transistor T6, al que se le debe calcular su nueva señal de control. Ahora $\delta > 1$, por lo que la tensión en bornes del condensador será mayor. El convertor DC-DC se dice que funciona como boost y el convertor DC-AC como inversor [5].

El funcionamiento del convertor AC-DC como inversor, permite obtener a partir de la tensión de las baterías, tres señales sinusoidales desfasadas 120 grados entre ellas. Así, se consigue un sistema trifásico a la misma frecuencia que la red ($f = 50 \text{ Hz}$). Ver figura 4.8.

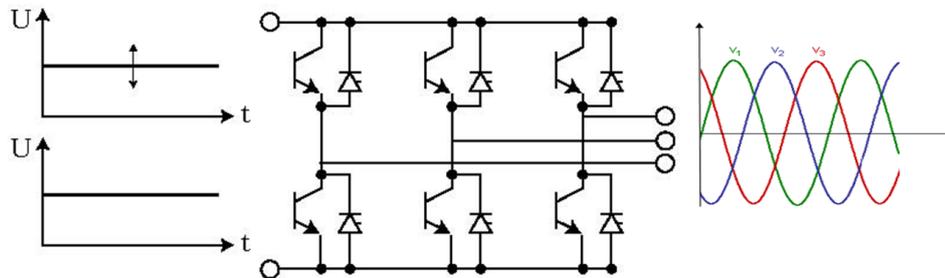


Figura 4.8
Funcionamiento como inversor

Detalle de operación del convertor DC-DC

Los componentes del convertor DC-DC que conducen corriente en este caso son el transistor T6 y el diodo D5, ver figuras 4.10 y 4.11. A diferencia del proceso de carga, ahora el transistor que se mantiene apagado en todo momento es el T5. El transistor T6 enciende y apaga, utilizando la señal de control que se obtiene mediante la técnica PWM (pulse width modulation). Ver figura 4.9.

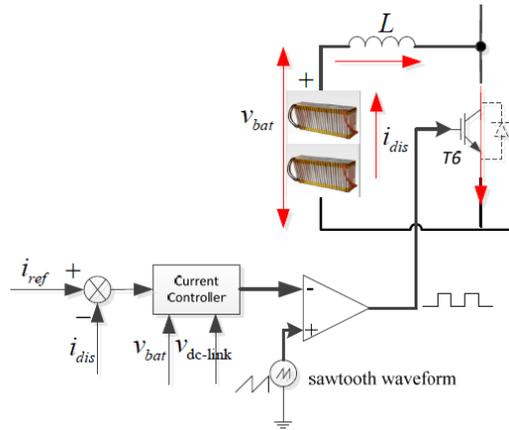


Figura 4.9
Operación del switch S6 [6]

La señal de control permite mejorar la respuesta dinámica y disminuir el error en régimen constante. i_{ref} es la corriente de descarga de referencia, i_{dis} es la corriente que se utiliza para determinar cuánto vale la corriente a la salida, V_{bat} es la diferencia de tensión entre los bornes del banco y V_{DClink} es la tensión de los condensadores [6].

Cuando T6 está encendido, la corriente pasa por L_f , ya que el T5 está apagado y el diodo de rueda libre D5 no permite la circulación. Ver figura 4.10.

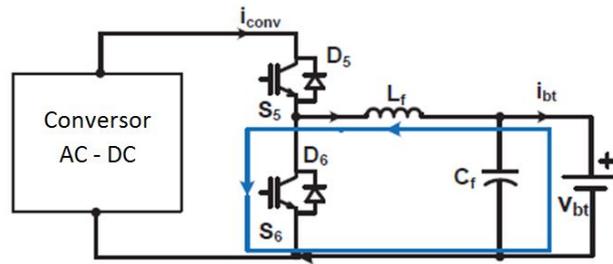


Figura 4.10
Descarga DC-DC en modo boost con S6 encendido [5]

Si T6 se encuentra apagado, la corriente circula por el diodo de rueda libre del T5. Este modo de funcionamiento ocasiona un aumento de la tensión del condensador DC-link, que se debe controlar. De no hacerlo, se puede ocasionar la rotura de los transistores.

La energía se almacena en el condensador y luego se libera a la red. Ver figura 4.11

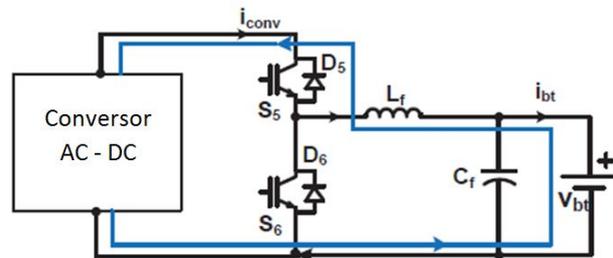


Figura 4.11
Descarga DC-DC en modo boost a través del diodo D5 [5]

4.3 Control de frecuencia con el convertidor

En una red eléctrica se necesita tener una frecuencia constante. Para conseguir esto, se busca que la magnitud de potencia activa, que entregan los generadores sincrónicos de la red, sea la más significativa. Ya que estos operan a frecuencia constante y son los de mayor aporte, la red adquiere su frecuencia.¹

Pero no todos los generadores de la red son sincrónicos. Tal es el caso de los generadores asociados a energías alternativas, como la eólica o solar. Estos necesitan convertidores para poder conectarse a la red, que no sólo no son sincrónicos, sino que no tienen ningún par motriz.

Para entregar su máxima potencia activa en la actualidad, los convertidores sincronizan su tensión de salida con la de la red, en el punto de conexión. Esto no es algo negativo, mientras su aporte de potencia activa sea despreciable respecto a la de los generadores sincrónicos. Cuando esto cambia, se afecta el balance de potencia y el torque sincronizante empieza a debilitarse. Por lo que la red se hace vulnerable a variaciones de frecuencia, ante variaciones de la carga.

En esta sección se explica que la electrónica de potencia que se utiliza en los convertidores de los bancos, permite crear una máquina sincrónica virtual (VSM), haciendo que el banco se vea como una máquina sincrónica, en lo que respecta a la inercia. Esto se consigue modificando sus controles de operación y ayuda ante variaciones de frecuencia en redes débiles.

Se pueden implementar diferentes controladores para operar el convertidor. El que usaremos en nuestro análisis, se basa en determinar la tensión de salida del convertidor, entre dos fasores de referencia. Por lo que se necesita poder controlar la fase y la amplitud. Esta última se modifica, en base a la potencia reactiva necesaria para reducir la corriente de salida del convertidor.

Esta solución, depende a diferencia de otras, de la energía que posee el banco de baterías. Por lo tanto, su funcionamiento sería independiente de los demás generadores de la red y no se vería afectado por la inclusión de otros generadores.

4.3.1 Relación entre el ángulo de la tensión del convertidor y la frecuencia

Para analizar el controlador se utiliza el esquema de la figura 4.12.

En el mismo, se presenta un generador sincrónico y un convertidor junto a su fuente de tensión E_d (baterías). V_g es la tensión (módulo de la componente fundamental) y θ_g el ángulo, del generador sincrónico. Este último, se puede considerar como una red débil. V_c y θ_c representan lo mismo para la tensión de salida del convertidor.

A continuación se analizan dos maneras en que el convertidor se puede conectar a la red:

- *En la práctica:* la tensión de salida del generador se regula con un regulador automático de tensión. Y la del convertidor, se regula considerando el ángulo del

¹ Esta sección toma como referencia para su desarrollo el trabajo [3]

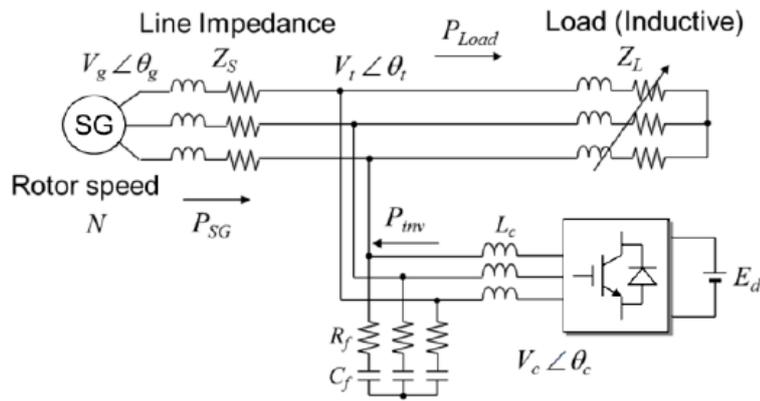


Figura 4.12
Generador sincrónico y convertor AC-DC [3]

fasor de tensión en el punto de la red donde se conecta θ_t . El ángulo de la tensión del convertor θ_c se expresa de la siguiente forma:

$$\theta_c = \theta_{c_0} + \int \omega_g dt \quad (4.1)$$

Donde θ_{c_0} es el ángulo inicial del convertor y ω_g la velocidad angular del generador sincrónico (la red). Al conectarse a la red de esta manera, el convertor acompaña la frecuencia de la red, y se lo puede considerar una máquina sincrónica cuya inercia es cero.

- *En la teoría (escenario ideal):* se considera una red ideal, donde los generadores poseen una inercia infinita y un voltaje constante. Además, se toma el convertor como ideal (sin pérdidas) y conectado a una fuente de tensión ideal. En base a estos supuestos, el sistema será estable en todo el rango de operación, y el ángulo de la tensión del convertor puede ser representado ahora en función del valor nominal de la velocidad angular ω_0 (f constante). El valor de θ_c se calcula ahora de la siguiente manera:

$$\theta_c = \theta_{c_0} + \int \omega_0 dt \quad (4.2)$$

En el escenario ideal, los generadores pueden controlar el flujo de potencia, y ante una eventualidad, mantener la frecuencia del sistema estable. Esto es posible gracias al intercambio de potencia activa, que afecta los ángulos de tensión de los generadores sincrónicos. De estos casos se aprecia que, si el convertor modifica el ángulo de su tensión respecto a la red, puede contribuir al equilibrio.

En la figura 4.13 se consideran diferentes disposiciones para los fasores de tensión del convertor respecto del generador. Se considera que cualquier perturbación del sistema, hace que el ángulo θ_g de los generadores se retrase respecto a θ_0 , que es la referencia respecto a un sistema de inercia infinita (red ideal con frecuencia constante).

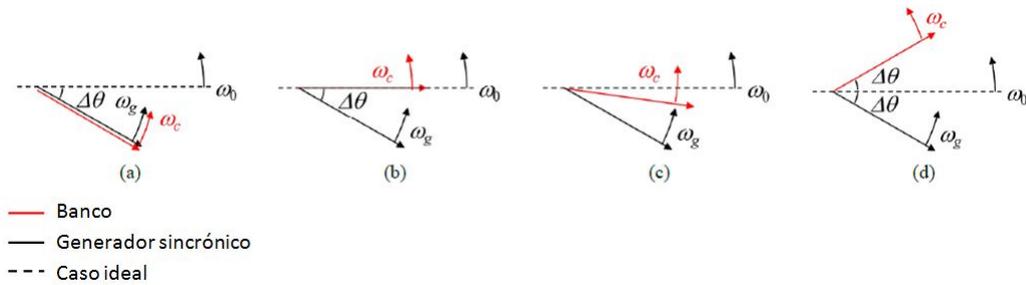


Figura 4.13 Fasores de tensión del convertor (a) $k_c = 0$, (b) $k_c = 1$ (c) $0 < k_c < 1$ (d) $k_c = 2$, basado en [3]

La figura 4.13(a) es como el sistema se acopla de forma tradicional para entregar potencia activa. La idea es que el convertor siga al generador. Esto no ayuda a compensar perturbaciones de frecuencia.

La figura 4.13(b). Se supone que el convertor se acopla a la red, como si ésta fuese ideal sin monitorear al generador, por lo que desbalancea la red.

Para compensar la frecuencia, se puede colocar el fasor de tensión como se aprecia en la figura 4.13(c). Con esto, se espera incrementar el torque sincronizante, y así conseguir que el convertor actúe como un VSM que ayuda a la red ante perturbaciones. El ángulo que necesita tener el convertor para realizar el acople con la red en el punto t se calcula:

$$\theta_c = \theta_{co} + \theta_g + k_c(\theta_0 - \theta_g) \quad (4.3)$$

$$0 \leq k_c < 1$$

Nada limita que el convertor pueda operar en los cuatro cuadrantes de potencia. Por lo tanto, su fasor de tensión, puede adelantar el del caso ideal como se aprecia en la figura 4.13(d).

Así se puede conseguir, que el fasor de tensión resultante entre el generador y el convertor se alinee con ω_0 (frecuencia angular de un sistema de inercia infinita). Este es el mejor escenario para que opere la red y compense las perturbaciones de frecuencia.

La ecuación del ángulo para θ_c queda de la siguiente manera:

$$\theta_c = \theta_{co} + \int (2\omega_0 - \omega_g) dt \quad (4.4)$$

Esta ecuación se puede sustituir por la de el caso (c) si se usa $k_c = 2$.

Por lo expuesto, si el banco de baterías entrega potencia activa a la red, con una tensión desfasada respecto a la del punto de conexión, se puede crear un par restaurador que ayude a restablecer la frecuencia. Esto es especialmente efectivo en redes débiles.

4.3.2 Relación entre la amplitud de la tensión y la potencia reactiva

Supongamos que el convertor se conecta a la red a través de una inductancia de acople como se muestra en la figura 4.14. Se busca que por él circule la menor cantidad de corriente respecto a la potencia demandada, para entregar su energía de manera eficiente. Esto se logra compensando sólo la potencia reactiva que consume la inductancia de acople. Así, la potencia reactiva que intercambian el convertor y la inductancia con la red, es nula [3].

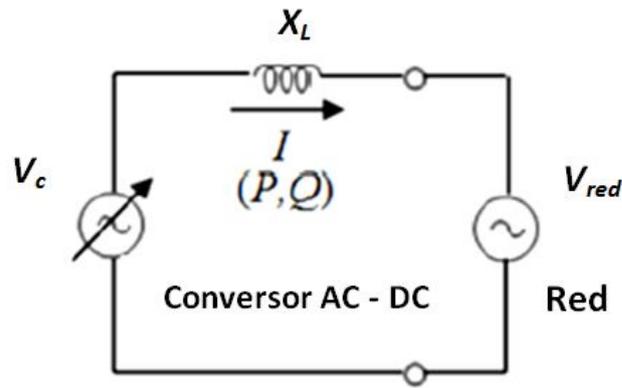


Figura 4.14
Modelo de la red visto desde el convertidor, basada en [3]

En la figura 4.14, V_c es la tensión de salida del convertidor, V_{red} la tensión en el punto de acople, X_L la impedancia de acople y δ representa el desfase entre la tensión V_c y V_{red} .

Las potencias que intercambian el convertidor y la inductancia de acople con la red, se expresan:

$$P = V_{red}I \cos(\theta) \quad (4.5)$$

$$Q = V_{red}I \sin(\theta)$$

Si expresamos las tensiones utilizadas en la figura 4.14 en un diagrama fasorial, se obtiene la figura 4.15.

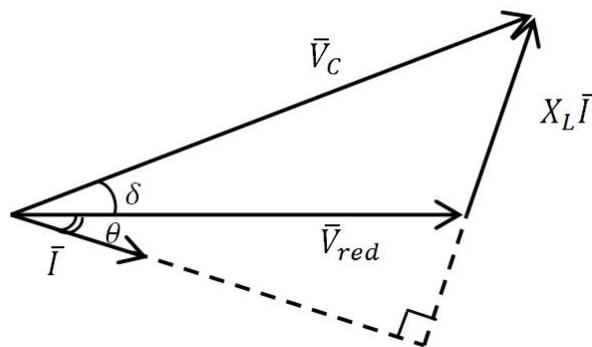


Figura 4.15
Diagrama fasorial de las tensiones, basada en [3]

La relación entre los fasores queda:

$$\begin{aligned} X_L I \cos(\theta) &= V_c \sin(\delta) \\ X_L I \sin(\theta) &= V_c \cos(\delta) - V_{red} \end{aligned} \quad (4.6)$$

Si sustituimos I de la ecuación 4.6 en Q de la ecuación 4.5 se obtiene:

$$Q = \frac{(V_c V_{red} \cos(\delta) - V_{red}^2)}{X_L} \quad (4.7)$$

Como se busca que la potencia reactiva hacia la red sea nula, entonces:

$$V_c = \frac{V_{red}}{\cos(\delta)} \quad (4.8)$$

El valor de V_c que minimiza la corriente por el convertor ($Q = 0$), se obtiene de la relación de la ecuación 4.8. El δ , es el desfase que se utiliza para compensar la inercia, y V_{red} la tensión de la red en el punto de conexión.

4.3.3 Controlador para el faser de la tensión del convertor

El diagrama del controlador para el faser de tensión, se aprecia en la figura 4.16.

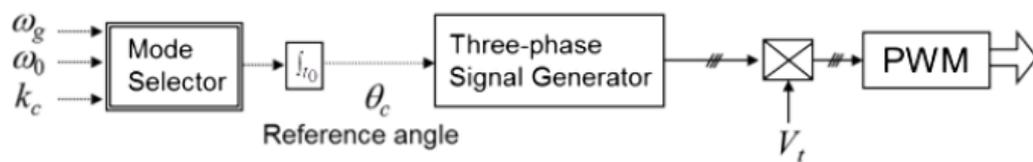


Figura 4.16
Controlador para la tensión de salida del convertor [3]

Para poder obtener la señal de control, necesaria para realizar la compensación de frecuencia, el controlador utiliza como datos de entrada: ω_g , ω_0 , V_t y k_c . El controlador utiliza k_c y la ecuación de la figura 4.13(c).

4.3.4 Implementación del controlador en un convertor para controlar la frecuencia

Bajo el supuesto que la fuente de tensión del convertor (las baterías), es ideal, y con una frecuencia de los generadores sincrónicos (la red) de 60 hz, el artículo de referencia [3], simuló el controlador con $k_c = 0,5$ y se obtuvieron las gráficas de la figura 4.17.

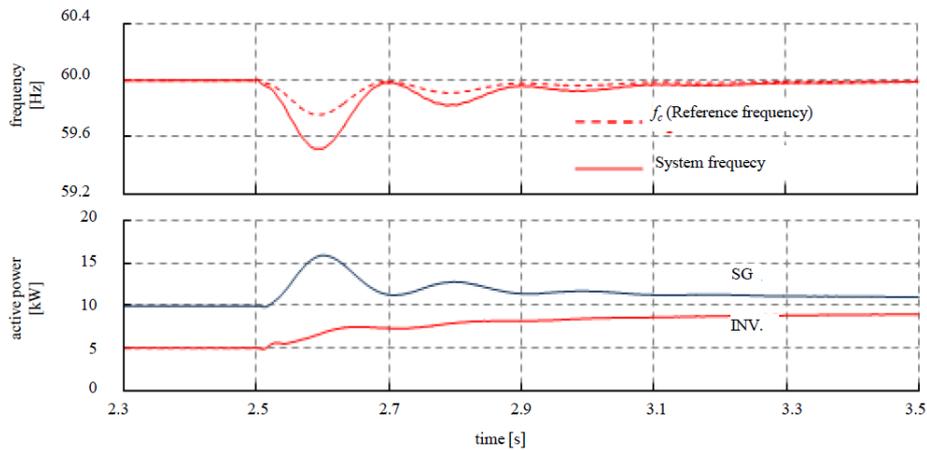


Figura 4.17

Respuesta de la frecuencia al ser compensada con potencia activa para $k_c = 0,5$ [3]. No se encuentra graficada la evolución de la potencia activa de la carga

Sin utilizar el banco, cuando hay un aumento repentino de la carga en la red, la frecuencia del sistema decae. Los generadores sincrónicos en esta situación, comienzan a aumentar la potencia activa que entregan, para compensar la caída. Siendo la potencia mayor al comienzo respecto a la que se necesita en el equilibrio.

Al utilizar el banco, la evolución de la frecuencia queda como en el punteado. El banco entrega potencia activa y logra atenuar la oscilación de la frecuencia, hasta que se alcanza el valor de régimen permanente (60 Hz). Respecto al escenario sin banco, disminuye la caída en un 50% aproximadamente.

Luego se simuló qué sucede si aumenta el valor de k_c . Ver figura 4.18

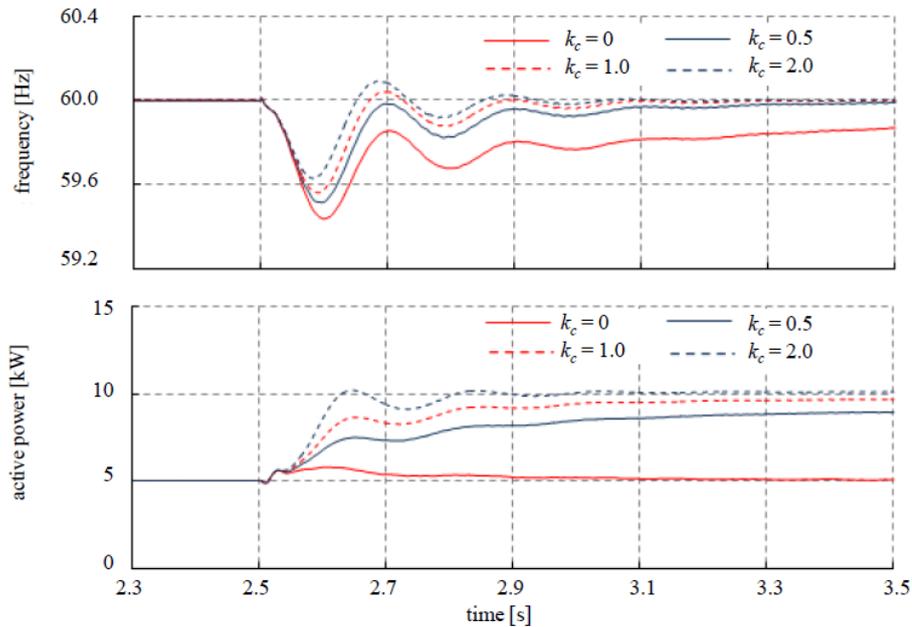


Figura 4.18

Respuesta de la frecuencia al ser compensada con potencia activa para diferentes valores de k_c [3]. No se encuentra graficada la evolución de la potencia activa de la carga

Es evidente que, a mayor k_c disminuye la caída de la frecuencia, y el sistema logra llegar al equilibrio más rápido. Se puede apreciar además, que si la red tuviese comprometida su capacidad de generación, la frecuencia quedaría debajo del valor de referencia (gráfica para $k_c = 0$)

En resumen, en lo que respecta al impacto sobre la red, se aprecia que en las débiles el banco compensa de forma satisfactoria la frecuencia. La limitante de los bancos para realizar esta función, es la potencia activa. No todos los bancos pueden suministrar la cantidad que se necesite y por el tiempo que sea necesario. La potencia reactiva, como se verá en el siguiente apartado, no presenta límites de tiempo. Ya que si el banco está bien dimensionado, puede suministrarla por un tiempo indeterminado.

4.4 Compensación de reactiva con el convertidor

En este apartado lo primero que haremos será definir el concepto de potencia reactiva. Luego se procederá a explicar cuál es la relación entre el banco de baterías y la red (en términos de potencia y energía) y el vínculo del condensador DC-link y la inductancia de acople (con la potencia reactiva). Por último, y no menos importante, se analiza qué impacto tiene esto sobre las baterías y cómo controlarlo.

La potencia reactiva es la potencia utilizada para la formación de los campos eléctricos y magnéticos. Ésta fluctúa en cada ciclo de operación, entre los componentes y la fuente de energía. Su unidad es el *Var*.

Uno de sus principales efectos, es el aumento de las corrientes por el sistema, respecto de las mínimas necesarias para suministrar la potencia activa demandada.²

Para entender cuál es el vínculo entre la potencia reactiva y el banco de baterías, estudiaremos el circuito de la figura 4.19. En este caso, se trata de un convertidor AC-DC bidireccional full bridge.³

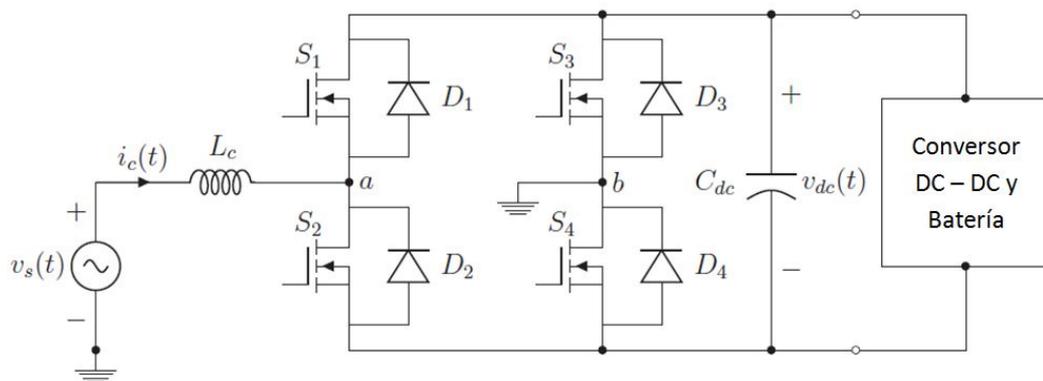


Figura 4.19
Convertidor AC-DC bidireccional full-bridge [5]

Lo primero que se analizará del circuito, es la transferencia de potencia del lado de alterna hacia la red. Para esto se lo puede reducir al de la figura 4.20.

² Extraído del material de referencia del curso de Medidas Eléctricas

³ Esta sección toma como referencia para su desarrollo el trabajo [5]

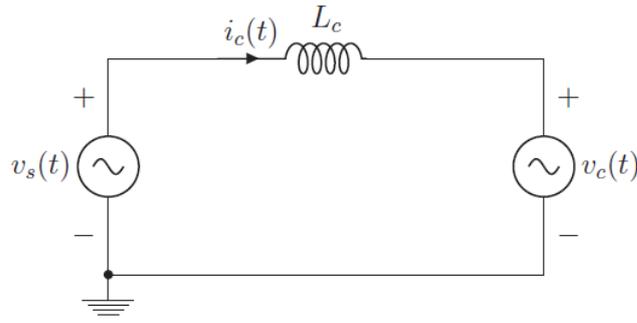


Figura 4.20
Equivalente de la red y la bobina de acople desde el convertidor [5]

La red se modela como una fuente de tensión sinusoidal $v_s(t)$, la inductancia de la línea y de acople se expresa como L_c y la tensión en bornes del convertidor $v_c(t)$.

$$\begin{aligned} v_s(t) &= \sqrt{2}V_s \sin(\omega t) = \sqrt{2}V_s \cos(\omega t - \frac{\pi}{2}) \\ v_c(t) &= \sqrt{2}V_c \sin(\omega t - \delta) = \sqrt{2}V_c \cos(\omega t - \delta - \frac{\pi}{2}) \\ \omega &= 2\pi f \end{aligned} \quad (4.9)$$

En la ecuación anterior, $v_c(t)$ está retrasada δ respecto de v_s . Ya que la potencia activa (P), la reactiva (Q) y la aparente (S) que entrega la red, son positivas hacia el convertidor (se considera que él mismo, está en proceso de carga).

Las expresiones anteriores se pueden representar en fasores:

$$\begin{aligned} \vec{V}_s &= \sqrt{2}V_s e^{-j\frac{\pi}{2}} \\ \vec{V}_c &= \sqrt{2}V_c e^{-j(\delta + \frac{\pi}{2})} \\ \vec{V}_L &= j\omega L_c \vec{I}_c \end{aligned} \quad (4.10)$$

Donde se cumple:

$$\vec{V}_s = \vec{V}_L + \vec{V}_c \quad (4.11)$$

Como inicialmente debemos calcular la potencia que entra en la red, entonces despejamos \vec{I}_c

$$\begin{aligned} \vec{I}_c &= \sqrt{2}I_c e^{-j\alpha} \\ i_c(t) &= \sqrt{2}I_c \cos(\omega t - \alpha) \end{aligned} \quad (4.12)$$

Si la escribimos en función de seno:

$$i_c(t) = \sqrt{2}I_c \sin(\omega t - \alpha + \frac{\pi}{2}) = \sqrt{2}I_c \sin(\omega t - \theta) \quad (4.13)$$

La potencia instantánea que entrega la red en función del tiempo se obtiene sustituyendo en las ecuaciones 4.9 y 4.13

$$p_s(t) = v_s(t)i_c(t) = V_s I_c \cos(\theta) - V_s I_c \cos(2\omega t - \theta) \quad (4.14)$$

La potencia instantánea por la inductancia queda:

$$p_L(t) = v_L(t)i_c(t) = \omega L_c I_c^2 \sin(2\omega t - 2\theta) \quad (4.15)$$

Por lo tanto, la potencia instantánea que recibe el cargador se puede escribir como:

$$p_c(t) = p_s(t) - p_L(t) = V_s I_c \cos(\theta) - V_s I_c \cos(2\omega t - \theta) - \omega L_c I_c^2 \sin(2\omega t - 2\theta) \quad (4.16)$$

Esta potencia se puede separar en dos términos, la potencia promedio y el componente de Ripple (al doble de la frecuencia de la red):

$$\begin{aligned} P_{ave} &= V_s I_c \cos(\theta) \\ P_{ripple}(t) &= -(V_s I_c \cos(2\omega t - \theta) + \omega L_c I_c^2 \sin(2\omega t - 2\theta)) \end{aligned} \quad (4.17)$$

El componente de Ripple se puede reescribir de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} P_{ripple}^- &= P_{ripple} e^{j\beta} \\ P_{ripple} &= \sqrt{(V_s I_c)^2 + (\omega L_c I_c^2)^2 - 2\omega L_c V_s I_c^3 \sin(\theta)} \\ \beta &= \tan^{-1}\left(\frac{V_s I_c \sin(\theta) + \omega L_c I_c^2 \cos(2\theta)}{-V_s I_c \cos(\theta) + \omega L_c I_c^2 \sin(2\theta)}\right) \end{aligned} \quad (4.18)$$

A su vez, P_{ripple} se puede escribir en función de P , Q y S

$$\begin{aligned} P_{ripple} &= \sqrt{S^2 + \left(\omega L_c \frac{S^2}{V_s^2}\right)^2 - 2\omega L_c \frac{S^2}{V_s} Q_s} \\ Q_s &= \frac{V_s}{\omega L_c} (V_s - V_c \cos(\delta)) \end{aligned} \quad (4.19)$$

Así podemos reescribir la ecuación 4.16 como

$$p_c(t) = P_{ave} + p_{ripple}(t) = V_s I_c \cos(\theta) + P_{ripple} \cos(2\omega t + \beta) \quad (4.20)$$

Este resultado significa que la potencia oscilante (el término de Ripple) sólo se puede almacenar en algún componente que interactúe con la potencia reactiva. Si se observa el convertidor del circuito de la figura 4.19, el único componente que cumple estas condiciones, es el condensador DC-link. Cuando el convertidor aporta o consume potencia reactiva, el término P_{ripple} cambia. Por lo tanto, el condensador DC-link del banco de baterías tiene un papel fundamental, ya que dependiendo de su magnitud, se afecta el intercambio de potencia reactiva con la red.

Para terminar de entender esto, se puede calcular la energía que entrega la red, para la P_{ripple} calculada.

$$E_{ripple} = \frac{1}{\omega} \sqrt{S^2 + \left(\omega L_c \frac{S^2}{V_s^2}\right)^2 - 2\omega L_c \frac{S^2}{V_s^2} Q_s} \quad (4.21)$$

La energía almacenada en el condensador DC-link, en un ciclo es:

$$\Delta E_{max} = C_{dc} \Delta V_{dc} V_{dc} \quad (4.22)$$

Donde ΔV_{dc} es el máximo voltaje de Ripple pico a pico.

Si suponemos que no hay pérdidas en el sistema, de las dos ecuaciones anteriores se puede calcular la capacitancia del convertidor como:

$$C_{dc} = \frac{\sqrt{S^2 + \left(\omega L_c \frac{S^2}{V_s^2}\right)^2 - 2\omega L_c \frac{S^2}{V_s^2} Q_s}}{\omega \Delta V_{dc} V_{dc}} \quad (4.23)$$

Esta fórmula implica que el valor del condensador depende directamente de la E_{ripple} , y por lo tanto, de la potencia reactiva que se intercambia con la red. Esto verifica nuestra conclusión de que la potencia reactiva interactúa con el condensador.

Este valor es el más chico que debe tener el condensador para cumplir con los requerimientos. Si se escogiese uno mayor, no se afectaría el sistema, y en teoría, sólo aumentaría la capacidad del banco de poder manejar más reactiva.

Si se modifica el valor de S y Q , se puede estudiar la relación entre la E_{ripple} y la potencia. Y por lo anterior, entre C_{dc} y la potencia. Si se modifica Q , pasando el convertidor de un comportamiento plenamente inductivo a capacitivo, de la ecuación 4.21 sabemos que la E_{ripple} va en aumento. Esto se aprecia en la figura 4.21.

Si $S = -3,3kVar$ y Q varía de S a $-S$, la E_{ripple} toma su valor máximo cuando $Q = -S$ (puramente capacitivo). En conclusión, para que el banco pueda aportar $-S \leq Q \leq S$, el condensador debe poder almacenar toda la E_{ripple} , cuando el sistema solo consume reactiva.

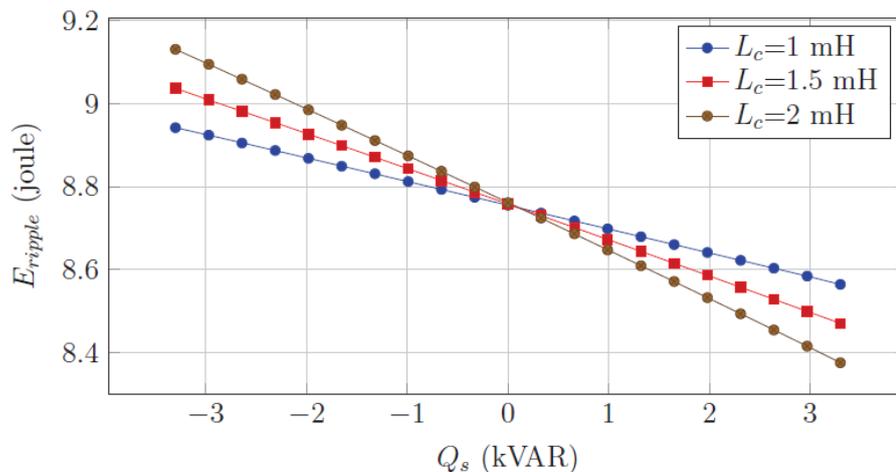


Figura 4.21

Relación entre la energía oscilante y la potencia reactiva para diferentes valores de L_c [5]

Otro aspecto importante es la relación entre la E_{ripple} y la inductancia de acople. La energía circula entre el condensador y la inductancia en cada ciclo, entonces, si la energía que el condensador debe almacenar aumenta, también lo debe hacer la magnitud de la inductancia de acople.

Entonces, en base a todo lo referido, es posible que el banco opere en los cuatro cuadrantes del diagrama de potencia, tal y como se aprecia en la figura 4.22. Para esto es necesario realizar un correcto dimensionamiento del condensador DC-link y la inductancia de acople.

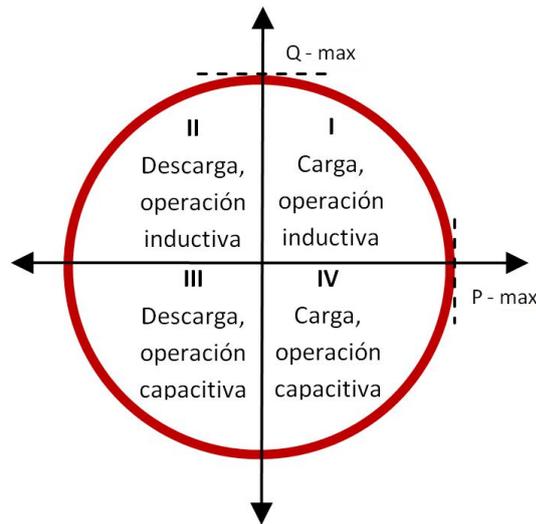


Figura 4.22

Diagrama de operación para las potencias activa y reactiva, basada en [5]

Para terminar, debemos analizar el impacto sobre las baterías, siendo uno de los resultados que más nos interesa. Como ya fue mencionado, la potencia reactiva se almacena en los condensadores e inductancias, entonces, cuando el banco de baterías sólo compensa potencia reactiva, no se descargan las mismas [4]. De hecho, el convertor DC-DC está totalmente desconectado de la red, por lo que las baterías no sufren ningún tipo de desgaste (a excepción de la autodescarga). Cuando las baterías se cargan y descargan, el convertor puede compensar reactiva simultáneamente, y para las baterías, será el mismo escenario que si el convertor sólo intercambiara potencia activa con la red.

Esta propiedad es muy importante. En la actualidad se utilizan bancos de condensadores para la compensación de potencia reactiva, y la misma es por pasos fijos. Esto significa que es muy difícil alcanzar un factor de potencia unitario, lo que acarrea mayores pérdidas Joule y menos capacidad de transmitir potencia activa. Utilizar el convertor del banco, para compensar reactiva permite:

- *Tener una compensación dinámica de la potencia reactiva, conlleva dentro de determinados límites de operación, a un factor de potencia unitario (pérdidas de activa en su mínimo y la capacidad de transmisión máxima)*
- *Tener compensación de potencia inductiva (la red sólo posee capacitiva sin los convertidores).*

4.5 Supresión de armónicos con el conversor

En esta sección se analizará cómo detectar armónicos, suprimirlos, y adicionalmente, se consigue compensar reactiva (bajo el supuesto que la red se encuentra balanceada). La detección de armónicos, se hace a través de un filtro pasa-bandas BUTTERWORTH, y la compensación de reactiva, se diseña considerando una carga no lineal.⁴

La potencia reactiva y los armónicos, existen debido a la presencia de cargas no lineales (transformadores saturados, interruptores hechos con semiconductores, etc). Esto es perjudicial para la red, ya que se aumentan las pérdidas y se reduce la capacidad de transporte de potencia activa. Como alternativas para solucionar estos problemas, además del banco de baterías, existen los SVC (compensadores estáticos de reactiva) y APF (active power filter).

En la figura 4.23, se aprecia el bloque del controlador para llevar a cabo la detección de armónicos y compensación de reactiva. Éste utiliza como base de su funcionamiento, la teoría de la potencia instantánea.

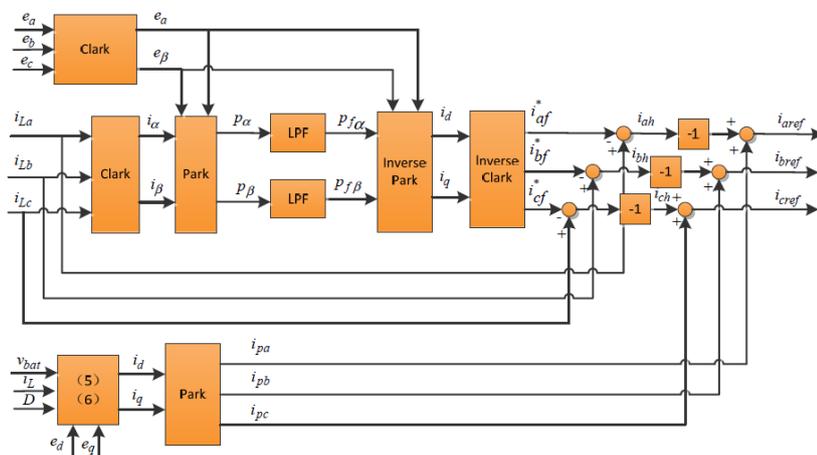


Figura 4.23
Diagrama de bloques para un controlador que compensa armónicos [6]

A continuación se da una breve explicación de cómo funciona este controlador. Para más detalles se sugiere consultar el documento [6]. Los parámetros de entrada para el controlador son: las tensiones de fase de la red (e_a, e_b, e_c), las corrientes por la carga no lineal (i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}), la tensión por la batería (V_{bat}) y la corriente por la batería (i_L).

En el bloque cuyas entradas son e_a, e_b y e_c , se realiza una transformación de Clark, considerando que las tensiones de la red pudiesen no estar balanceadas. Así se obtienen dos tensiones en un marco estacionario (e_α, e_β)

$$\begin{bmatrix} e_\alpha \\ e_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{3} \begin{bmatrix} \sum_{n=1}^{\infty} e_n \sin(n\omega t + \varphi_n) \\ \sum_{n=1}^{\infty} \pm e_n \cos(n\omega t + \varphi_n) \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

⁴ Esta sección toma como referencia para su desarrollo el trabajo [6]

Este procedimiento se repite para el bloque cuyas entradas son i_{la} , i_{lb} e i_{lc} (considerando que son asimétricas y que contienen armónicos de alto orden)

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{3} \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^{\infty} I_n \sin(n\omega t + \varphi_n) \\ \sum_{i=1}^{\infty} \pm I_n \cos(n\omega t + \varphi_n) \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

Utilizando la teoría de la potencia instantánea, la potencia activa y reactiva quedan:

$$\begin{cases} p_\alpha = e_\alpha i_\alpha + e_\beta i_\beta \\ p_\beta = e_\beta i_\alpha - e_\alpha i_\beta \end{cases} \quad (4.26)$$

Para dichas potencias, los componentes a la frecuencia fundamental se escriben de la siguiente manera:

$$\begin{cases} p_{f\alpha} = 3e_1 I_1 \sin(\omega t + \varphi_1)^2 \\ p_{f\beta} = 3e_1 I_1 \cos(\omega t + \varphi_1)^2 \end{cases} \quad (4.27)$$

Utilizando la inversa de Clark se obtiene:

$$\begin{bmatrix} i_{af} \\ i_{bf} \\ i_{cf} \end{bmatrix} = \frac{1}{3E_1^2} C_{23} \begin{bmatrix} \cos(\omega t + \varphi_1) & \sin(\omega t + \varphi_1) \\ -\sin(\omega t + \varphi_1) & \cos(\omega t + \varphi_1) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{p}_\alpha \\ \bar{q}_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{2} I_1 \begin{bmatrix} \sin(\omega t + \varphi_1) \\ \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \varphi_1) \\ \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \varphi_1) \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

De esta última expresión se obtienen i_{ah} , i_{bh} e i_{ch} , que corresponden a los componentes de mayor orden que se desea compensar:

$$\begin{cases} i_{ah} = i_a - i_{af} \\ i_{bh} = i_b - i_{bf} \\ i_{ch} = i_c - i_{cf} \end{cases} \quad (4.29)$$

Estos componentes son los que producen los armónicos y la reactiva. Si no se tuviese un banco de baterías con un convertidor (u otra forma de atenuación), entonces la red estaría afectada por un alto THD. Esto representaría deficiencias en la calidad del servicio, como un aumento de las pérdidas.

Las entradas V_{bat} e i_L permiten obtener las salidas i_{pa} , i_{pb} e i_{pc} . Las mismas corresponden a los valores que debe entregar el banco (con el convertidor funcionando como inversor) para cubrir la demanda de la red.

De esta manera se obtiene, la corriente de referencia para el inversor, que permite cubrir la demanda de la red y los armónicos a compensar:

$$\begin{cases} i_{aref} = i_{ah} + i_{pa} \\ i_{bref} = i_{bh} + i_{pb} \\ i_{cref} = i_{ch} + i_{pc} \end{cases} \quad (4.30)$$

A continuación, se desarrolla todo lo expresado en un marco hipotético. Se parte de un escenario con alto THD, y se aplica el controlador para solucionar el problema. En la figura 4.24 se aprecia cómo son las condiciones iniciales.

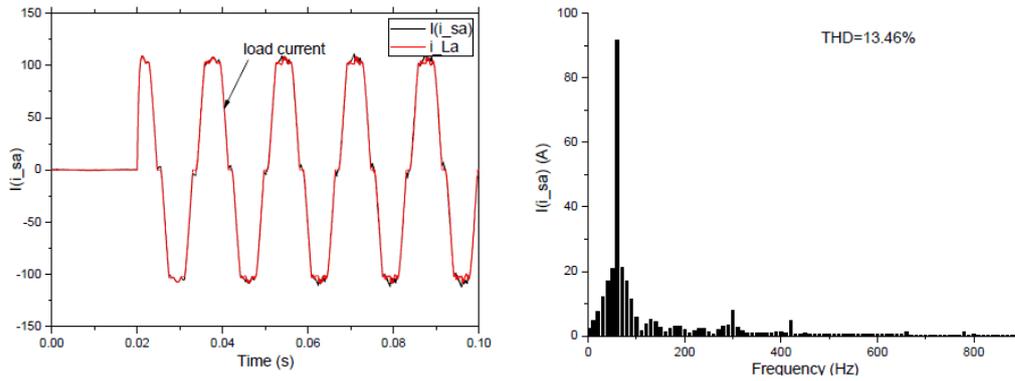


Figura 4.24
Corriente por la línea cuando la única carga conectada es no lineal y su THD correspondiente [6]

En la figura 4.24, se observa que una carga no lineal alimentada sólo por la red, distorsiona la corriente por la misma, aumentando su THD a 13,46% (este valor es superior al mínimo permitido). Las distorsiones afectan a otros usuarios de la red (en puntos cercanos) y aumentan las pérdidas.

Si se utiliza el controlador propuesto, se aprecia que a partir de $t = 50ms$ (punto de inicio de funciones), la corriente por la red se vuelve más sinusoidal y su THD pasa a valer 1,89%. Ver figura 4.25. Este THD cumple con la normativa (menor al 5%) y la compensación es sólo para los armónicos, no se compensa reactiva.

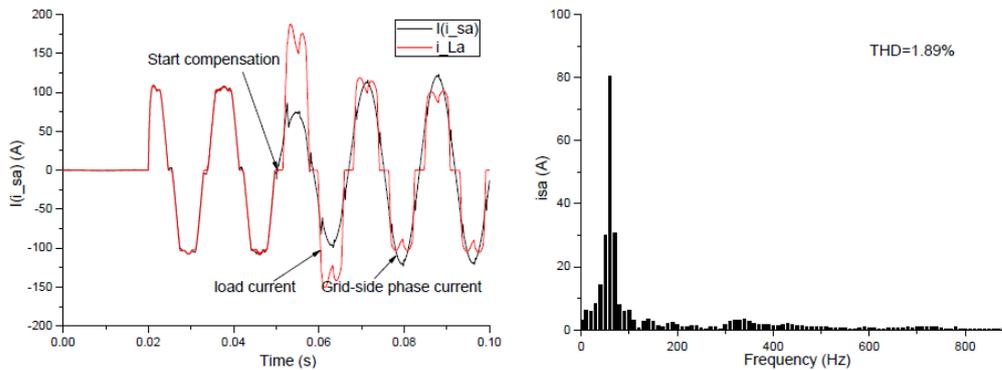


Figura 4.25
Corriente por la línea cuando se compensan los armónicos con el banco [6]

Si además de compensar los armónicos, se compensa la potencia reactiva, la corriente por la red evoluciona como en la figura 4.26. La compensación de potencia reactiva se aprecia en $t = 150ms$, ya que se consigue adicionalmente disminuir la magnitud de la corriente.

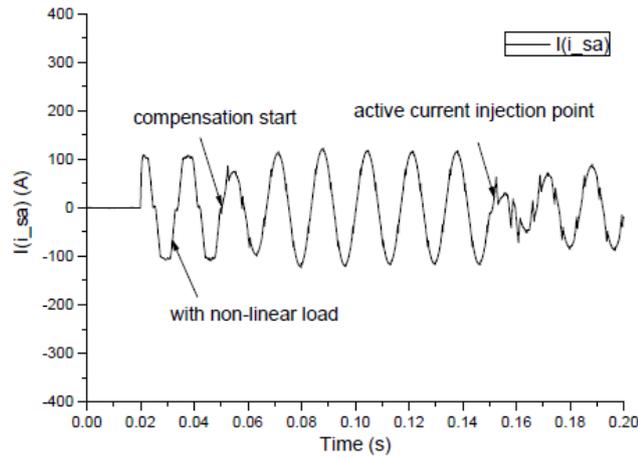


Figura 4.26

Corriente por la línea, se compensan los armónicos a los 0,05 s y los armónicos y la reactiva a los 0,15 s [6]

Por último, es de interés determinar, cómo este modo de operación impacta en las baterías, y para ello analizaremos los resultados de la figura 4.27. Estos corresponden a un experimento, donde el controlador operó un banco de baterías de ion de litio.

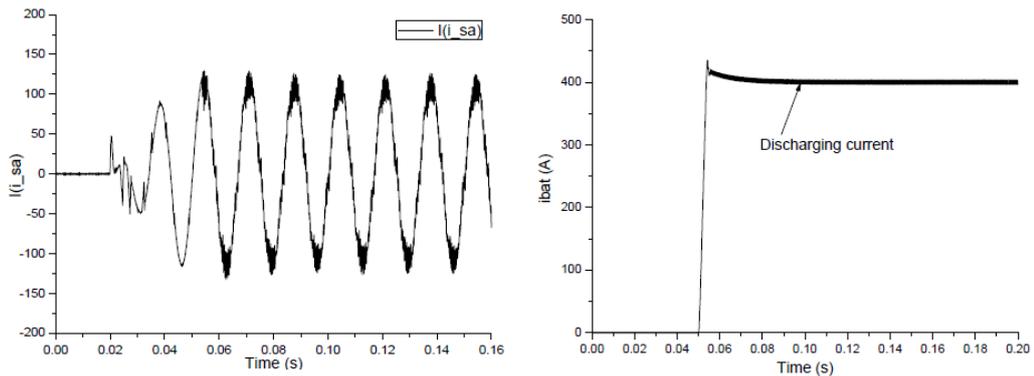


Figura 4.27

Izq. Corriente por la línea obtenida experimentalmente. Der. corriente a través de las baterías [6]

Inicialmente no hay cargas conectadas en la red, por lo que la corriente inicial es nula.

A los 0,02s se conecta la carga no lineal a la red, tal y como lo muestra la distorsión. La corriente ahora es producto de la interacción de la carga no lineal con la red.

A los 0,05s se comienza la compensación de armónicos. Como se ve en la figura 4.27, dicha compensación se logra a través de la descarga de las baterías.

Esta conclusión es fundamental y permite afirmar, que para controlar el THD de la red, utilizando un banco de baterías, se deben descargar las mismas. Por lo que la eficiencia de esta función depende de las dimensiones del banco.

A los 0,15s, utilizando los resultados de la simulación, se esperaría que el experimento realice la compensación de reactiva. Por lo expuesto, sabemos que la corriente por la batería no debería cambiar, ya que la compensación de reactiva depende del condensador DC-link y no del banco. Este resultado se comprueba, ya que la corriente por la batería a los 0,15s mantiene su valor previo.

4.6 Conclusiones

En este capítulo se analizó el funcionamiento de los componentes de un banco de baterías. En especial, que impacto tienen sobre las baterías los diferentes modos de operación del convertidor.

En la figura 4.28, se resumen los modos de operación del convertidor, visto desde la red:

#	P	Q	Modo de operación del convertidor
1	Cero	Positivo	Inductivo
2	Cero	Negativo	Capacitivo
3	Positivo	Cero	Carga
4	Negativo	Cero	Descarga
5	Positivo	Positivo	Carga e inductivo
6	Positivo	Negativo	Carga y capacitivo
7	Negativo	Positivo	Descarga e inductivo
8	Negativo	Negativo	Descarga y capacitivo

Figura 4.28

Tabla de modos de operación

Por otro parte, en lo que respecta a los modos de funcionamiento se destaca:

- La compensación de reactiva no descarga las baterías. Su valor depende de las magnitudes del condensador y la inductancia de acople
- Se puede reducir el THD de la corriente por la red, en presencia de cargas no lineales, al descargar las baterías y utilizar un controlador apropiado
- Se puede contribuir a controlar la frecuencia, al descargar las baterías. Principalmente en redes débiles
- Se puede tener control sobre la potencia activa.

A modo de cierre del capítulo, se elabora una lista que recopila las distintas funciones que ofrecen los fabricantes de convertidores. Ver 4.29.

Función	Descripción
Field selectable	Control del factor de potencia para operar en los 4 cuadrantes
Frequency ride through (FRT)	Capacidad de mantenerse funcionando cuando la frecuencia de la red decae
Low voltage ride through (LVRT)	Capacidad de mantenerse funcionando cuando la tensión de la red decae
High voltage ride through (HVRT)	Capacidad de mantenerse funcionando cuando la tensión de la red aumenta
Islanding detection	Detecta cuando la red no suministra energía y deja de funcionar
Output voltage	La tensión de salida es regulable
Black start capability	Puede iniciar su operación sin necesidad de energía de la red
Grid Fault detection	Capacidad para detectar las corrientes de falta por la red
Generator emulation control mode	Permite emular el comportamiento de un generador para compensar la frecuencia

Figura 4.29

Resumen de funciones [2][1]

4.7 Referencias

- [1] *890GTB Battery Inverter Product Manual*. Versión 1. Parker EGT. 2014 (vid. pág. 78).
- [2] *Grid Connect Interface for Energy Storage Systems Technical Catalogue*. Versión D. ABB Ltd. 2015 (vid. pág. 78).
- [3] Masahide Hojo, Ryo Ikeshita, Yoshinobu Ueda y Toshihisa Funabashi. «Phasor Control of Converter Output Voltage for Frequency Regulation». En: *Scientific Research* (2014) (vid. págs. 63-68).
- [4] Mithat C. Kisacikoglu, Burak Ozpineci y Leon M. Tolbert. «Reactive Power Operation Analysis of a Single-Phase EV/PHEV Bidirectional Battery Charger». Tesis de lic. The University of Tennessee, 2012 (vid. pág. 73).
- [5] Mithat Can Kisacikoglu. «Vehicle-to-grid (V2G) Reactive Power Operation Analysis of the EV/PHEV Bidirectional Battery Charger». Tesis doct. The University of Tennessee, 2013 (vid. págs. 56, 57, 59-62, 69, 70, 72, 73).
- [6] Bo Long, Ji Hyoung Ryu, Shin Teak Lim y Kil To Chong. «Design and Control of a Multi-Functional Energy Recovery Power Accumulator Battery Pack Testing System for Electric Vehicles». Tesis de lic. The University of Tennessee, 2014 (vid. págs. 56, 62, 74, 76, 77).
- [7] Brij N. Singh, Ambirsh Chandra, Kamal Al-Haddad, Ashish Pandey y Dwarka P. Kothari. «A Review of Three-Phase Improved Power Quality AC-DC Converters». En: *IEEE* (2004) (vid. pág. 59).

Aplicaciones de los bancos de baterías en la red eléctrica

Siglas utilizadas en el documento

<i>ESS</i>	—	Energy Storage System
<i>BES</i>	—	Battery Energy Storage
<i>BESS</i>	—	Battery Energy Storage System
<i>RES</i>	—	Renewable Energy System
<i>SOC</i>	—	State Of Charge
<i>O&M</i>	—	Operation and Maintenance
<i>EV</i>	—	Electric Vehicle

5.1 Introducción

El almacenamiento de energía cumple un importante rol en los sistemas de distribución eléctrica. En la actualidad existen varias tecnologías diferentes para acumular energía como son el bombeo de agua, el volante de inercia o la acumulación de aire comprimido, todas ellas tienen sus ventajas y desventajas, más allá de eso en este trabajo se pondrá énfasis únicamente en el almacenamiento de energía mediante bancos de baterías, o BESS por su nombre en inglés Battery Energy Storage System.

Esta tecnología ofrece varias ventajas en comparación con la producción de energía térmica, una de ellas es la rápida respuesta ante variaciones de la demanda, en comparación con la respuesta más lenta de las plantas térmicas. Se espera que los BESS provoquen un cambio de paradigmas en materia de generación eléctrica, esto sería a consecuencia de la inserción de fuentes de energías renovables (RES por sus siglas en inglés Renewable Energy Source). Debido a su generación de carácter intermitente y las

necesidades de abastecer la demanda instante a instante, los BESS se ofrecen como una alternativa para solucionar este problema venidero.

A esta altura se podría decir que, en el pasado se utilizaba el almacenamiento de energía eléctrica para optimizar el despacho a partir de la generación térmica, capitalizando su alto valor en función de la demanda existente en cada momento.

Pero por otro lado, los sistemas eléctricos del mañana utilizarán el almacenamiento de energía como una de las muchas herramientas disponibles para alinear la generación de energía con la demanda, especialmente con la incorporación de las RES.

Particularmente, tanto la energía Eólica como la energía Solar se encuentran disponibles en determinados momentos, definidos básicamente por la naturaleza, pero eso no coincide necesariamente con la demanda eléctrica.

Los desafíos en la variabilidad son más significativos si el aporte de energías que no son consideradas firmes como las RES, aportan entre el 10 y 15 % de la potencia total, como es el caso de Uruguay donde los valores de participación de este tipo de energías estuvo por el 13 % en 2014 (www.adme.com.uy).

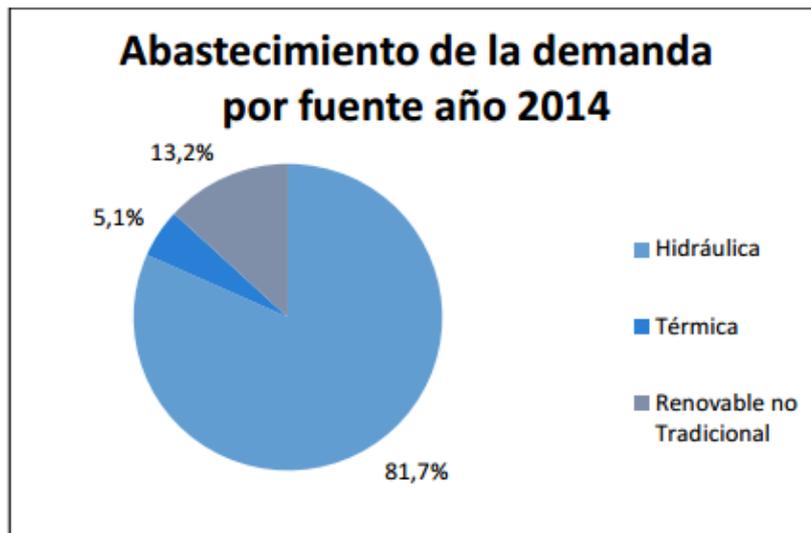


Figura 5.1
Abastecimiento de la demanda por fuente. Tomado de [14].

De hecho se prevé para este año que la potencia instalada solo de Eólica alcance el 28% de la matriz eléctrica nacional, como puede verse en la figura 5.2.

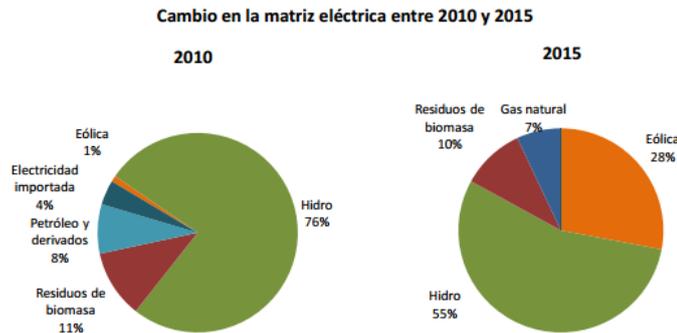


Figura 5.2
Matriz eléctrica entre 2010 y 2015 en Uruguay. Tomando de [10].

En este capítulo se repasaran las aplicaciones principales que tienen los BESS conectados en la red de distribución y bajo un funcionamiento en isla (aislado de la red), analizando sus beneficios en pos de mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica.

A nivel mundial existe una tendencia en el desarrollo de tecnologías de generación que no utilicen derivados del petróleo y que sean limpias y sustentables. La tendencia más marcada viene por el lado de conseguir un sistema eléctrico netamente alimentado por energías de origen renovable.

Este hecho hace necesario embarcarse en una serie de aspectos importantes para lograr un correcto despacho de energía, según [8] los más destacados son:

- Eficiencia energética y la respuesta a la demanda.
- Generación diversificada y distribuida a lo largo del territorio.
- Habilidad para aportar recursos al mercado mediante las redes de transmisión dándoles una utilización oportuna.
- Almacenamiento de energía (BESS o cualquier otro).
- El desarrollo de medios de comunicación dentro de los servicios eléctricos en las redes, con el fin de integrar correctamente todos los pasos anteriores.

Es necesario entender a los BESS como parte integral de todos los ítems anteriores que apuntan a mejorar la gestión de las redes eléctricas basadas en energías renovables. Según [15] los BESS son una de las herramientas que se deben utilizar eficientemente para lograr alinear correctamente la generación de energía mediante energías renovables y la demanda.

En la figura 5.3 se puede ver una posible localización de un BESS, en una red eléctrica que contiene entre otras cosas la generación distribuida mediante el uso de energías renovables.

5.2 Caracterización del los BESS

Como se puede ver en cuadro 5.1 la elección del tipo de banco de baterías a utilizar no es directa. La decisión depende de varios factores pero fundamentalmente de la

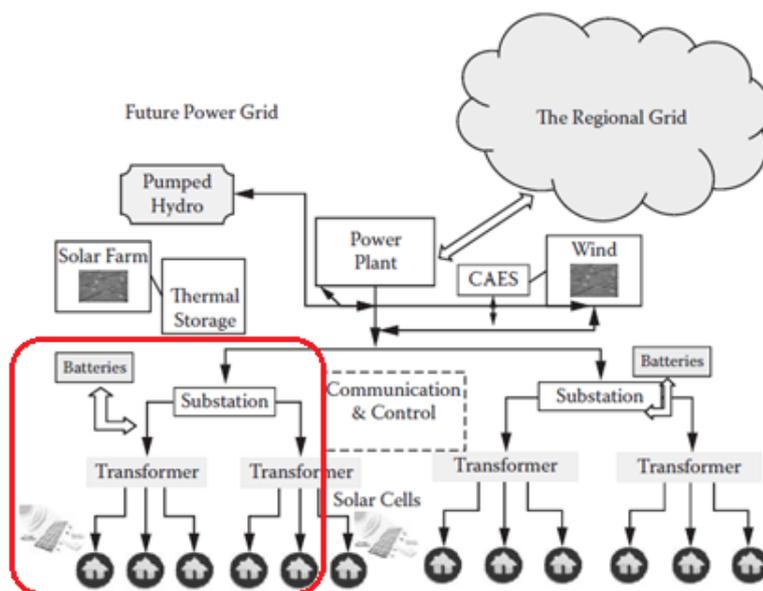


Figura 5.3
Ejemplo de conexión de un BESS en una red de distribución. Tomado de [8].

aplicación que se busca. En este sentido según [17] las aplicaciones pueden dividirse en 3 grupos, por un lado están las aplicaciones donde se busca un funcionamiento de larga duración, de duración media con rápida respuesta y corta duración pero de gran frecuencia de utilización.

Tipo de aplicación	Ejemplo de aplicación	Rango de potencia (MW)	Tiempo de respuesta	Tiempo de descarga	Ciclos por año	Vida útil	Tipo de sistema BES
Larga duración	Gran almacenamiento de energía	10	min	4-8 h	250-300	20	PHS, CAES, Lead-acid, NaS, Ni-Cd, VRFB, Fe-Cr
Duración media-respuesta rápida	Reserva móvil, soporte transmisión y distribución	1-10	s-min	0,5-2 h	300-400	15	Lead-acid, NaS, Li-ion
Corta duración, alta frecuencia	Regulación de frecuencia, integración de las RES, calidad de potencia	0,1-2	ms-s	< 0,25 h	+1000	10	Flywheel, Lead-acid, Li-ion

Cuadro 5.1
Elección del banco en función de la utilización.

En este sentido se puede ver que los BESS basados en baterías de iones de litio son de utilidad en los casos de media y corta duración. Es sobre este contexto que se analizará su desempeño.

En la figura 5.4 puede verse la zona de utilidad de las distintas tecnologías existentes para el almacenamiento de energía.

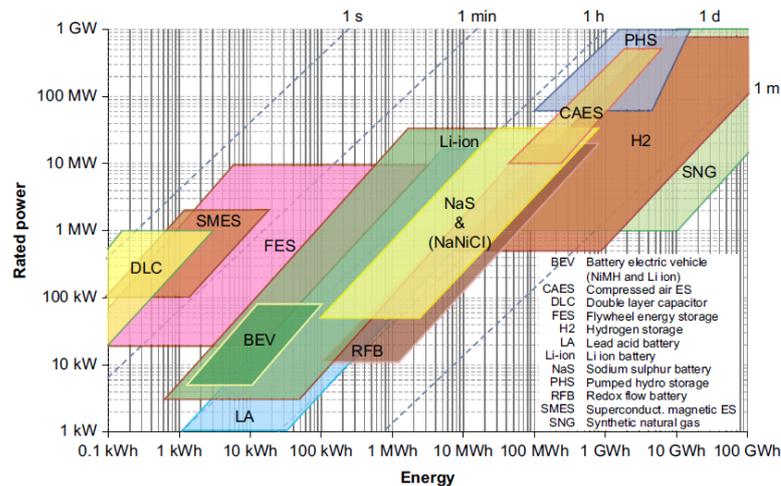


Figura 5.4 Distintos ESS caracterizados en función de su capacidad y su rango de potencia. Tomado de [15]

Como se puede apreciar en la figura 5.4, los BESS basados en baterías de Iones de Litio oscilan entre 2 kW y los 10 MW de potencia, mientras que en los casos de mayor capacidad pueden llegar incluso a los 100 MWh.

5.3 Aplicaciones principales de los BESS

Si hay algo que caracteriza a los BESS es su versatilidad, son varias las funciones importantes que estos sistemas pueden realizar tanto en la modalidad On Grid (Conectado a la red), como en isla. En la figura 5.5 puede apreciarse una distribución que generalmente cumplen los BESS conectados a la red.

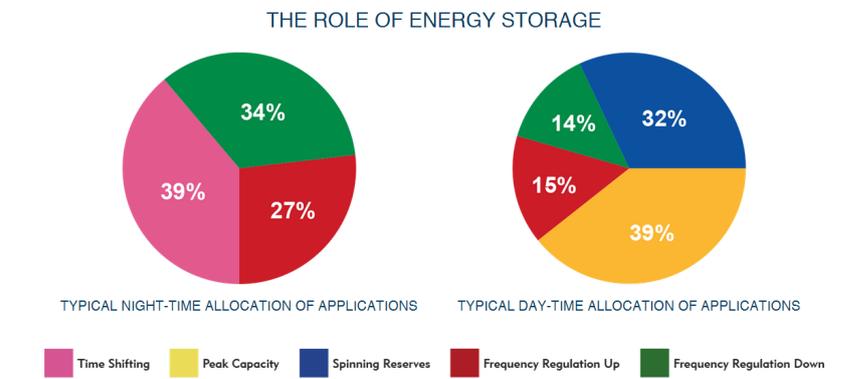


Figura 5.5 Distribución de las funciones que realizan los BESS en el tiempo. Tomado de [1].

Las funciones descritas en la figura 5.5 están distinguidas según la franja horaria en la que se encuentren trabajando. Durante el día, su función principal es disminuir el pico de la demanda (39% del tiempo), mientras que en la noche su función principal es ejercer un control de frecuencia¹ con un 61% (34% regulación a la baja y un 27% regulación al alza).

¹ Esta función la cumplen en el caso de estar conectados a una Microgrid

Otra virtud que poseen los BESS está referida a un punto de vista logístico. Generalmente vienen dentro de contenedores, lo que facilita su transporte y su instalación en lugares rurales o aéreas suburbanas de difícil acceso. En la figura 5.6 puede verse su presentación más habitual, un contenedor de 40pies.



Figura 5.6
Banco de baterías típico. Tomado de [1].

En definitiva las aplicaciones de los BESS basados en baterías de Iones de Litio son variadas, pero más allá de la composición química que tengan, este trabajo se enfocará en las 4 funciones más utilizadas cuando operan conectados a la red de distribución:

- Reducción del pico de la demanda.
- Control de tensión mediante la inyección de energía reactiva.
- Control primario de frecuencia ².
- Funcionamiento combinado con las RES.

5.3.1 Reducción del pico de demanda

Una función importante de los BESS es la disminución del pico de la demanda mediante la inyección de potencia activa, esto contribuye tanto en la mejora de los valores de tensión en la red, como en la reducción de pérdidas en las líneas. Además permite postergar inversiones en redes cuya tasa de crecimiento sea baja.

Esta estrategia permite reducir la generación de energía derivada de fuentes de mayor costo marginal, disminuyendo los costos de generación y de O&M.

A lo largo de todo el territorio existen líneas con distintos niveles de demanda, factores como el clima o cierta actividad sazonal de una industria, pueden influir en el incremento de la demanda que debe soportar un determinado sector de la red. Esto puede ser paliado con esta tecnología dado su carácter móvil y su fácil integración al sistema. Es un ejemplo de las aplicaciones que pueden tener los BESS en la red eléctrica uruguaya donde las distancias dentro del territorio no son tan extensas en comparación con otros países.

² Solo cuando se encuentren conectados a una Microgrid

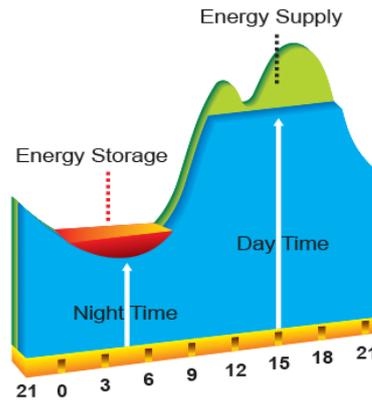


Figura 5.7
Reducción del pico de la demanda. Tomado de [1].

En la figura 5.7 se puede observar de forma gráfica el funcionamiento de los BESS bajo una lógica de contribuir en los períodos de alta demanda y recargarse en momentos de baja demanda.

La estrategia de utilización más atractiva desde el punto de vista económico radica en suministrar potencia durante los picos de demanda (horarios donde la energía es sensiblemente más cara) y recargarse en horarios fuera de punta, (normalmente en la madrugada) donde los costos de generación son menores.

Desde el punto de vista de un privado, la relación entre los precios de la energía que se dan, por ejemplo en la tarifa Medianos Consumidores 1 (MC1) según [2] es de 5 a 1, registrando un valor de $0,277 \text{ USD/kWh}^3$ en el horario comprendido entre las 18 : 00 – 22 : 00hs y de $0,055 \text{ USD/kWh}$ dentro del las 00 : 00 – 07 : 00hs.

Particularmente los BESS permitirían optimizar los ingresos por venta de energía a la red desde el punto de vista de un privado, aunque hoy en día esta modalidad no está permitida.

En el capítulo Escenarios se analizará con más detalle el impacto proyectado que tiene esta tecnología en 3 escenarios distintos dentro de la red uruguaya.

5.3.1.1. Capacidad óptima

Existen varios criterios para determinar cuál es la capacidad óptima a instalar de un BESS, ([5],[7],[12]). La idea principal siempre es minimizar el monto de la inversión a realizar, pero no solo priman argumentos económicos, la capacidad de los BESS en relación con la demanda deben ser tales que, proyectando un crecimiento a una tasa determinada, la red no se sobrecargue en al menos 10 años.

Según [12], el dimensionamiento óptimo de la capacidad del BESS debe realizarse basado en dos criterios importantes:

- Gestión de la Demanda
- Gestión de la Batería

³ Tipo de cambio utilizado \$26 por Dólar

5.3.1.2. Gestión de la Demanda

La estimación de la demanda en la hora pico resulta muy importante a la hora de establecer la capacidad del BESS. Dicha capacidad depende básicamente de la demanda máxima del sistema dentro de un periodo determinado de tiempo y del porcentaje de la misma que se busca reducir. Incluso conocer aproximadamente el patrón de la demanda dependiendo del día de la semana, la estación del año o cierta actividad local, ayuda en el correcto dimensionamiento. Nuevamente la elección de un banco de baterías que cumpla estos requisitos mínimos, pasará a plano netamente económico.

5.3.1.3. Gestión de la Batería

Este criterio tiene más sentido cuando se trata de baterías recicladas. Como se describe en la sección 5.4, las baterías de los autos eléctricos pueden utilizarse en aplicaciones de este tipo luego de cumplir su vida útil dentro del auto. Dichas baterías recicladas pueden funcionar juntas conformando un BESS. La vida útil del Banco dependerá obviamente del uso que haya tenido la batería en la primer etapa.

Por lo tanto su re-utilización requiere una estimación de la capacidad remanente al inicio de su nueva función, así como una maximización de su vida útil mediante un correcto control de su carga y descarga.

La extensión de la vida útil se puede lograr limitando la profundidad de la descarga (DOD), la misma se reduce rápidamente para descargas por debajo del 20 % del SOC, o si es sobrecargada superando el 90 % del SOC repetidamente. Por lo tanto el funcionamiento óptimo de la batería se encuentra en el intervalo 20-90 % del SOC.

Debido a lo anterior se torna indispensable una precisa determinación del SOC con el fin de conocer la capacidad remanente que posee la batería y de esta forma lograr optimizar su vida útil. Los métodos utilizados para su cálculo fueron repasados en el capítulo Baterías.

5.3.2 Control de tensión mediante la inyección de energía reactiva

Los bancos de baterías permiten entregar energía reactiva a la red para controlar la estabilidad de la tensión de forma local, contrariamente con el efecto de la estabilidad de frecuencia que tiene características globales.

El hecho de entregar energía reactiva le agrega una funcionalidad extra a los BESS, de conectarse el banco en una línea que sufre una gran caída de tensión debido a cierta estacionalidad de la demanda, este puede ser corregido con el banco inyectando potencia reactiva al sistema.

De hecho si los bancos solo inyectaran activa, su utilidad sería baja y no se convertirían en una solución posible ya que suministrar únicamente potencia activa es muy costoso. La inyección de energía reactiva logra minimizar la corriente que circula por las líneas, atrasando de esta forma inversiones importantes en infraestructura.

Los beneficios cualitativos serán repasados en el capítulo Escenarios donde se analizará la conexión de distintas capacidades de BESS bajo escenarios particulares.

5.3.3 Control primario de frecuencia

La frecuencia de la onda de tensión debe permanecer dentro de determinados valores claramente establecidos con el fin de lograr que el suministro eléctrico se realice en

condiciones de calidad aceptables, en Uruguay esto es regulado por la URSEA . Variaciones de la frecuencia fuera de los límites pueden provocar que distintos equipos conectados a la red eléctrica funcionen incorrectamente, por ejemplo algunos motores podrían verse forzados a girar a velocidades distintas de las establecidas por el fabricante.

A su vez, desviaciones importantes de este parámetro puede provocar la salida de cierto grupo de cargas para disminuirle la exigencia a los generadores, fundamentalmente sincrónicos.

5.3.3.1. Regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia

Debido a que la frecuencia eléctrica está ligada al balance de potencia activa en el sistema eléctrico, suele hablarse indistintamente de control de frecuencia, control de potencia, o control de frecuencia-potencia. De manera breve puede decirse que la frecuencia del sistema y los flujos de potencia por determinadas líneas son las variables que se quieren controlar, y las potencias entrantes a los generadores son las variables empleadas para controlarlas. Aunque hablando estrictamente la frecuencia de un sistema eléctrico solo es la misma en todos sus nudos cuando el sistema se encuentra en régimen permanente, al estudiar el control frecuencia-potencia asumimos que las desviaciones del punto de equilibrio son pequeñas y que la frecuencia puede considerarse la misma en todos los nudos del sistema. Por ello el control de frecuencia es un problema que se aborda de manera global. En este sentido es distinto al control de tensión, inminentemente local y que afecta, salvo en casos muy especiales como el colapso de tensión, a un conjunto limitado de nudos. Así, los sistemas de control de frecuencia y de tensión se conciben de forma independiente, aprovechando el débil acoplamiento entre el flujo de potencia reactiva y las tensiones, por un lado, y el flujo de potencia activa, los ángulos de tensión y la frecuencia, por otro.

Uno de los factores relevantes en el balance de la generación vs demanda de energía, es el la capacidad que tiene el sistema de responder frente a posibles desequilibrios entre generación y demanda.

Con el fin de cumplir los objetivos de balance entre la generación y la demanda, el control frecuencia se organiza básicamente en tres niveles:

- *Primario*
- *Secundario*
- *Terciario*

Cada uno de los niveles opera en un margen de tiempo e involucra un conjunto de variables provenientes de una parte relativamente amplia del sistema eléctrico:

Control primario: es el más rápido, operando en un margen de tiempo de entre 2 y 20 segundos. Actúa de forma local en cada generador síncrono, atendiendo a la velocidad de giro del eje de una máquina rotativa. La rapidez de este control está limitada por la propia inercia de los generadores. En el caso de los BESS, está determinada por el control (basado en Electrónica de Potencia) de los inversores que participan en su conexión a la red.

Control secundario: opera en un margen de tiempo de entre 20 segundos y 2 minutos. Actúa en el ámbito del área de control, atendiendo a la frecuencia y al intercambio de potencia con las aéreas más alejadas de la red.

Control terciario: por otra parte, opera en un margen de tiempo superior a los 2 minutos. Actúa en el ámbito de un sistema eléctrico extenso, buscando un reparto de cargas optimizado que asegure suficientes reservas de energía.

En la figura 5.8 puede observarse a modo de ejemplo, los momentos donde se emplea uno y otro tipo de control.

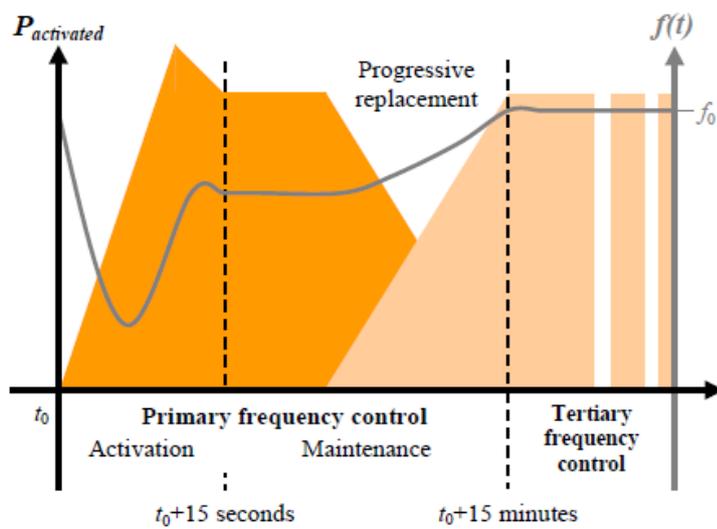


Figura 5.8

Ejemplo de control primario, secundario y terciario sobre un funcionamiento en isla. Tomado de [13].

No es el foco de este trabajo realizar un estudio de estabilidad en frecuencia, pero solo a modo ilustrativo se comentará la relación básica entre el balance de potencia activa y la frecuencia.

La ecuación 5.1 es la principal en el estudio del control de frecuencia

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0(\sum_i P_{Gi} - \sum_i P_{Li})}{2 \sum_i H_i} \quad (5.1)$$

Donde:

f_0 [Hz], Frecuencia de red (50 Hz en este caso).

P_{Gi} [pu], Potencia generada.

P_{Li} [pu], Potencia demandada.

H_i [s], Inercia de todas las máquinas rotativas generadoras conectadas al sistema. Este es un parámetro muy utilizado en el control de sistemas eléctricos, y representa la energía cinética acumulada en el eje de un generador a la velocidad de sincronismo

dividido por su potencia base.

En el caso de los BESS, obviamente no tenemos una máquina rotativa como para aplicar este concepto, en estos casos los inversores utilizan una función llamada *emulación de inercia*[9]. De esta forma mediante electrónica de potencia interna del inversor, se controlan las variaciones rápidas de frecuencia en la red.

Según [9], cuando los BESS funcionan en el modo *On Grid* (interconectado a la red), el BESS no realiza control de frecuencia para el caso en que se encuentra conectado a una red fuerte, ya que generalmente esta función la cumple un generador de gran inercia.

A continuación se describe brevemente el comportamiento de un BESS conectado en una Microgrid, para eso es importante definir bien de que se trata una Microgrid.

Según el DOE (Department of Energy)[3] una Microgrid es: «Un grupo pequeño de cargas interconectadas, alimentadas mediante generación distribuida pero con los límites claramente definidos, que actúa como una sola entidad controlable respecto a la red y puede conectarse y desconectarse de la misma para funcionar tanto *On Grid* como en *Isla*.»

A continuación en la figura 5.9 se puede ver un ejemplo de Microgrid:

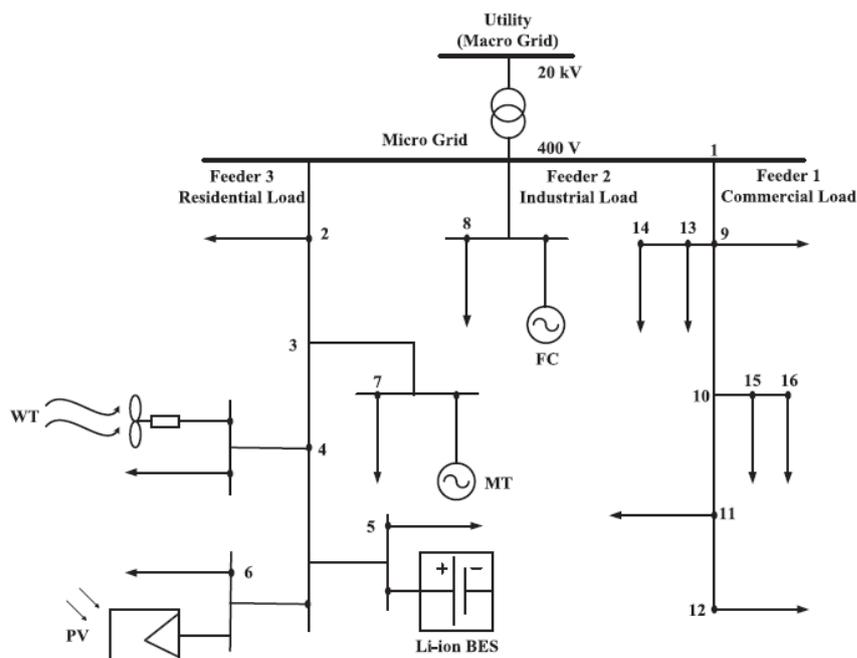


Fig. 2. A typical MG test system.

Figura 5.9

Esquema de conexión ejemplar de una Microgrid. Tomado de [5].

Los BESS una vez que se encuentren suministrando energía en una Microgrid, conectados a una red con fuentes de generación distribuida, donde puede dar una respuesta frente a cambios bruscos en la generación o en la demanda, pueden contribuir rápidamente con el control primario de frecuencia. Esto es posible dada su gran respuesta dinámica ante la variación entre el despacho de energía y la demanda.

Por lo tanto, el aporte de los BESS debe ser considerado más que nada en los momentos en que ocurre una perturbación en la red o cuando operan en el modo isla.

A continuación se exhiben una serie de gráficos que muestran el desempeño de un BESS realizando control primario de frecuencia en una Microgrid donde se encuentra interconectado con otras de fuentes de energía distribuidas. El banco opera en este caso en dos escenarios uno donde baja rápidamente la demanda y en otro donde la demanda aumenta repentinamente.

Estas variaciones en la demanda son absorbidas por el BESS por tener una respuesta mucho más rápida que el resto de las fuentes conectadas, luego de que se estabiliza la frecuencia la entrega/carga del BESS tiende a cero ya que el resto de las fuentes terminan de contribuir en el balance energético (control secundario/terciario de frecuencia).

5.3.3.2. Esquema de conexión del BESS

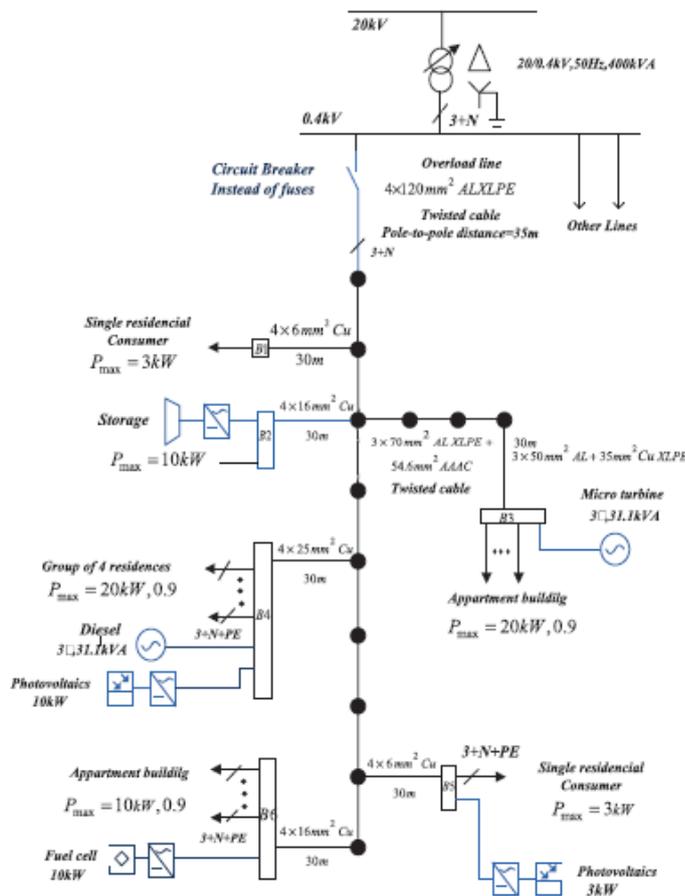


Fig. 1. Schematic diagram of the study system.

Figura 5.10

Esquema de conexión de la Microgrid en estudio. Tomado de [5].

5.3.3.3. Escenario donde la demanda sube

Variación de la frecuencia

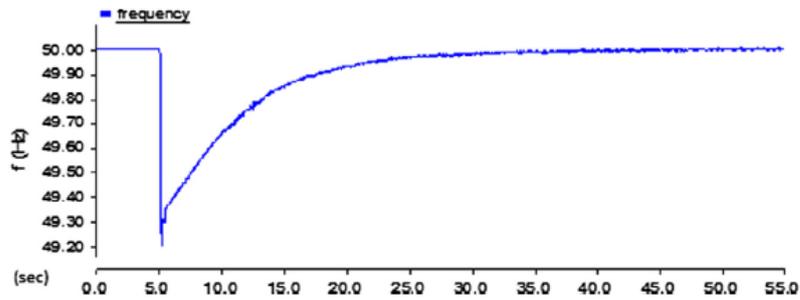


Figura 5.11
Variación de la frecuencia cuando la demanda sube en una Microgrid. Tomado de [5].

Variación en el estado de carga (SOC)

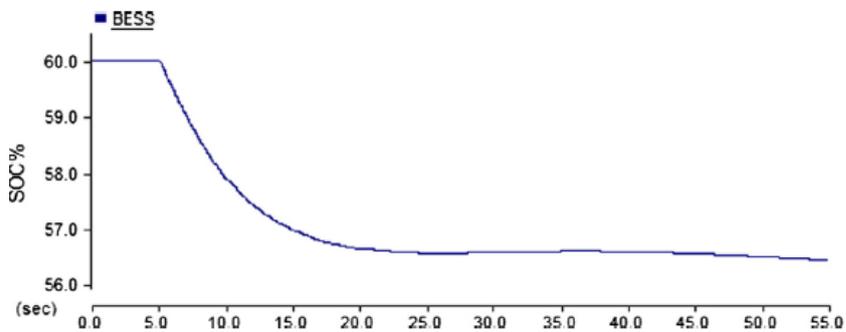


Figura 5.12
Variación del SOC en el banco de baterías cuando la demanda sube. Tomado de [5].

Variación de la potencia entregada por el BESS

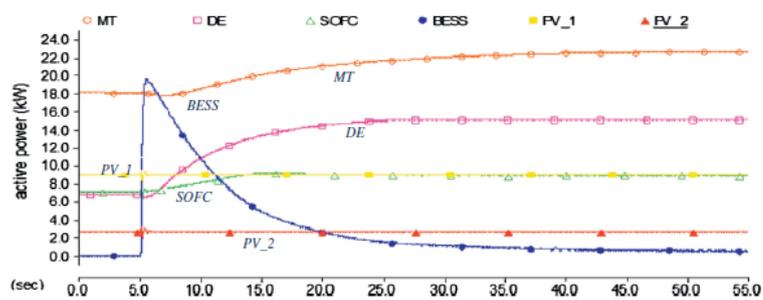


Figura 5.13
Variación de la potencia. Tomado de [5].

5.3.3.4. Escenario donde la demanda baja

Variación de la frecuencia del sistema

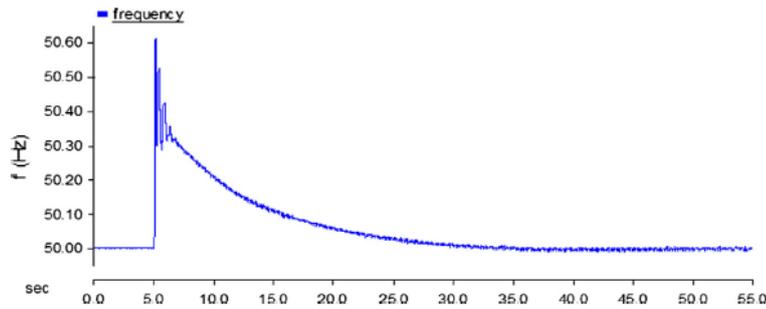


Figura 5.14
Variación de la frecuencia cuando la demanda baja en una Microgrid. Tomado de [5].

Variación en el estado de carga (SOC)

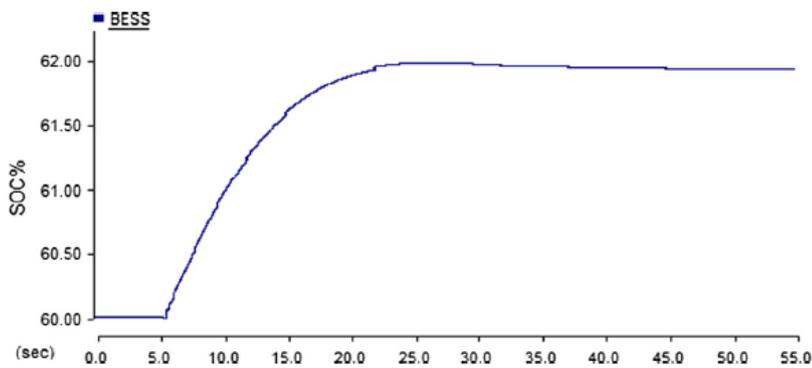


Figura 5.15
Variación del SOC en el banco de baterías cuando la demanda baja. Tomado de [5].

Variación de la potencia entregada por el BESS

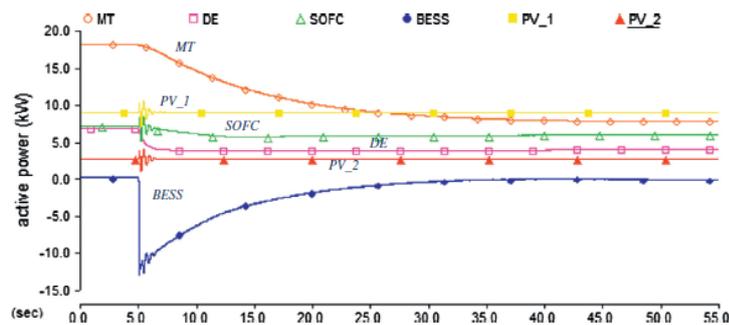


Figura 5.16
Variación de la potencia cuando la demanda baja. Tomado de [5].

De los gráficos anteriores puede verse como en cuestión de *ms* el BESS responde para amortiguar la excursión de la frecuencia entorno a f_0 .

Pasado ese primer intervalo de tiempo se ve como el resto de los generadores inyectan la potencia necesaria para mantener el balance, en este caso el BESS deja de aportar/consumir energía (dependiendo si corrige frecuencia al alza o la baja), para que el resto de los generadores lo hagan.

5.3.4 Funcionamiento combinado con las RES

En los últimos años la generación de energía mediante fuentes no tradicionales se han incrementando a nivel global[3].

Dichas fuentes sufren ciertas intermitencias en la generación debido fundamentalmente al recurso que utilizan, en este caso la referencia es más que nada por el lado de la generación Eólica y Fotovoltaica. Este inconveniente ha provocado la búsqueda de soluciones tecnológicas que logren disminuir sus efectos.

Un ejemplo de ello fue la comentada en la sección 5.3.3 donde los sistemas de almacenamiento de energía ayudan a corregir el balance entre la generación y la demanda eléctrica.

Por existen otros problemas, más que nada asociados a redes débiles, donde las intermitencias provocan un cambio rápido en la tensión de suministro. Esto trae aparejado un efecto llamo flicker y se relaciona frecuentemente con la generación eólica.

Se le llama flicker a las fluctuaciones de tensión debido a los cambios rápidos de carga. Sistemas de almacenamiento basados en inversores pueden compensar estos cambios rápidos en la potencia activa y por lo tanto reducir su efecto.

Para ello, no son necesarias altas capacidades en términos de almacenamiento de energía. Los cambios típicos de tensión introducidas por las plantas de energía eólica están en el orden de $\pm 1 - 2\%$ [16]. Normalmente un BESS logra reducir este efecto notoriamente, mejorando así la calidad del suministro.

A continuación en la figura 5.17 se muestra un esquema habitual de conexión entre un parque eólico y un banco de baterías.

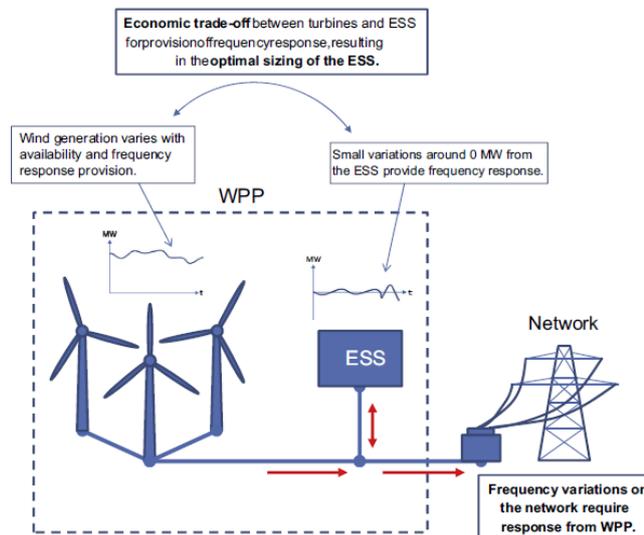


Fig. 2. Conceptual diagram which shows the basic principles of the proposed solution.

Figura 5.17

Ejemplo de utilización de un BESS en conjunto con un aerogenerador. Tomado de [11].

5.4 Reutilización de las baterías en aplicaciones estacionarias

En los últimos años, la industria de los autos eléctricos viene en constante desarrollo tecnológico de la mano de un marcado aumento de producción, según *Te Crean Energy Ministerial* [4] solamente China alcanzará los 5 millones de unidades producidas (entre híbridos enchufables y 100 % eléctricos) para el 2020. La proyección mundial alcanzará las 20 millones de unidades, como puede verse en la figura 5.18.

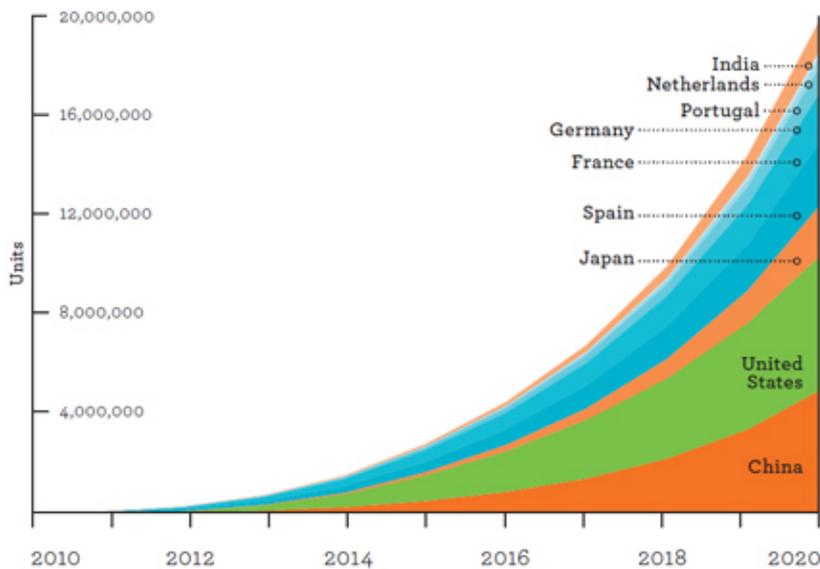


Figura 5.18
Stock total de autos 100 % eléctricos e híbridos enchufables. Tomado de [4].

Las baterías usadas en los autos eléctricos no pueden ser utilizadas luego que su capacidad se reduce al 70 – 80 % de su capacidad original debido a la degradación que sufren por el alto ciclado. Este es un hecho no menor cuando se trata del componente más costoso de los autos eléctricos. Pero no todo está perdido, el remanente de su capacidad puede ser utilizado en aplicaciones estacionarias como los BESS.

De esta forma los futuros dueños de los autos eléctricos podrán obtener beneficios extras si se crea un mercado de baterías secundarias que logre reutilizar de forma eficiente dichas baterías, incentivando el crecimiento del mercado de autos eléctricos e impulsando a la baja el costo de las mismas.

En la figura 5.19 se muestra el ciclo actual que siguen las baterías utilizadas en autos eléctricos, donde luego de su producción y su utilización en los EV, es posible reciclarlas y continuar utilizándolas bajo otras exigencias.

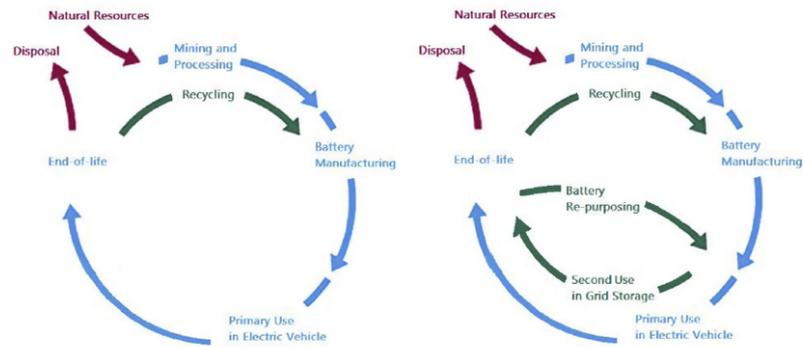


Fig. 3. Baseline (left) and re-purposed (right) scenarios for battery packs.

Figura 5.19

Propuesta de reutilización. Tomado de [6].

Como se comentaba anteriormente las baterías luego de ser utilizadas en los autos eléctricos pueden usarse en el armado de un banco. De todas formas al día de hoy no existen antecedentes de este tipo de proyectos debido a la reciente incorporación de los autos eléctricos en el mercado. Es importante destacar que es necesario un buen control del estado de carga de cada batería de segunda mano, el hecho de armar un banco con baterías muy variadas en su capacidad puede provocar algunos problemas de funcionamiento, aumentado así los costos de O&M.

5.5 Referencias

- [1] Energy Storage Association (ESA). 2015. URL: <http://energystorage.org/> (vid. págs. 85-87).
- [2] Usinas y Trasmisiones del Estado (UTE). 2015. URL: <http://portal.ute.com.uy/> (vid. pág. 87).
- [3] Department of Energy. 2015. URL: <http://energy.gov/> (vid. págs. 91, 95).
- [4] Clean Energy Ministerial. 2015. URL: <http://www.cleanenergyministerial.org/Our-Work/Initiatives/Electric-Vehicles> (vid. pág. 96).
- [5] Mohammad Reza Aghamohammadi y Hajar Abdolahinia. «A new approach for optimal sizing of battery energy storage system for primary frequency control of islanded Microgrid». En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 54 (2014), págs. 325-333. DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.07.005 (vid. págs. 87, 91-94).
- [6] Leila Ahmadi, Arthur Yip, Michael Fowler, Steven B. Young y Roydon A. Fraser. «Environmental feasibility of re-use of electric vehicle batteries». En: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 6 (2014), págs. 64-74. DOI: 10.1016/j.seta.2014.01.006 (vid. pág. 97).
- [7] Bahman Bahmani-Firouzi y Rasoul Azizipanah-Abarghooee. «Optimal sizing of battery energy storage for micro-grid operation management using a new improved bat algorithm». En: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 56 (2014), págs. 42-54. DOI: 10.1016/j.ijepes.2013.10.019 (vid. pág. 87).

- [8] Frank S. Barnes y Jonah G. Levine, eds. *Large Energy Storage Systems Handbook*. CRC Press, 2011 (vid. págs. 83, 84).
- [9] G. Delille, B. Francois y G. Malarange. «Dynamic frequency control support: A virtual inertia provided by distributed energy storage to isolated power systems». En: *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*. Oct. de 2010, págs. 1-8. DOI: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638887 (vid. pág. 91).
- [10] *Energías renovables. Oportunidades de inversión*. Informe. Uruguay XXI, 2014 (vid. pág. 83).
- [11] Lewis Johnston, Francisco Díaz-González, Oriol Gomis-Bellmunt, Cristina Corchero-García y Miguel Cruz-Zambrano. «Methodology for the economic optimisation of energy storage systems for frequency support in wind power plants». En: *Applied Energy* 137 (2015), págs. 660-669. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.09.031 (vid. pág. 95).
- [12] A. Keeli y R. K. Sharma. «Optimal use of second life battery for peak load management and improving the life of the battery». En: *Electric Vehicle Conference (IEVC), 2012 IEEE International*. Mar. de 2012, págs. 1-6. DOI: 10.1109/IEVC.2012.6183276 (vid. pág. 87).
- [13] Pablo Ledesma. *Regulación de frecuencia y potencia*. PRUEBA. Universidad Carlos III de Madrid, 2008 (vid. pág. 90).
- [14] Felipe Palacio y Nicolás Castromán. *Informe Anual*. Informe. Administración del Mercado Eléctrico, 2014 (vid. pág. 82).
- [15] Gianfranco Pistoia, ed. *Lithium-Ion Batteries: Advances and Applications*. Elsevier, 2014 (vid. págs. 83, 85).
- [16] E. Troster, T. Ackermann y B. Betz. «Using storage to integrate renewables into the distribution system — A case study». En: *Electricity Distribution (CIRED 2013), 22nd International Conference and Exhibition on* (2013), págs. 1-4. DOI: 10.1049/cp.2013.1190 (vid. pág. 95).
- [17] Behnam Zakeri y Sanna Syri. «Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis». En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42 (2014), págs. 569-596. DOI: 10.1016/j.rser.2014.10.011 (vid. pág. 84).

Introducción En este capítulo se estudiará la viabilidad económica de implementar un banco de baterías conectado a la red de distribución. En particular, se desea analizar diversos esquemas de pago dentro del marco normativo uruguayo actual. Adicionalmente se analiza la viabilidad de un proyecto de este tipo pensado para operar en el mercado spot desde el punto de vista de un actor privado.

El 01 de julio de 2010 se puso en vigencia el decreto N.º 173-010, el mismo establece las condiciones que debe cumplir un privado para obtener el permiso de conexión a la red. Este decreto establece a su vez la modalidad de pago que tendrán los privados, particularmente UTE comprará la energía al mismo precio que la vende, tomando como referencia el pliego tarifario vigente y por un período de 10 años. Este decreto es sin dudas la primera aproximación para la venta de energía eléctrica en el mercado uruguayo, pero limita la conexión a la red a los proyectos por encima de 150 kW en 400 V.

No fue hasta el 2 de febrero de 2015 donde entro en vigencia el decreto N.º 043-015 que modifica el Artículo 12 del Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Energético Nacional aprobado por el Decreto N.º 276-002. El mismo les permite a los grandes consumidores (alimentados en media tensión) generar su propia energía, siempre y cuando no inviertan el flujo, es decir sin que inyecten energía a la red.

Si bien el decreto no es explícito con respecto a la acumulación de energía, se entiende que ésta modificación permite la incorporación de un banco de baterías, ya que a fines prácticos no presenta mayores diferencias con respecto a otro tipo de fuentes de energía. En este capítulo se expondrá un análisis más económico analizando su tasa interna de retorno, su valor actual neto y su período de repago. Un enfoque más técnico será abordado más adelante en la capítulo Escenarios.

Por lo tanto, de lo expresado anteriormente se desprende que el desarrollo de este tipo de tecnologías pone en evidencia la necesidad de reformar el marco normativo, un

esquema como el actual no permite divisar grandes proyecto privados en materia de acumulación de energía al menos en el corto o mediano plazo.

6.1 Inversión

En primer lugar se desarrollará el criterio sobre el cual se estima la inversión que se debería realizar para incorporar un BESS. Se detallarán 3 capacidades distintas 500 kWh, 1 MWh, 2 MWh. Estos resultados serán utilizados en los capítulos siguientes.

Los factores que se consideraran para el armado de la inversión son:

- Costo de las baterías, el mismo incluye el BMS, el contenedor y toda la electrónica necesaria para su funcionamiento excluyendo al convertor.
- Convertor
- Mano de obra

Si bien existen otros costos asociados se estima que son marginales frente a estos tres items.

Para el costo de las baterías se utilizará como referencia el utilizado por [1], el mismo se estima en 330 USD/kWh. Dicha relación se tomará como lineal para los 3 casos.

El costo del convertor se estima en 220 USD/kVA. ¹

Por último para estimar la mano de obra se establecieron 3 porcentajes en función de la capacidad del banco, dichos porcentajes se aplican sobre la inversión resultante de sumar el costo de las baterías de Iones de Litio con el convertor.

- Para 500 kWh se estimó un 50 %.
- Para 1 MWh se estimó un 30 %.
- Para 2 MWh se estimó un 20 %.

De lo anterior surgen los montos totales de inversión expresados en el cuadro 6.1

USD	500 kWh	1 MWh	2 MWh
Baterías	165 000	330 000	660 000
Inversor	125 000	250 000	500 000
Mano de obra	145 000	174 000	232 000
Inversión	435 000	754 000	1 392 000

Cuadro 6.1
Inversión para 3 capacidades distintas de BESS

6.2 Casos de estudio

Son varios los esquemas de negocios donde los bancos de baterías podrían participar, un ejemplo de ello sería que un privado las utilizarla para contribuir en la regulación entre la generación y la demanda, o mismo el proveedor de servicios podría colocarlo con el fin de mejorar la calidad de la energía entregada.

¹ Este precio se obtuvo de comparar diversos convertidores en páginas webs especializadas. El precio expuesto considera todos los costos logísticos, despacho e impuestos locales

A modo de ejemplo y como para darle una mirada más práctica se fijan 3 casos concretos, intentando abarcar tanto del punto de vista del proveedor como desde la óptica privada. En ese sentido los 3 casos son:

Caso 1. El proveedor instala un BESS de 500 kWh en media tensión con el fin de reducir el pico de la demanda diaria y obtener un mayor control de la tensión.

Caso 2. Un privado instala un BESS de 1 MWh para vender energía en el mercado spot.

Caso 3. Un privado instala un BESS de 2 MWh para regular el precio de la energía que consume una planta industrial, pero sin inyectar potencia a la red.

6.2.1 Evaluación de proyectos

Para realizar los análisis se tomaron varias hipótesis comunes utilizadas en los cálculos como forma de darle un enfoque práctico, aunque no por eso, alejado de la realidad. A continuación se listan las principales

- Depreciación de la capacidad del banco 2,5 %
- Tasa de descuento 10 %.
- Incremento tarifario anual 6 %.
- Tasa de interés 8 % anual².
- Período de evaluación 20 años.
- Tipo de cambio 26 U\$/USD

6.2.1.1. Caso 1

Con este caso se busca analizar particularmente cuan conveniente podría resultar un proyecto de este tipo a UTE. Más allá de los beneficios económicos que ofrece esta tecnología, al proveedor le podrían interesar este tipo de proyectos por temas referidos a la calidad de servicio. Por ejemplo en pueblos rurales donde las líneas de distribución son muy largas y las caídas de tensión son muy sensibles a la demanda. En ese caso la compensación de reactiva ayudaría a mejorar los perfiles de tensión, evitando su caída por debajo de niveles permitidos por la URSEA.

Particularmente en este análisis se trabajará con la tarifa Medianos consumidores 1 (MC1). Los momentos donde se entrega la energía se consideraran dentro del período de Punta con un precio de 0,235 USD/kWh, mientras que la carga se realizará siempre en el horario de Valle donde el precio es de 0,052 USD/kWh. A su vez se supone que, como se trata del propio proveedor, el costo de la recarga se ubicará en el 70 % del costo en el período de Valle.

En el cuadro 6.2 se puede ver el flujo de contable que generaría dicho proyecto

² Se supone que todos los proyectos son implementados mediante préstamos bancarios

Año	Capacidad (kWh)	Ingresos USD/año	O&M	Deuda	Saldo (USD)	Utilidad men (USD)
1	500	52405	300	64828	-12423	-12423
2	495	54488	300	64828	-22763	-10340
3	490	56655	300	64828	-30936	-8173
4	486	58908	300	64828	-36856	-6220
5	481	61250	300	64828	-40434	-3878
6	476	63685	300	64828	-41576	-1442
7	471	66218	300	64828	-40186	1090
8	467	68851	300	64828	-36164	3723
9	462	71588	300	64828	-29403	6461
10	458	74435	300	64828	-19796	9307
11	453	77395	300	0	57599	77095
12	449	80472	300	0	138071	80172
13	445	83672	300	0	221742	83372
14	440	86999	300	0	308741	86699
15	436	90458	300	0	399199	90158
16	432	94055	300	0	493254	93755
17	427	97795	300	0	591049	97495
18	423	101683	300	0	692732	101383
19	419	105726	300	0	798458	105426
20	415	109930	300	0	908389	109630

Cuadro 6.2

Flujo de fondos: caso 500 kWh

Los resultados obtenidos en este caso son:

- Valor Actual Neto (VAN) USD 188 543.
- Tasa Interna de Retorno (TIR) 5 %.
- Repago de la inversión 11 años.

Analizando este caso desde el punto de vista económico no se ven grandes atractivos para su implementación, la tasa interna de retorno es relativamente baja y su repago es muy largo para la vida útil de las baterías. Por otro lado como se mencionaba anteriormente este enfoque podría no ser el único, si la UTE en este caso, necesariamente debe priorizar la calidad servicio en determinado punto de la red (en el capítulo Escenarios se ven estos temas) esta solución podría ser perfectamente viable.

6.2.1.2. Caso 2

Este es un caso muy particular ya que su aplicación se encuentra al día de hoy fuera del marco normativo, por lo tanto los resultados que se expresan aquí intentan más que nada dar un panorama de los beneficios que obtendría un privado si pudiera implementar un proyecto de este tipo bajo cierto esquema tarifario.

A modo de introducción se resume muy brevemente de que se trata el mercado spot de energía.

El mercado spot es aquel en el que el valor del activo financiero (en este caso la energía) se paga al contado (precio spot) en el momento de la entrega. Es por ello que este tipo de mercado se conoce como “mercado de dinero en efectivo”, “mercado físico” o “mercado al contado”. Actúa a corto plazo, por tanto es altamente líquido. Se puede operar en el mercado spot desde cualquier parte que cuente con la infraestructura

necesaria para realizar las transacciones. Es por ello que actualmente internet es el soporte principal para este tipo de operaciones. Existen varios tipos de mercados que operan de esta forma pero particularmente se hará foco en el mercado de energía spot.

El mercado de energía permite a los generadores eléctricos colocar inmediatamente sus productos entre los compradores disponibles, negociar los precios en cuestión de milisegundos y entregar el producto al cliente unos cuantos minutos después. Pueden ser operados de forma privada o controlados por agencias gubernamentales u organizaciones industriales.

En Uruguay el mercado spot está regulado por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) quien opera en favor de la transparencia del mercado.

La Administración del Mercado Eléctrico, es una persona pública no estatal, creada por el Artículo 4 de la Ley N.º 16.832 del 17 de Junio de 1997, que establece un nuevo Marco Regulatorio legal para el sistema Eléctrico Nacional.

ADME a su vez, opera y administra el Despacho Nacional de Cargas, el que para el cumplimiento de sus funciones de despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.) se ajustará a las normas establecidas por el Poder Ejecutivo, las que deberán garantizar la transparencia, razonabilidad y equidad de sus resoluciones, contemplando los siguientes principios:

- a) Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores, distribuidores y grandes consumidores.
- b) Despachar la demanda requerida, teniendo en cuenta la optimización del SIN, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia según criterios y valores establecidos en la ley 16.832.

En este trabajo se realizó un estudio de la evolución de sus precios desde el 2009 al 2014, destacando su gran variabilidad anual que hace de este esquema algo difícil de predecir. En la figura 6.1 se puede observar la evolución del precio spot promedio por mes y la cantidad de horas donde su valor fue distinto de 0. Este será un factor determinante en la evaluación de su viabilidad económica.

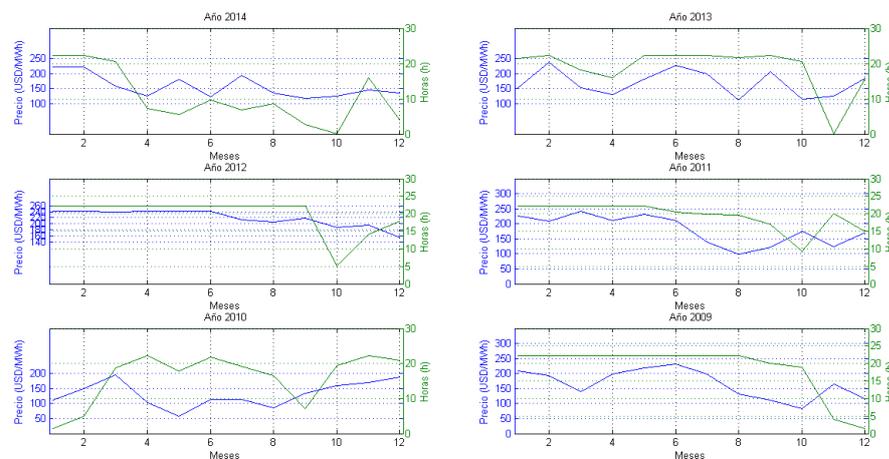


Figura 6.1
Evolución del Mercado Spot del 2009 al 2014.

De la figura anterior se deja en evidencia la gran variabilidad que existe año a año, de hecho en el 2009 el total de horas que el mercado spot estuvo por encima de 0 fue de 233, mientras que en el 2014 fue de 109 horas, mostrando una reducción del 53 %. Si bien la variación del mercado spot en Uruguay puede explicarse por varias razones (lluvias, nivel de los embalses, precio del barril de petróleo, incorporación de energías renovables al sistema eléctrico, etc.) lo que se destaca es la alta incertidumbre que ofrece este mercado para el desarrollo de esta tecnología.

Dado que la acumulación de energía no ha sido prevista en la regulación del mercado eléctrico actual, en este trabajo se realizarán ciertas hipótesis que facilitarán el estudio sin perder generalidad.

Dichas hipótesis se detallan a continuación:

- El Banco de baterías entrega energía siempre en los momentos donde el mercado spot tiene un precio (USD/MWh) mayor a 0.
- El costo de la energía por recargar el banco se estima en el 18 % del costo promedio de la energía por mes.³
- El flujo de fondos es realizado previendo un comportamiento anual equivalente al mostrado en la figura 6.1 cada 6 años.

Tomando en cuenta las hipótesis anteriores se desprende el siguiente flujo contable para el caso de banco con una capacidad de 1 MWh:

Año	Capacidad (kWh)	Ingresos USD/año	O&M	Deuda	Saldo (USD)	Utilidad men (USD)
1	1000	32 272	300	112 368	-80 096	-80 396
2	990	14 847	300	112 368	-177 917	-97 821
3	981	31 315	300	112 368	-259 271	-81 354
4	971	45 280	300	112 368	-326 659	-67 388
5	962	32 526	300	112 368	-406 801	-80 142
6	952	14 413	300	112 368	-505 056	-98 256
7	943	45 778	300	112 368	-571 946	-66 890
8	934	21 061	300	112 368	-663 553	-91 607
9	925	44 421	300	112 368	-731 800	-68 248
10	916	64 231	300	112 368	-780 238	-48 438
11	907	46 139	300	0	-734 399	45 839
12	898	20 445	300	0	-714 254	20 145
13	889	64 938	300	0	-649 616	64 638
14	880	29 876	300	0	-620 040	29 576
15	872	63 011	300	0	-557 329	62 711
16	863	91 112	300	0	-466 517	90 812
17	855	65 450	300	0	-401 367	65 150
18	847	29 001	300	0	-372 666	28 701
19	838	92 115	300	0	-280 851	91 815
20	830	42 380	300	0	-238 771	42 080

Cuadro 6.3

Flujo de fondos: caso 1 MWh

Los resultados obtenidos en este caso son:

³ Dado que el mercado no contempla a la acumulación de energía como forma de negocio, se supone este esquema imitando la relación del precio de la energía entre los periodos de Valle y Punta en la tarifa Medianos Consumidores 1

- Valor Actual Neto (VAN) USD –367892.
- Tasa Interna de Retorno (TIR) < 0.
- Repago de la inversión \geq 20 años.

Cabe destacar el bajo ingreso que se generó en los últimos 6 años, tan bajo que en los 20 años utilizados en el flujo no se alcanzó a repagar la inversión. Ese aspecto sumado a que el Valor Actual Neto que se obtuvo es negativo, deja a las claras que este proyecto no es rentable bajo estas circunstancias.

Por otro lado se evaluaron los repagos simples para los tres bancos mencionados anteriormente, considerando que se realiza únicamente con fondos propios y sin actualización tarifaria a diferencia del caso anterior. Esto se hizo simplemente con el fin de visualizar cual puede ser el tiempo de repago simple de la inversión de las otras capacidades.

Los resultados obtenidos pueden observarse en el cuadro 6.4.

USD	500 kWh	1 MWh	2 MWh
Monto acumulado ^a	74 350	148 700	2 974 000
Inversión	435 000	754 000	1 392 000
Repagos (años)	33	29	27

Cuadro 6.4

Análisis económico para bancos de 3 capacidades distintas. Venta al mercado spot

^a Este precio refiere al monto acumulado durante los 6 primeros años previendo un comportamiento idéntico al expuesto en la figura 6.1.

Evidentemente los repagos en todos los casos son muy largos, esto deja en evidencia principalmente dos cuestiones, por un lado, así como se plantea el mercado spot no permite la incorporación de acumulación de energía por parte de privados. Por otro lado se destaca que los montos expuestos de inversión son altos y también hacen poco atractiva la inversión.

Por otra parte, al fijarse los precios en el mercado spot como el equivalente al costo marginal de la próxima máquina que debería comenzar a generar en caso de que aumente la demanda, los ingresos se ven fuertemente dependientes de la matriz eléctrica de cada lugar donde se evalúe su incorporación. En ese sentido el sistema eléctrico uruguayo muestra una tendencia clara hacia las energías renovables por lo que es difícil pensar que bajo este esquema pueda desarrollarse esta tecnología.

La proyección del costo internacional al mediano y largo plazo sobre los bancos de baterías muestra que su precio se reducirá sustancialmente, pero se deberá esperar unos años hasta que este tipo de proyectos sean realmente rentables.

No obstante, esto no quita que existan otros escenarios donde la instalación de acumulación de energía en redes de distribución sea más rentable.

6.2.1.3. Caso 3

En virtud del decreto N.º 043-015, referente a la generación de energía por parte de un privado, nace un posible esquema de negocio donde el banco de baterías puede llegar a ser viable.

En este caso se estudiará la viabilidad económica de incorporar los bancos con las capacidades mencionadas (500 kWh, 1 MWh, 2 MWh) bajo un régimen tarifario de grandes consumidores 2 (GC2). A su vez se realizará un flujo contable detallado para el caso de 2 MWh.

La curva de carga representada en la figura 6.2 es totalmente arbitraria y utilizada a modo de ejemplo. Se consideró que la potencia instalada de la misma es de 1 MVA, el consumo máximo no supera los 0,9 MVA y el banco permite la compensación de reactiva en todo momento de forma de evitar pagos extras por penalizaciones del proveedor. Se considerará que el factor de potencia de la instalación será en todo momento $\geq 0,92$.

En la figura 6.2 se puede apreciar el perfil de carga sin la intervención del banco y con su intervención, a su vez se observa como este comportamiento varía con la implementación de cada banco de baterías.

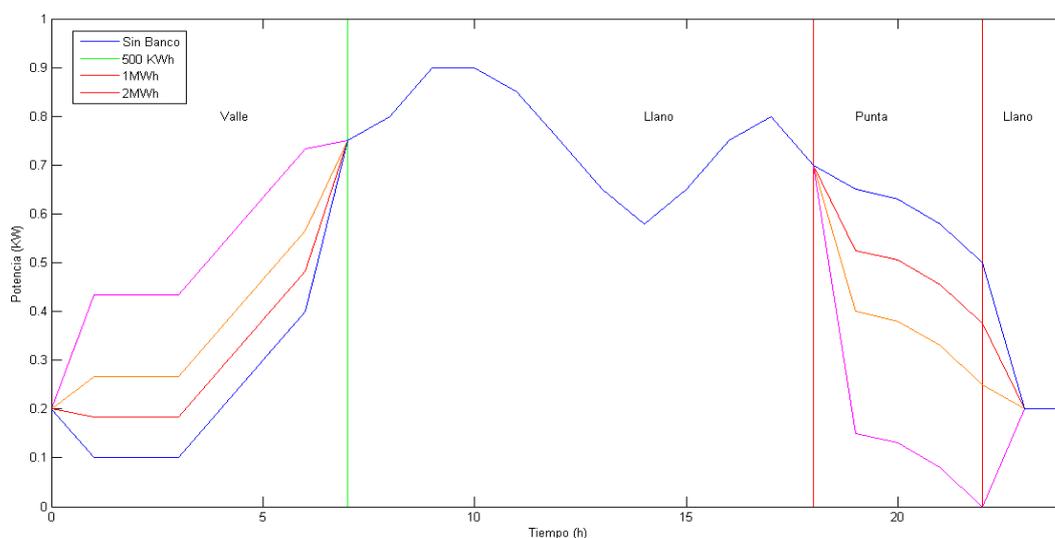


Figura 6.2
Perfil de carga tipo de una industria e impacto de implementar bancos de baterías de distintas capacidades

En este análisis no se tendrán en cuenta los beneficios debido a la compensación de reactiva, de modo de ser conservadores con las estimaciones realizadas.

En base al pliego tarifario de UTE para media tensión⁴ [2]. El régimen de carga/descarga del banco será el siguiente:

- Descarga 18 h a 22 h
- Carga 1 h a 6 h

Bajo estas condiciones de funcionamiento se estudia la viabilidad económica de las diferentes configuraciones utilizadas.

Basado en la tarifa GC2 se realiza la evaluación económica por tramos horarios durante 20 años:

⁴ Se considera que la industria está alimentada en 15 kV, por lo tanto se clasifica dentro del pliego como un consumidor GC2

Año	Capacidad (kWh)	Ingresos USD/año	O&M	Deuda	Saldo (USD)	Utilidad men (USD)
1	2000	160 004	300	207 449	-47 745	-47 745
2	1981	167 951	300	207 449	-87 543	-39 798
3	1961	176 292	300	207 449	-118 999	-31 457
4	1942	185 048	300	207 449	-141 701	-22 701
5	1923	194 238	300	207 449	-155 211	-13 511
6	1904	203 885	300	207 449	-159 075	-3864
7	1886	214 011	300	207 449	-152 813	6262
8	1867	224 640	300	207 449	-135 923	16 891
9	1849	235 797	300	207 449	-107 875	28 048
10	1831	247 507	300	207 449	-68 117	39 758
11	1813	259 800	300	0	191 383	259 500
12	1796	272 703	300	0	463 786	272 403
13	1778	286 247	300	0	749 733	285 947
14	1761	300 463	300	0	1 049 896	300 163
15	1744	315 386	300	0	1 364 982	315 086
16	1727	331 049	300	0	1 695 731	330 749
17	1710	347 491	300	0	2 042 922	347 191
18	1693	364 749	300	0	2 407 371	364 449
19	1677	382 864	300	0	2 789 935	382 564
20	1660	401 879	300	0	3 191 514	401 579

Cuadro 6.5
Flujo de fondos: caso 2 MWh

A continuación se detallan los resultados obtenidos del flujo contable

- Valor Actual Neto (VAN) USD 232,223.
- Tasa Interna de Retorno (TIR) 5 %.
- Repago de la inversión 11 años.

En este caso se observa que el la tasa TIR no es muy atractiva, quizás un valor cercano al 10-11 % podría ser un poco mas alentador. A eso se le suma también un período de repago de 11 años lo que se considera muy largo y más si el tiempo de evaluación fue de 20 años.

De todas formas también se exponen los repagos simples, donde los cálculos fueron realizados a dólares constantes (sin prever ninguna actualización tarifaria ni pérdida de la capacidad de los bancos), los resultados se muestran en el cuadro 6.6

USD	500 kWh	1 MWh	2 MWh
Ahorro en Punta	52 300	104 600	209 000
Costo en Valle	11 700	23 400	46 800
Balance	40 600	81 200	162 200
Inversión	435 000	754 000	1 392 000
Repagos (años)	10,7	9,3	8,6

Cuadro 6.6
Análisis económico para bancos de 3 capacidades distintas. Venta de energía bajo pliego tarifario

Considerando los resultados del cuadro 6.6, se aprecia que los tiempos de retorno de la inversión son poco atractivos para el sector privado. Cabe destacar que en este estudio no se tuvieron presentes los beneficios debido a la compensación de reactiva por encima

de un factor de potencia $\geq 0,92$, así como tampoco se tuvo en cuenta el costo de O&M en el cálculo del repago simple.

Bajo este enfoque, el banco de 2 MWh presenta un repago interesante esperanzador, considerando que el balance es un monto importante. Quizás apoyado con herramientas impositivas (como la actual Ley de Inversiones) podría llegar a convertirse en una inversión atractiva.

Otras ventajas posibles para una industria:

- inmunidad frente a apagones (empresas con líneas de producción delicadas o sensibles: hospitales, etc.)
- capacidad de soportar variaciones rápidas en la tensión que provoquen la actuación de las protecciones previstas en la industria.

Conclusiones

A modo de resumen se muestran en el cuadro 6.7 los principales parámetros obtenidos en los estudios anteriores

Caso	TIR (%)	Repago (años)
1	6	10
2	< 0	> 20
3	5	11

Cuadro 6.7

Resumen de los principales resultados obtenidos

Como se anticipaba anteriormente tanto el esquema tarifario como los montos de las inversiones distan aún algunos unos años para alcanzarse resultados que viabilicen proyectos basados en acumulación de energía, particularmente el caso de baterías de Iones de Litio.

En los casos 2 y 3 esto es evidente, mientras que en el caso 1 los números son más alentadores. No se mostró aquí pero se realizó un estudio suponiendo que el costo de la recarga por parte del proveedor es 0, pensando básicamente en la cantidad de años en que el mercado spot se encuentra en 0 (durante el 2014 esta ocurrencia estuvo por encima del 90%). Bajo este esquema el estudio arrojó una tasa TIR del 8% (comparable con la tasa de interés anual del préstamo a solicitar) y un repago de tan solo 4 años. Pensando en una pérdida de la capacidad en 20 años del 17%, se podría pensar que no se está tan lejos de comenzar a evaluar esta solución como posible. Según este estudio sería la UTE la entidad que cuenta con las condiciones más favorables para dinamizar el mercado de los BESS, no solo por el lado económico sino por que es quien debe priorizar la calidad del servicio dentro de los márgenes estipulados por la URSEA.

6.3 Referencias

- [1] Department of Energy. 2015. URL: <http://energy.gov/> (vid. pág. 100).
- [2] UTE. 2015. URL: <http://portal.ute.com.uy/sites/default/files/documents/files/Pliego%20Tarifario%20enero%202015.pdf> (vid. pág. 106).

Como se planteó en la introducción del proyecto, uno de los objetivos es estudiar tres escenarios proporcionados por UTE, donde se creyó sería útil aplicar una solución de almacenamiento de energía.

En este capítulo se introduce cada escenario, se analizan los problemas que presenta y se estudia la viabilidad de la solución planteada en cada uno.

Adicionalmente, se investiga la factibilidad de la utilización de un banco como alternativa para retrasar inversiones en aquellos casos en que las líneas que estén cerca de alcanzar sus límites de funcionamiento.

7.1 Escenarios

La información disponible para analizar cada escenario, es el perfil de carga diario durante un año, que por supuesto es variable. Depende de factores como: la temperatura de ese día, la estación del año, las actividades industriales (muchas veces zafrales), etc. Por esta razón, resulta difícil elegir una paramétrica única para dimensionar el banco de baterías, pues el tamaño óptimo es distinto para cada día, sin mencionar que el consumo futuro exacto es desconocido.

Tomando en cuenta estas consideraciones, inicialmente se planteó como estrategia de análisis promediar la potencia aparente a cada hora del día durante todo el período disponible, de forma de obtener un, así llamado, «día promedio». Este día se usaría como referencia para dimensionar la energía del banco y las horas en que este debe entrar en funcionamiento.

Otro criterio, que fue por el que finalmente se optó, consiste en hacer entrar al banco en el horario de punta y cargarlo en el horario de valle.

El banco debe ser apto para mantener la calidad del servicio en aquellos momentos en que la potencia aparente consumida por la carga sea máxima. Este valor se estima a partir del registro histórico.

Como fue explicado en el capítulo de Electrónica de potencia, el convertidor puede compensar reactiva independientemente del estado de las baterías, además de entregar

o absorber potencia activa según si se está cargando o descargando el banco. Se decidió entonces, en base a las franjas horarias, establecer un régimen de operación único para todos los escenarios. Habrá momentos donde el banco solo compensa reactiva; donde compensa reactiva y la vez se carga; y donde entrega activa y compensa reactiva. Por supuesto, cuando a la vez entrega reactiva y consume activa, la limitante será la potencia aparente del convertidor. La activa se utiliza para compensar los picos de consumo, mientras que la reactiva sirve para controlar el nivel de tensión. Tanto activa como reactiva permiten reducir las pérdidas en la red.

Dicho régimen horario, se presenta en el cuadro 7.1.

hora	0-1	2-6	7-18	19-22	23-24
acción	Q	-P y Q	Q	P y Q	Q

Cuadro 7.1

Régimen de carga y descarga del banco

Es evidente que utilizar un régimen fijo para conectarse a la red no es el criterio más eficiente, porque el perfil de carga de cada escenario es diferente. En un escenario real, lo sensato sería que el banco entrara en funcionamiento de acuerdo a criterios que contemplen los estados pasados y actual de la red y del banco, las predicciones de carga futura, los precios y costos, etc. Sin embargo, el régimen fijo tiene la ventaja de simplificar los trabajos de simulación, y esta la principal razón por la que se utilizó en este proyecto.

Se decidió estudiar el impacto de colocar bancos de 500 kWh, 1 MWh y 2 MWh, porque estos son tamaños comunes que ofrecen los fabricantes. Para cada escenario se presentan los resultados de implementar el banco más chico que permita cumplir con los requisitos pedidos.

El proceso de análisis para cada escenario consta de tres etapas:

- **Calidad:** Los factores más importantes que se deben controlar para asegurar la calidad de servicio son el nivel de tensión, la frecuencia y los armónicos. El presente proyecto hará foco solamente en la tensión como variable de calidad. De cumplirse los límites estipulados por la normativa, se considerará que la calidad de servicio es suficiente. En particular, se buscará que la tensión se encuentre en el rango [0,95p.u.; 1,05p.u.], como estipula la URSEA [4].
- **Factores técnicos:** En una segunda instancia, se considera la corriente como el factor más importante a la hora de estudiar las capacidades de la red para transmitir energía. Es decir que si los conductores conducen en todo momento corrientes inferiores a sus máximas admisibles no será necesario ningún trabajo sobre la línea para que siga funcionando.
- **Viabilidad del banco:** se busca determinar cuán competitivo es el banco.

En las subsecciones siguientes se analizan los escenarios. Se pudo obtener información relativa a tres lugares: Topador, Ombúes de Lavalle (que comparte la línea con Cañada de Nieto) y Río Branco.

Algunas hipótesis de trabajo comunes a todos son:

- Dada la potencia aparente del convertidor, esta se puede distribuir entre P y Q como desee el operador. En particular, siempre se inyectó Q hasta completar la S nominal.
- Se opera el banco de forma que se consigue descargarlo totalmente en 3 h. Análogamente, se lo carga totalmente en el curso de 4 h.
- El banco se conecta en media tensión, al nivel más bajo disponible. Esto está asociado a una reducción de costos en lo que a equipos de conexión respecta (transformador, protecciones, etc.). De colocarse en baja tensión las pérdidas serían muy altas, disminuyendo la eficiencia de la distribución de energía.
- Para correr los flujos de carga se hizo uso de las herramientas disponibles en la página web del curso *Transporte de Energía Eléctrica* de la Facultad de Ingeniería (UdelaR).
- No se tuvo en cuenta el cambio de horario de verano para confeccionar el régimen de carga y descarga (cuadro 7.1).

7.1.1 Topador

Topador es una localidad uruguaya del departamento de Artigas que dista 45 km de la ciudad de Artigas (coordenadas $30^{\circ}17'52''S$ $56^{\circ}49'17''O$). Según el censo de 2011 la localidad contaba con una población de 124 habitantes.[7] Una foto satelital se presenta en la figura 7.1.



Figura 7.1
Imagen satelital de la localidad de Topador [3]

Perfil de carga

El unifilar correspondiente a Topador se muestra en la figura 7.2.

La UTE proporcionó la potencia aparente en la barra de Artigas, y a partir de estos datos se elaboró el perfil de carga anual en la barra de 15 kV que se presenta en la figura 7.3.¹

¹ Las ordenadas comienzan a las 00:00 h del 1.º de enero y culminan en las 23:00 h del 31 de diciembre (índice 8760). Será igual para los perfiles de todos los casos.

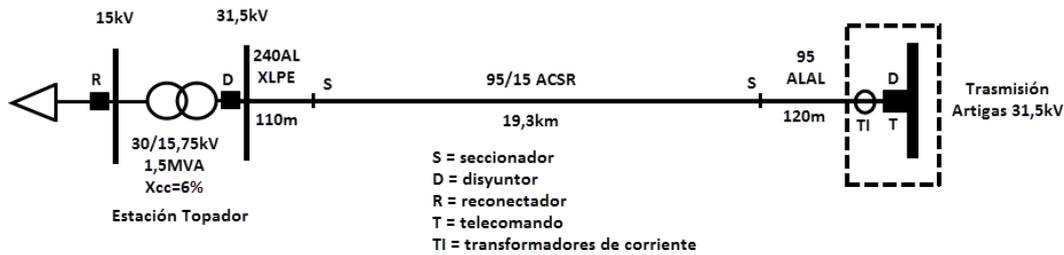


Figura 7.2
Unifilar Artigas-Topador

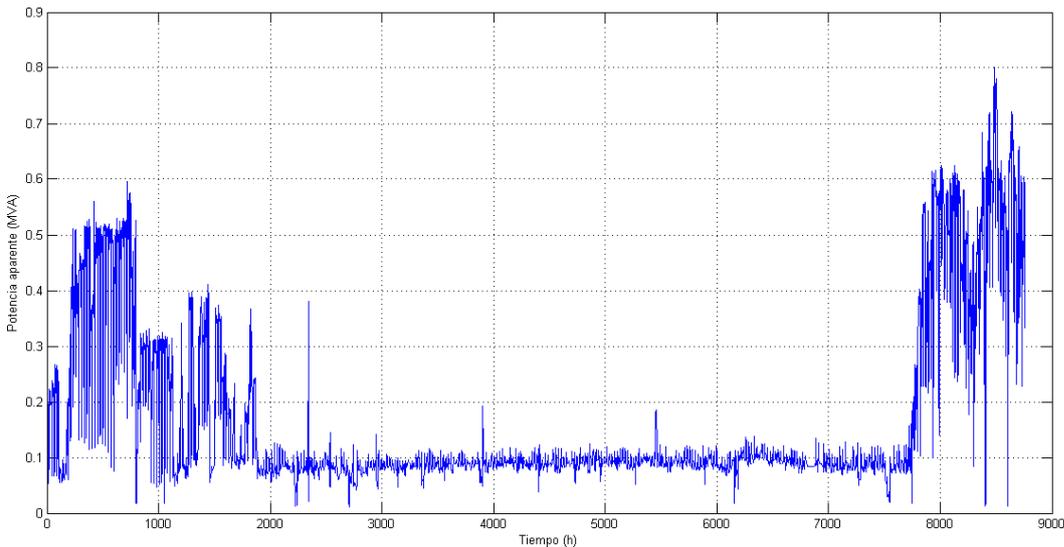


Figura 7.3
Perfil de carga de Topador a lo largo del 2013

Este perfil llama bastante la atención por el gran consumo durante el verano, respecto al invierno. No podría explicarse tal variación estacional solo por el consumo residencial de una centena de habitantes. Al no poder determinar si en la localidad se realiza alguna actividad industrial, se llamó telefónicamente a la policlínica que funciona en el lugar para preguntar. La persona que contestó dijo que no existen industrias allí, por lo que se estima que la línea puede además estar alimentando otras cargas. Por la zona en que se encuentra ubicada, es posible que esté relacionada con la extracción y posterior procesamiento de piedras semipreciosas.

Procesamiento

En esta etapa se tomaron los datos de consumo, se modeló la línea y se corrieron sucesivos flujos de carga para poder obtener la tensión y pérdidas que esta tiene en condiciones de funcionamiento reales.

Los parámetros usados para la línea son los del cuadro 7.2.

Z_{base} (Ω)	R (p.u.)	X (p.u.)	$I_{m\acute{a}x30^{\circ}C}$ (A)
661,1	0,0097	0,0107	200

Cuadro 7.2
Datos de la línea Artigas-Topador

A continuación se muestran los resultados de los flujos de carga sin el banco. En la figura 7.4 se presenta la tensión a la entrada de topador a lo largo del año 2013.

En lo que a calidad refiere, la tensión en ningún momento llega a 0,95 p.u., por lo que Topador no presenta un problema de calidad.

A su vez, de los datos con los que se cuenta, se aprecia que la corriente admisible nunca se ve comprometida, ya que el máximo es 15,23 A y esta línea permite 200 A.

La figura 7.5 muestra las pérdidas en la línea para el mismo período.

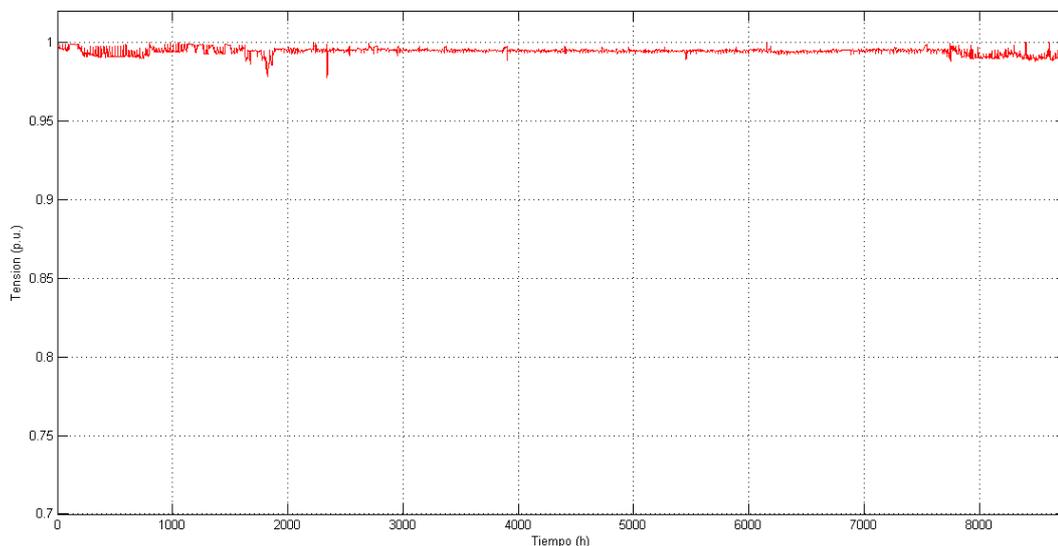


Figura 7.4
Tensión a la entrada de Topador

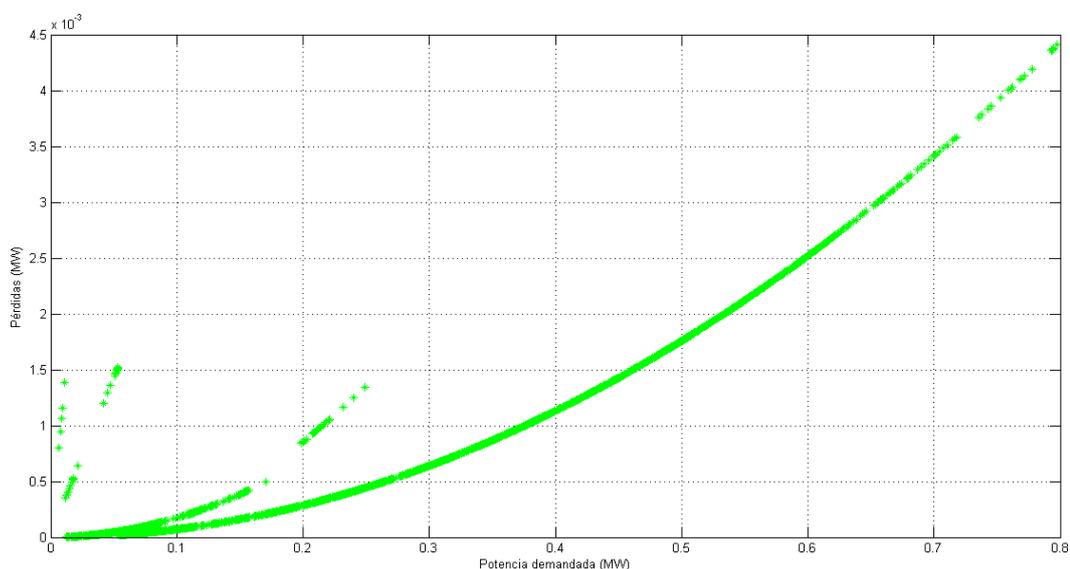


Figura 7.5
Pérdidas en la línea Artigas-Topador

Las pérdidas no son una función multivaluada de la activa demandada, sino que dependen también de la potencia reactiva. Por eso el gráfico en 7.23 presenta esa dispersión.

Como no existen problemas de calidad ni técnicos, se decidió simular con el banco de menor capacidad (0,5 MWh). La activa de éste se utiliza para compensar los picos de consumo, mientras que la reactiva se usa básicamente para controlar el nivel de tensión. Se eligió colocar el banco en la barra de 15 kV.

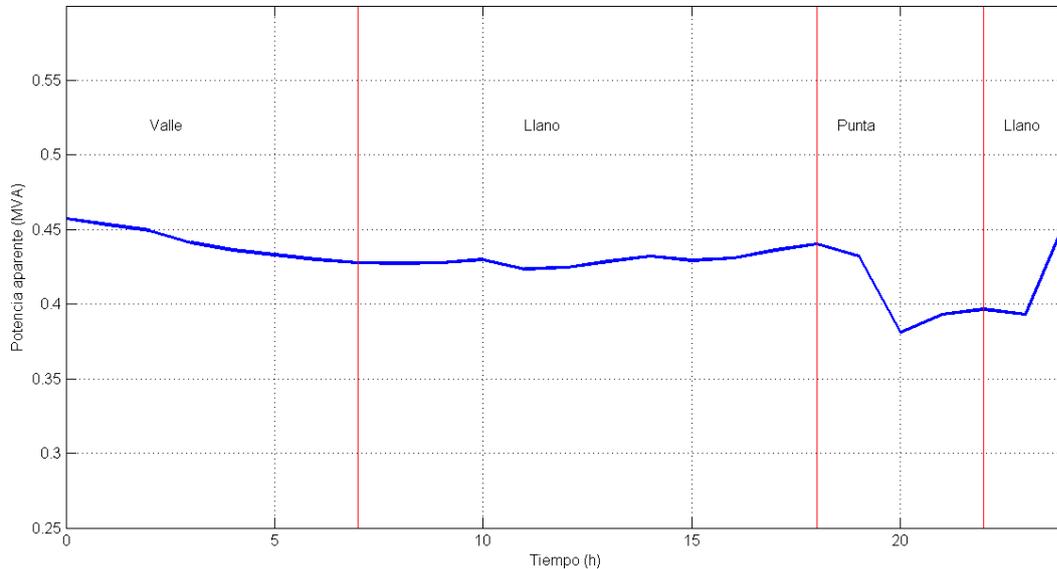


Figura 7.6
Consumo promedio en Topador

Como se ve en la figura 7.6, en este escenario existe una disminución significativa de la potencia aparente en el horario de punta. Esto disminuye los beneficios de inyectar activa en el horario de 19 h a 22 h.

El unifilar con el banco instalado es el de la figura 7.7.

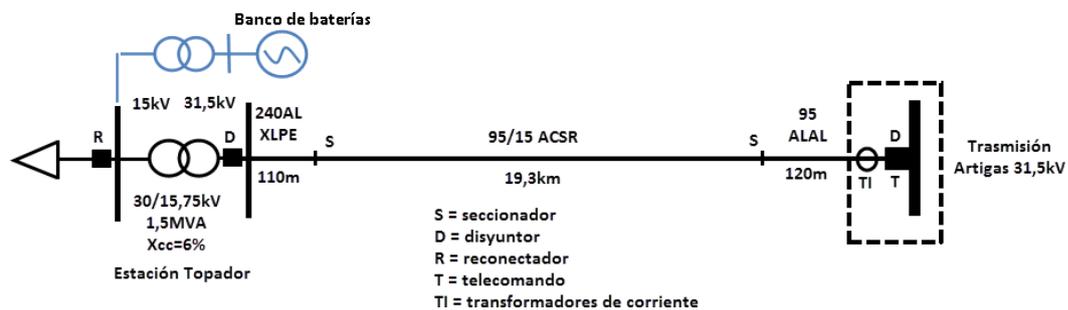


Figura 7.7
Unifilar Artigas-Topador con banco

En las figuras 7.8 y 7.9 se pueden observar los resultados simulados de colocar el banco.

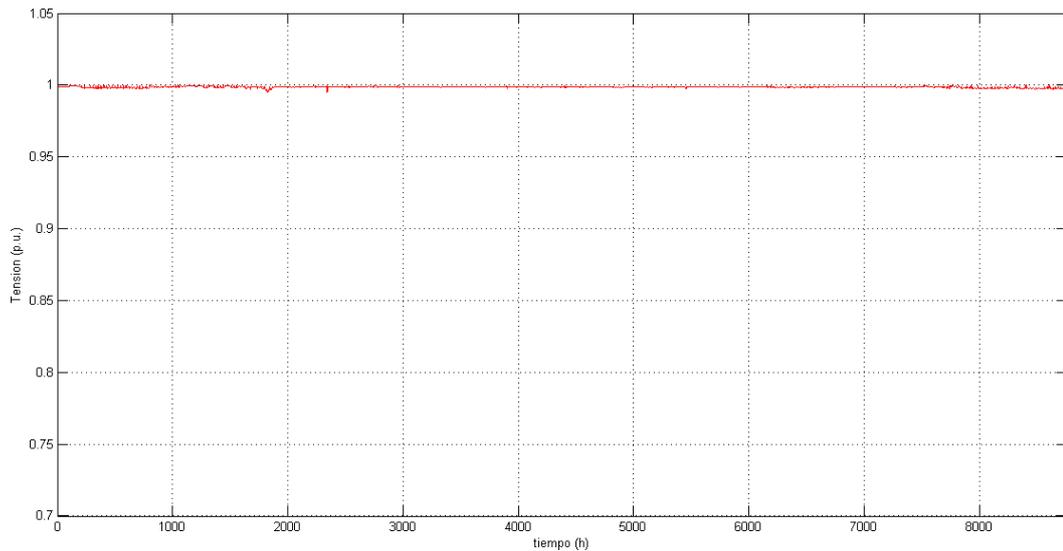


Figura 7.8
Tensión a la entrada de Topador con el banco instalado

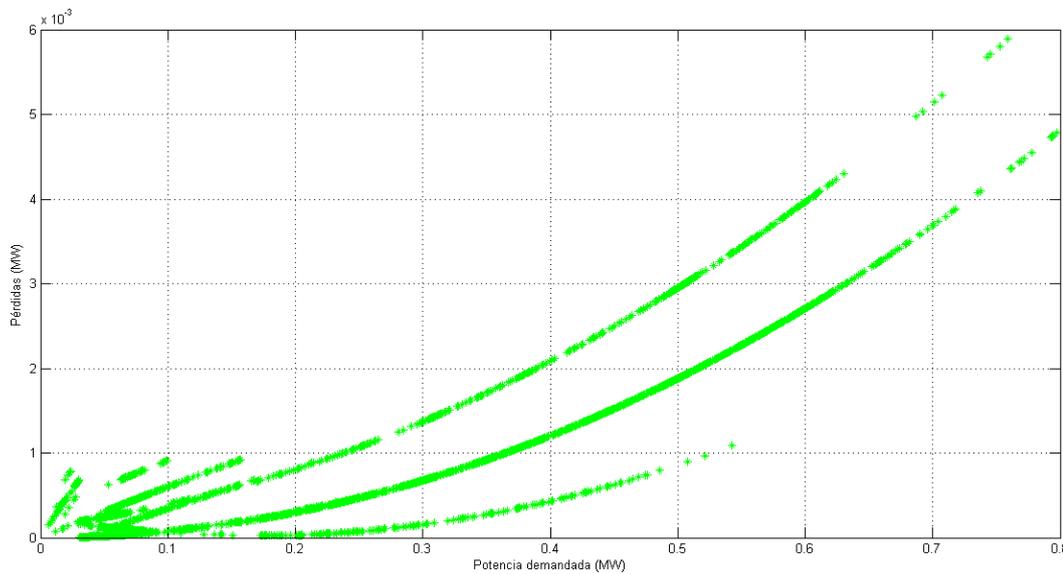


Figura 7.9
Pérdidas de la línea Artigas-Topador con el banco instalado

En la tensión se aprecia una disminución de la dispersión de los valores, de alrededor de la mitad. En oposición, las pérdidas en la línea si bien tienen gran dispersión, crecen. Pasan de un máximo de 4,5 kW a uno de 6 kW. Esto representa un aumento de las pérdidas anuales de 0,8 MWh (18 %). Esto se debe a que, debido al régimen de funcionamiento, el banco se carga en el horario de mayor consumo, y descarga en el de menor. Este es un aumento insignificante y no se considera un problema.

Conclusión: Dado que, aunque ínfimo, existe un aumento de las pérdidas en la línea, que Topador no presenta problemas de calidad ni técnicos, y que en horario de punta el consumo baja, se concluye que se trata de un escenario que no amerita la instalación de un banco. Esto porque los beneficios de instalarlo no justifican una inversión de esa envergadura.

7.1.2 Ombúes de Lavalle

Ombúes de Lavalle es una ciudad uruguaya localizada en la zona noroeste del departamento de Colonia, sobre la cuchilla de San Juan (coordenadas 33°56'15"S 57°48'45"O). En 2011 fueron censadas 3390 habitantes [5].



Figura 7.10
Imagen satelital de la ciudad de Ombúes de Lavalle [Tomado de 1]

Perfil de carga

El unifilar de este escenario tiene la siguiente configuración.

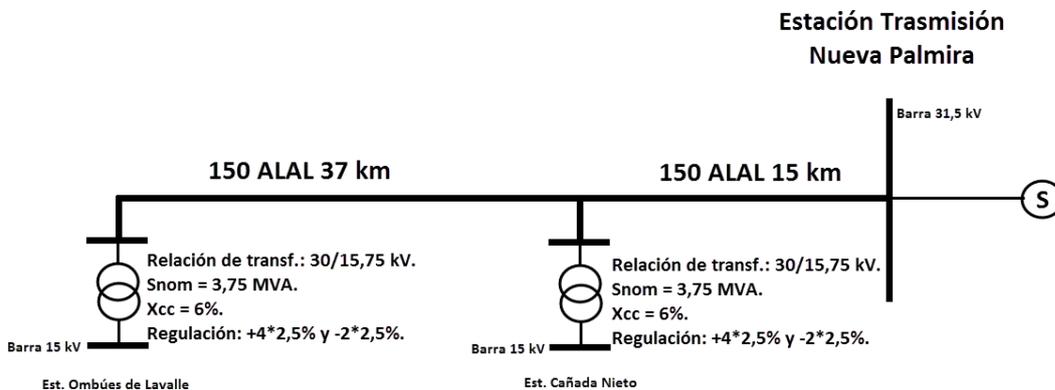


Figura 7.11
Unifilar de Ombúes de Lavalle

El perfil de carga es el de la figura 7.12.

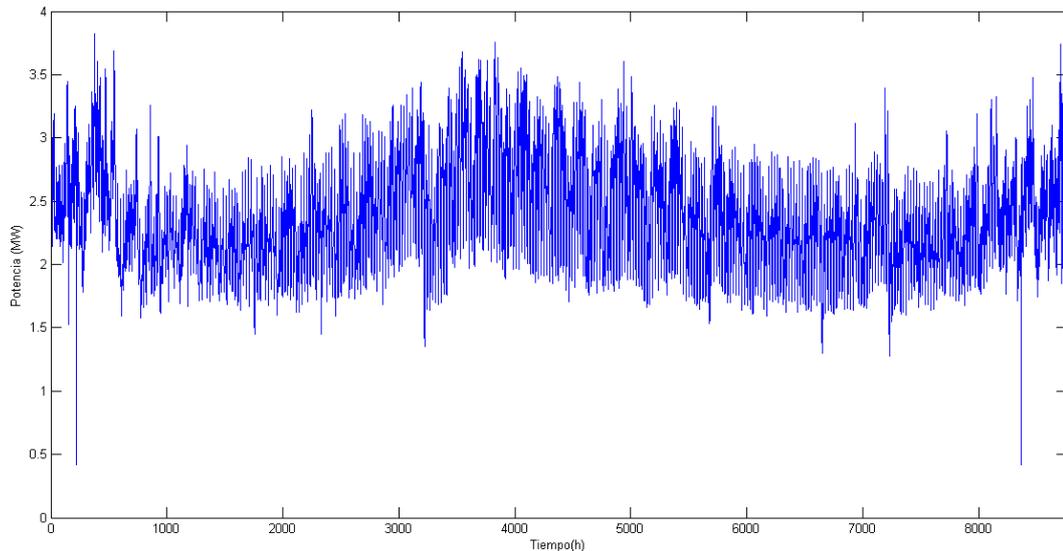


Figura 7.12
Perfil de carga de Ombúes de Lavalle durante el 2014

Este perfil es más homogéneo respecto al de Topador, si bien presenta los aumentos de consumo residencial característicos de las estaciones de invierno y verano.

Procesamiento

Los datos de la línea se presentan en el cuadro 7.3.

	Z_{base} (Ω)	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	$I_{m\acute{a}x 30^{\circ}C}$ (A)
Nieto	150	0,0056	0,008	0,271	309
Ombúes	150	0,014	0,02	0,271	309

Cuadro 7.3
Datos de la línea Ombúes de Lavalle

A partir del unifilar (figura 7.13) se simuló el sistema y se obtuvo la tensión, tanto en la punta de Ombúes de Lavalle como de Nieto. Los resultados en la figura 7.14.

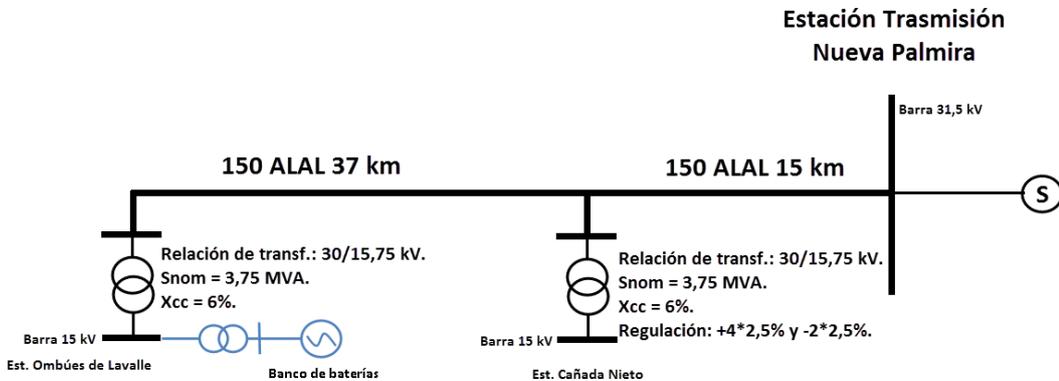


Figura 7.13
Unifilar de Ombúes de Lavalle con banco

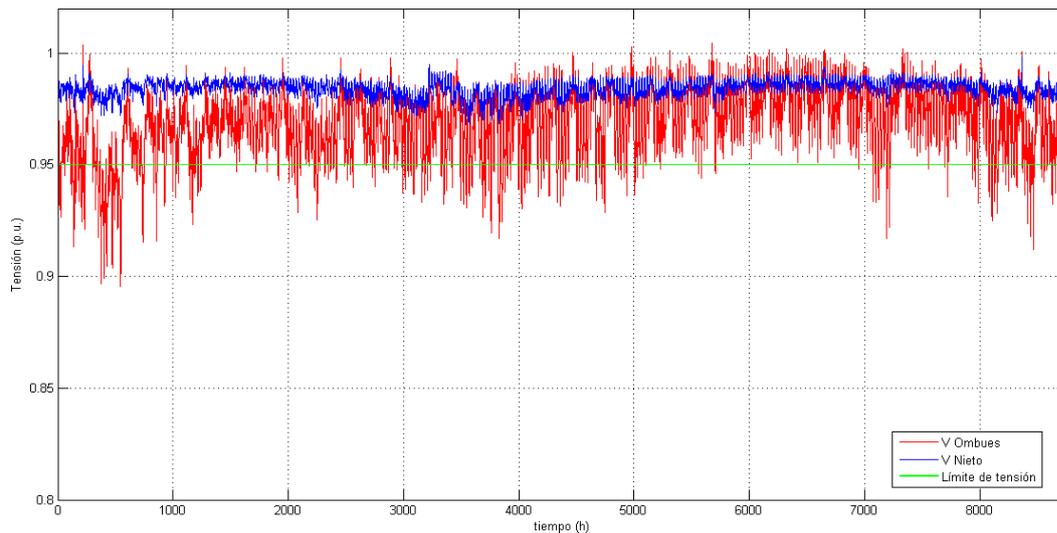


Figura 7.14
Tensiones en la punta de Ombúes de Lavalle y de Nieto

En lo que a calidad refiere, la tensión queda a veces por debajo de 0,95 p.u., por lo que se presenta un problema de calidad respecto a los mínimos permitidos. Como este factor es el más importante de los tres que se están estudiando, el primer criterio para dimensionar el banco es conseguir que la tensión no sea inferior a 0,95 p.u. una vez que se implementa el mismo.

La figura 7.15 presenta las pérdidas de las líneas según la potencia demandada.

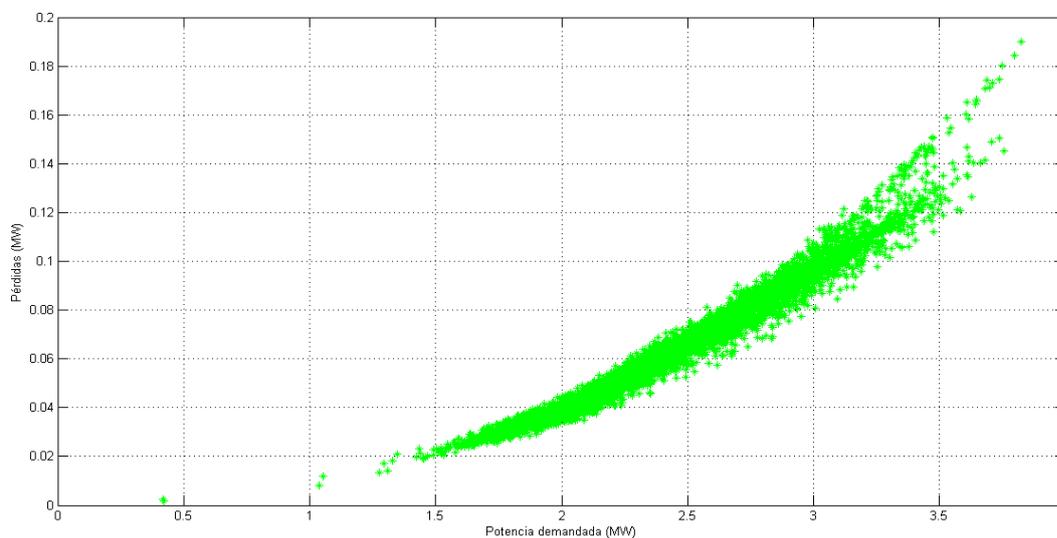


Figura 7.15
Pérdidas en las líneas en Ombúes de Lavalle-Nieto

A partir del perfil de carga durante un año, se calcula el día promedio, cuyo consumo de potencia se presenta en la figura 7.16.

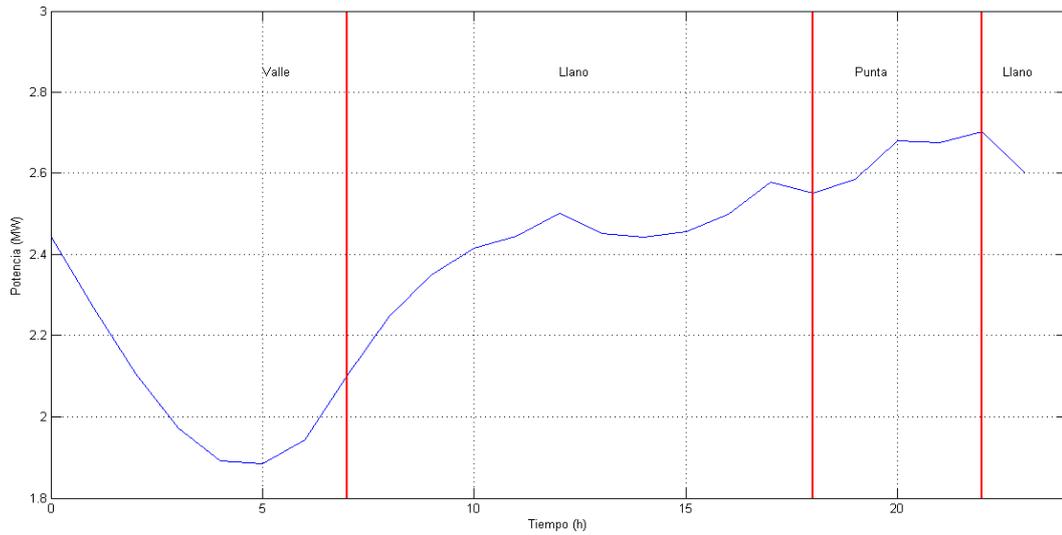


Figura 7.16
Consumo promedio en Ombúes de Lavalle-Cañada de Nieto

Observando el perfil de carga, se puede decir que la distribución de las potencias a lo largo del día es favorable para la implementación de un banco. Se decidió simular un banco de 0,5 MWh colocado como se aprecia en la figura 7.13; los resultados se presentan a continuación, en las figuras 7.17 y 7.18.

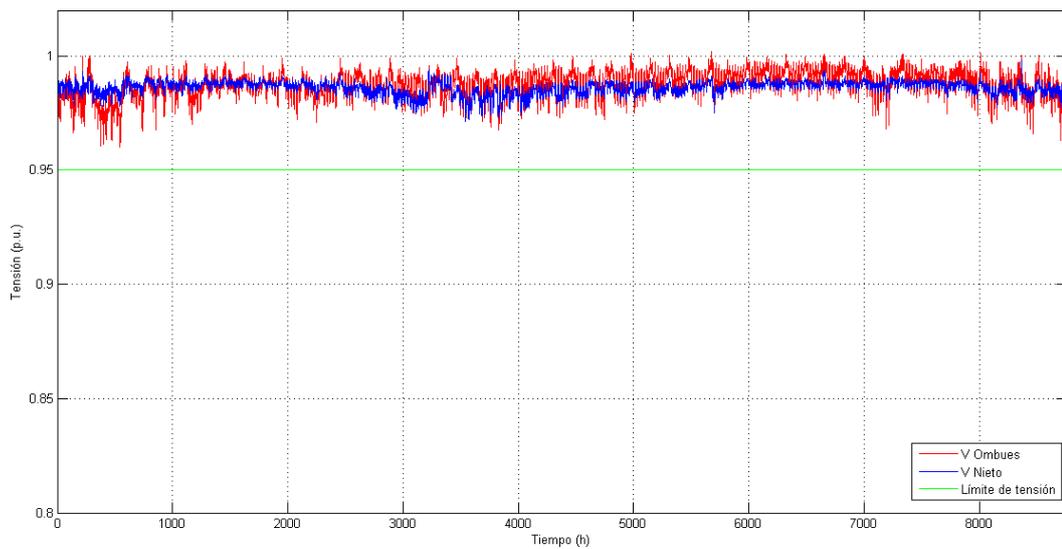


Figura 7.17
Tensión simulada en Ombúes de Lavalle con el banco instalado

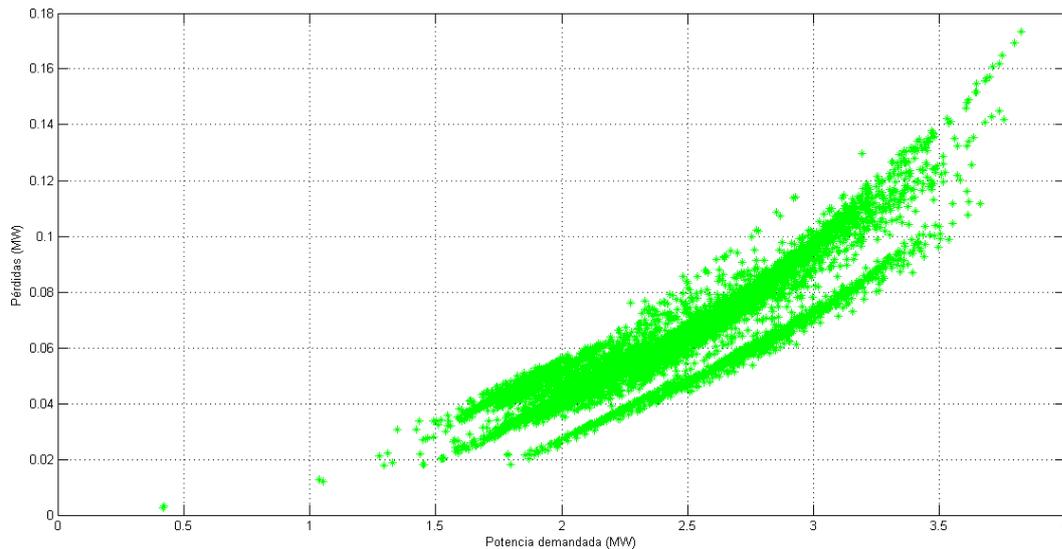


Figura 7.18
Pérdidas en Ombúes de Lavalle con el banco instalado

De 7.17 surge que esta capacidad del banco es suficiente para solucionar los problemas de calidad que se veían en 7.14. En lo que a parámetros técnicos refiere, no se presentan inconvenientes debido a que la corriente máxima es de 75 A y el conductor permite 309 A.

El otro parámetro que se debe analizar son la pérdidas. De los datos graficados en las figuras 7.15 y 7.18, se obtuvo que el ahorro anual en este caso es 6 MWh (1 %). Este monto implica que no se producen cambios significativos con el banco en este aspecto.

Conclusión: De los datos obtenidos, se considera que implementar el banco es una alternativa viable. Permite solucionar los problemas de calidad y reduce las pérdidas aunque no significativamente.

7.1.3 Río Branco

Río Branco, es una ciudad del departamento de Cerro Largo, capital del municipio homónimo (coordenadas 32°35'49"S 53°23'06"O). Es limítrofe con la ciudad brasileña de Jaguarão, con la que se comunica a través del Puente Internacional Barón de Mauá. El censo realizado en 2011 reportó una población de 14 604 personas [6].



Figura 7.19
Imagen satelital de la ciudad de Río Branco [Tomado de 2]

Perfil de carga

Debido a que para este escenario solo se dispuso de la evolución de la corriente demandada a lo largo del año, se decidió estimar los parámetros restantes de forma de obtener un caso en el que el banco resulte atractivo, tanto técnica como económicamente.

Asumiendo $U_{\text{nominal}} = 15 \text{ kV}$, factor de potencia $\cos \phi = 0,8$, un unifilar como el de la figura 7.20 y una línea con los parámetros del cuadro 7.4, se obtiene el perfil de carga en 7.21.

	$Z_{\text{base}} (\Omega)$	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	$I_{\text{máx}30^\circ\text{C}} (\text{A})$
Carga 1	150	0,01	0,08	0,271	195
Carga 2	150	0,018	0,08	0,271	308

Cuadro 7.4
Datos de la línea de Río Branco

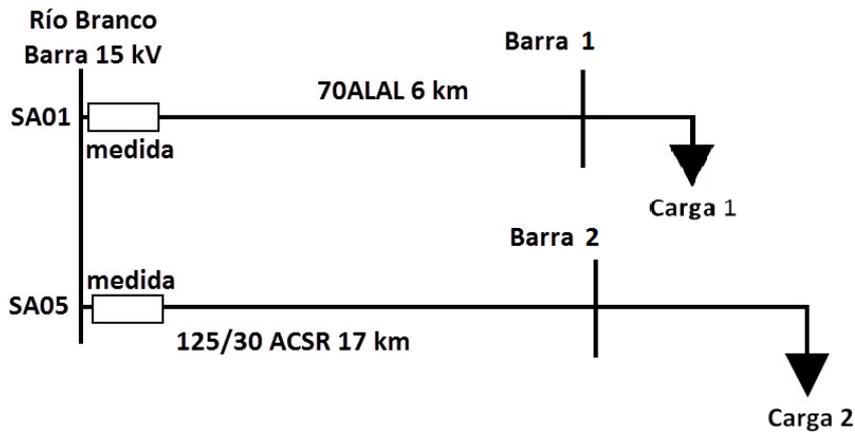


Figura 7.20
Unifilar de Río Branco

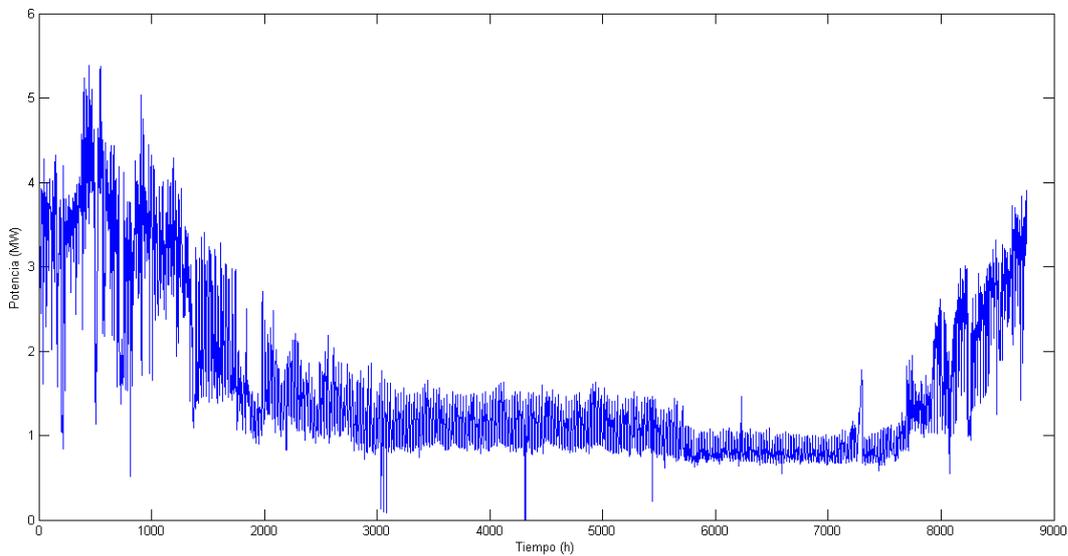


Figura 7.21
Perfil de carga anual simulado (a partir de Río Branco 2014)

Durante el año, la demanda ronda el 1 MW, mientras que en el verano, se incrementa a alrededor de 3,5 MW. Se buscó que este escenario poseyera una alta diferencia entre los períodos de baja demanda y los de alta, y a su vez, esta diferencia comprometiera la calidad del suministro de energía.

Procesamiento

En la figura 7.22 se muestra la tensión obtenida con los flujos de carga.

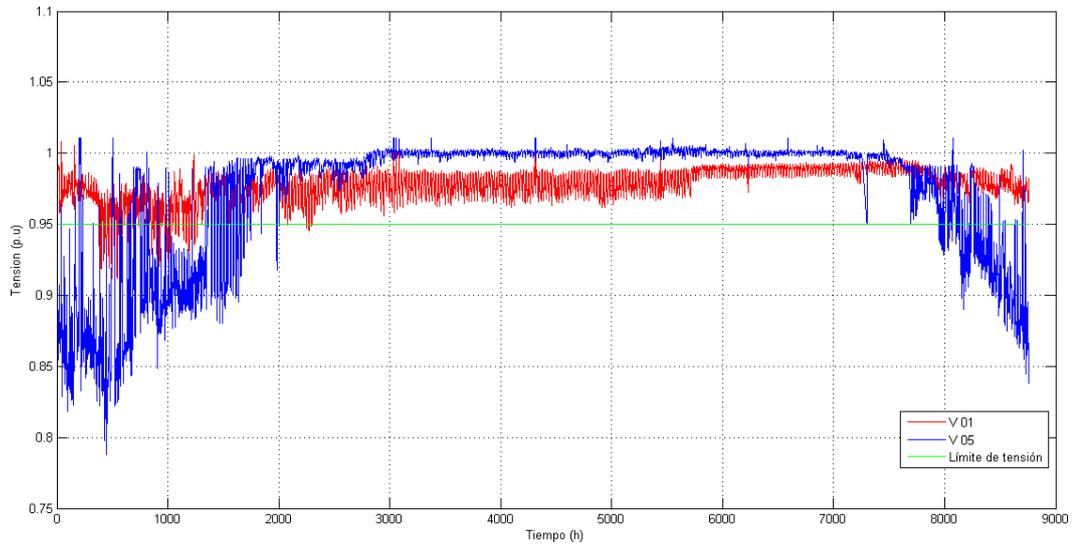


Figura 7.22
Tensión de entrada en Río Branco

En la misma se observa que en los períodos de alta demanda la tensión cae, de forma sostenida, por debajo de 0,95 p.u., llegando hasta los 0,80 p.u., que quedan fuera de los límites normativos.

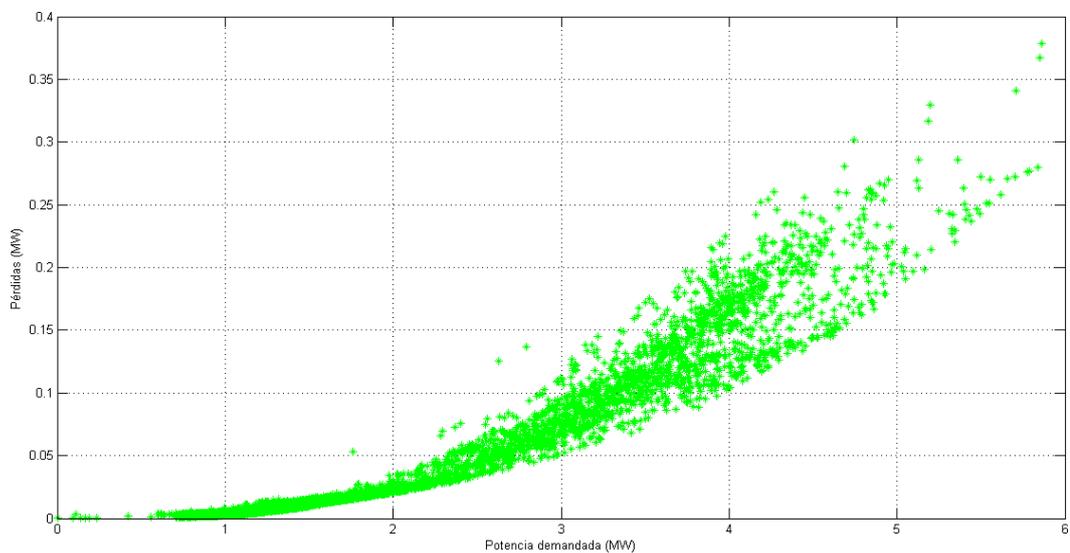


Figura 7.23
Pérdidas en Río Branco

Al igual que las anteriores, la gráfica de pérdidas en 7.23 presenta un comportamiento cuadrático con respecto al demanda y depende de la reactiva.

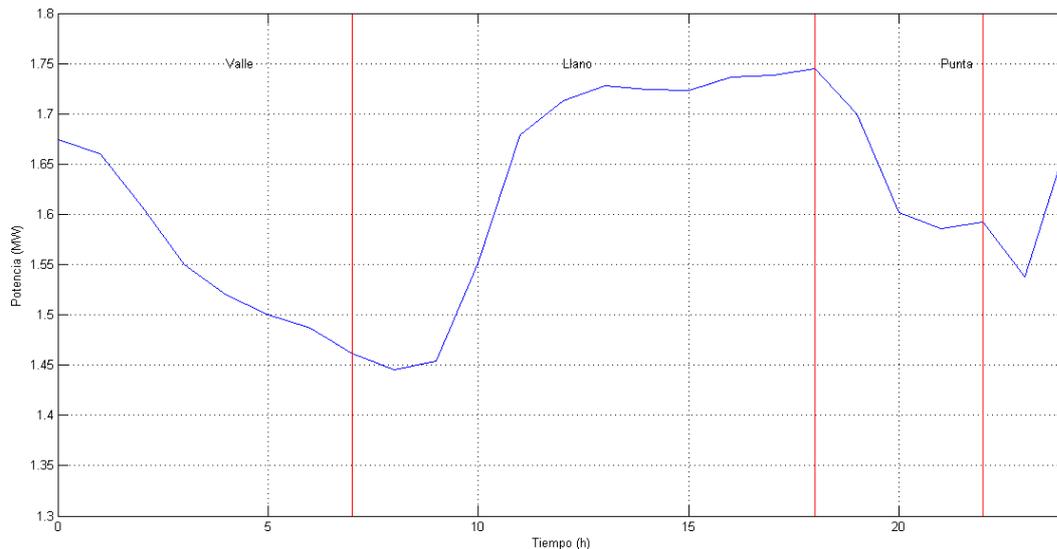


Figura 7.24
Consumo promedio en Río Branco

Si bien el perfil de consumo promedio no presenta el pico en el horario de punta, la magnitud de la potencia demandada es suficiente para que sea viable implementar un banco de 2 MWh en este escenario.

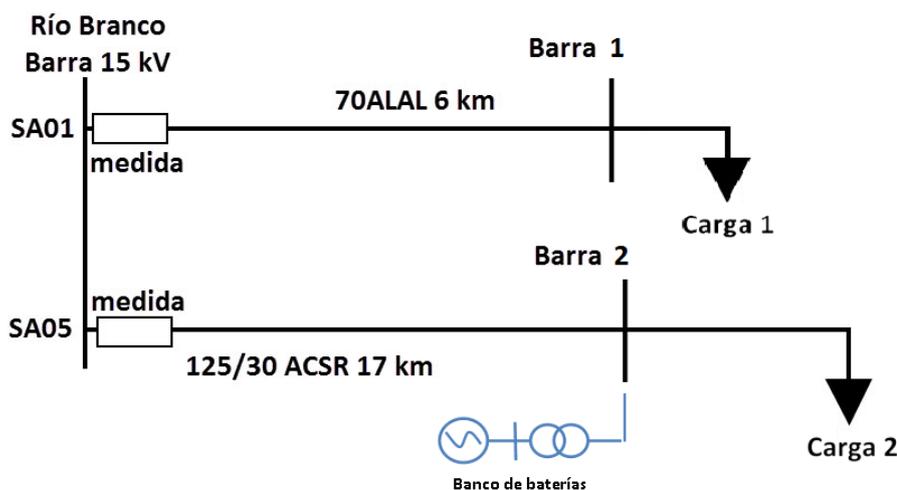


Figura 7.25
Unifilar Río Branco con el banco instalado

El unifilar con el banco instalado se presenta en la figura 7.25. Con el fin de analizar el punto en el que el banco tiene el mejor desempeño, se evaluó colocarlo en la barra 1, barra 2 y barra de 15 kV. La barra 1 no presentaba problemas de calidad de tensión, por lo que al colocar el banco solo se conseguía descargar la línea y no se solucionaba el problema de tensión en la barra 2. En la barra de 15 kV se descargaban las dos líneas, pero no se conseguía garantizar la calidad en la barra 2. Finalmente, se conectó en la barra 2, lo que permitió mejorar la tensión, quedando prácticamente todo el año por encima de 0,95 p.u. Si bien no erradica totalmente el problema, lo mitiga notoriamente.

Los resultados se presentan en las figuras 7.26 y 7.27.

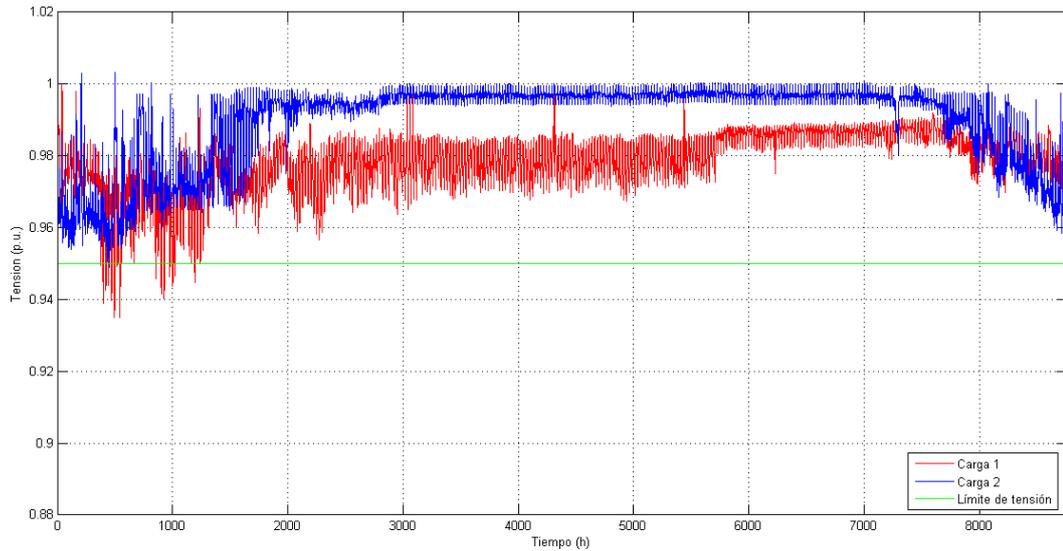


Figura 7.26
Tensión en Río Branco con banco

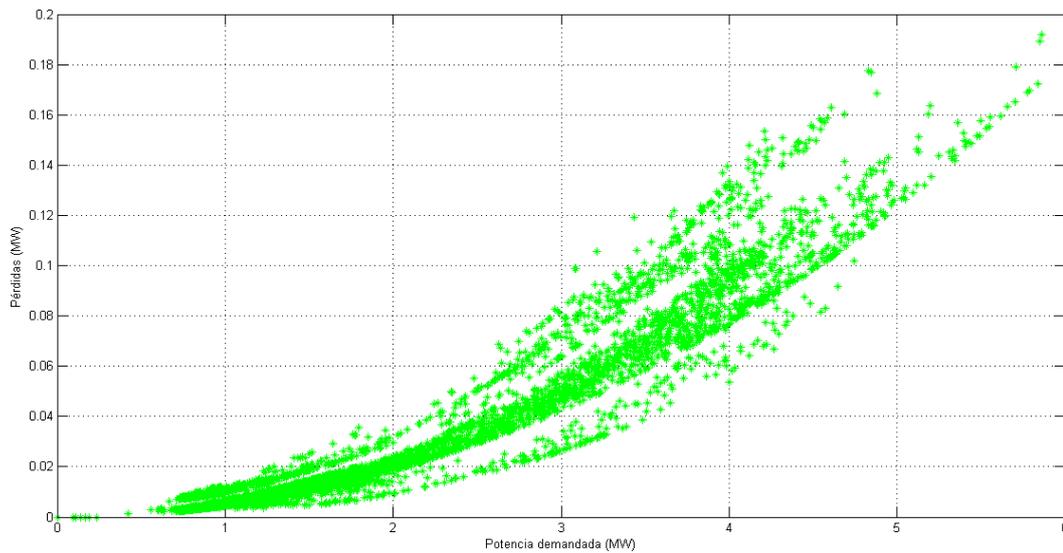


Figura 7.27
Pérdidas en Río Branco con banco

En lo que a pérdidas refiere, sin el banco se estimaron unos 294 MWh anuales, de los que un banco de 2 MWh permite ahorrar un 27%.

7.2 Banco vs. nueva línea

Un proveedor de servicios debe realizar un monitoreo constante del estado de las líneas para actuar antes de que lleguen a sobrecargarse. En el caso de líneas de media tensión, los factores que se deben tener en cuenta son la tensión nominal del cable, la intensidad nominal permanente y la corriente de cortocircuito máxima que el cable debe ser capaz de soportar. De estos factores, el que se estudiará será la corriente nominal permanente.

Generalmente, los conductores de la red de media tensión uruguaya no utilizan aislación, por lo que el análisis estará centrado en dicho tipo. En estos casos se toma como limitante la corriente máxima admisible.

Para este desarrollo se toma como referencia una línea ALAL de 150 mm^2 de sección, con una corriente admisible de 162 A. El valor límite de potencia que el conductor es capaz de suministrar es $S = 0,9\sqrt{3}UI$. El 0,9 se utiliza como margen de seguridad.

Se considera el instante en el que la línea se encuentra cargada al 77 % de su valor límite. Considerando una tasa de crecimiento de 3 % anual, restan cinco años para que se alcance dicho límite. Bajo este escenario, se evalúan dos alternativas: tender una nueva línea o instalar un banco de baterías de iones de litio.

Si se coloca una nueva línea en paralelo se reparte la corriente entre ambas. Con esto se consigue retrasar la sobrecarga de las líneas por 29 años, como se ve en la figura 7.28.

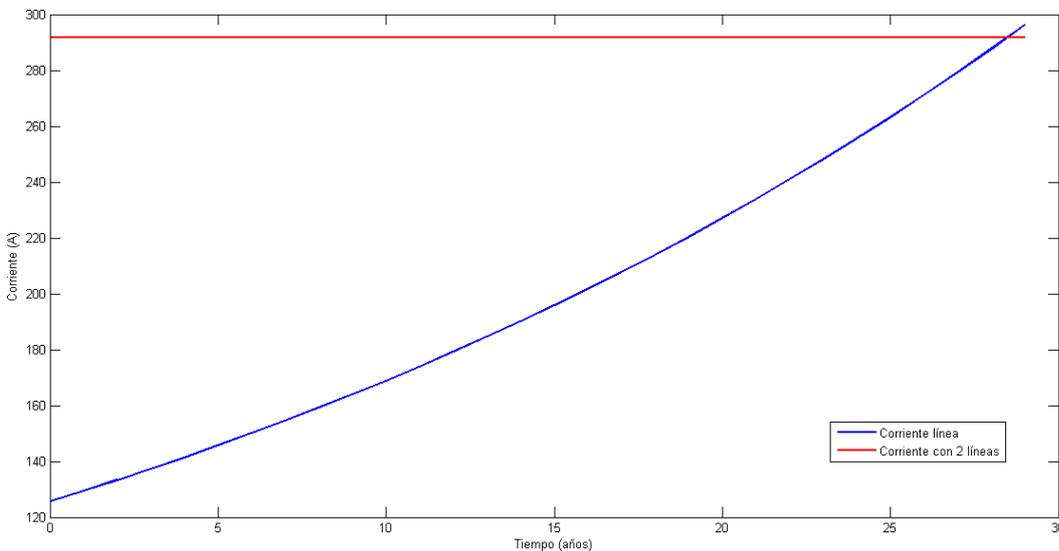


Figura 7.28
Crecimiento esperado de corriente y corriente máxima con nueva línea

Por otro lado, si se instalara un banco de 500 kWh, que sea capaz de suministrar 500 kW de potencia durante 1 hora por día, el sistema se sobrecargaría a los diez años, como se ve en la figura 7.29. Se consideró que la carga presentaba un $\cos \varphi \geq 0,92$, y que el banco es capaz de compensar dicha potencia reactiva durante el mismo tiempo, incluyendo además las pérdidas que puede tener la línea. Para esto es necesario un convertidor de 800 kVA.

La figura 7.29 muestra que un banco de estas dimensiones permite retrasar la condición de sobrecarga por algo más de 5 años.

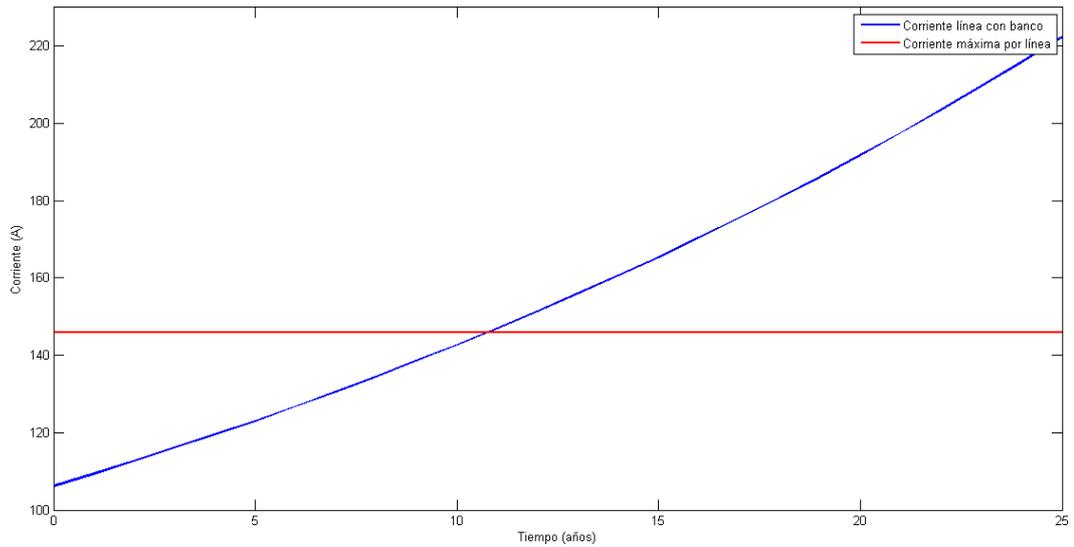


Figura 7.29
Crecimiento esperado de corriente con banco de baterías y corriente máxima

7.2.1 Evaluación económica

Si bien la durabilidad de la línea es mayor, el banco ofrece la posibilidad de posponer la inversión de la primera durante cinco años.

La inversión estipulada para un banco de 500 kWh, con $S = 800 \text{ kVA}$ es de unos USD480 000. Mientras que la inversión en una nueva línea es de USD85 000 por kilómetro.²

En la figura 7.30 se compara el costo del banco con el de la línea según su longitud. Puede verse que a partir de los 6 km las inversiones de la línea y del banco son comparables.

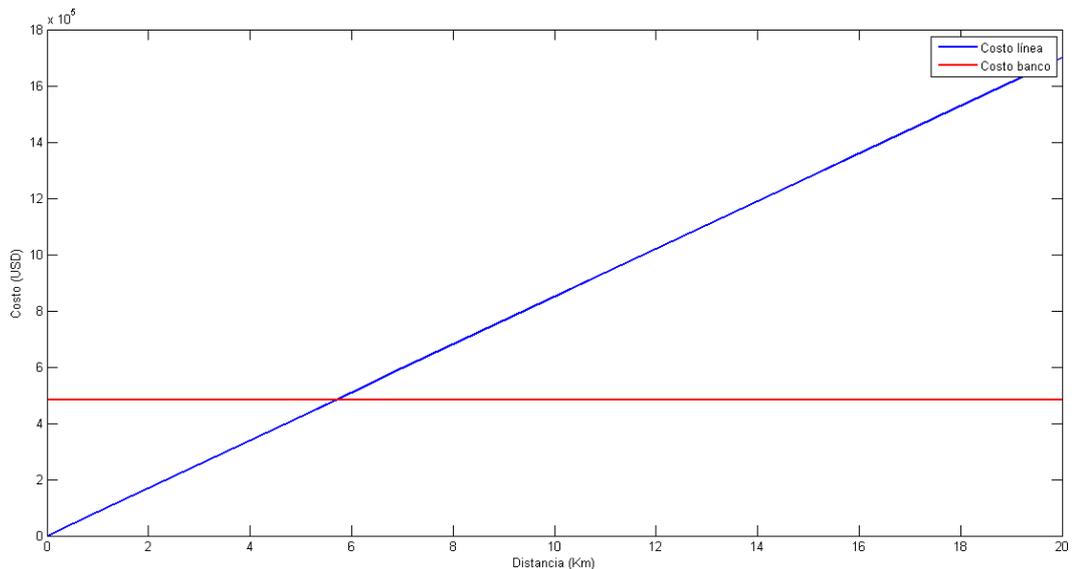


Figura 7.30
Inversión de la línea contra inversión del banco

² Fuente: UTE

Con esto en cuenta, se decidió estudiar una línea de 20 km largo, como la que electrifica a la localidad de Topador de ALAL de 150 mm² como la desarrollada anteriormente.

Al momento de alcanzarse la condición límite, las inversiones de las alternativas analizadas son:

- Banco: USD480 000.
- Línea: USD1 700 000.

De lo analizado, colocando el banco en este momento se evita llegar a la condición límite por cinco años. Lo ahorrado por retrasar la instalación de la línea por ese lapso se desglosa a continuación.

$$\text{Ahorro} = I_L(t) - I_L(t + 5) - I_B + V_B \quad (7.1)$$

donde

- $I_L(t)$ es la inversión en la línea en el año 5, según se explicó: USD1 700 000;
- $I_L(t + 5)$ es la inversión en la línea en el año 10, es la inversión de la línea en el año 5 depreciada un 7 % anual: USD1 200 000;
- I_B es la inversión en el banco de baterías, según se explicó: USD480 000;
- V_B es el valor remanente del banco, que es el valor que este aún tiene en el año 10, considerando que la capacidad de las baterías se reduce un 2,5 % al año: USD305 000;³

Así, resulta:

$$\text{Ahorro} = \text{USD}325\,000 \quad (7.2)$$

que es prácticamente el valor residual del banco.

Conclusión: En vista de los resultados obtenidos, desde el punto de vista económico no se trata de un proyecto muy atractivo en las condiciones tecnológicas actuales. Se destaca que el monto inicial para implementar esta solución es menos de la tercera parte de la inversión en una línea, y luego de los cinco años, se dispone de un banco que aún puede funcionar en esas condiciones por otros 15 años.

7.3 Referencias

- [1] Google Maps. *Ombúes de Lavalle*. URL: <https://www.google.com/maps/@-33.9375,-57.8125,11120m/data=!3m1!1e3> (visitado 2 de mayo de 2015) (vid. pág. 116).
- [2] Google Maps. *Río Branco*. URL: <https://www.google.com/maps/@-32.5968167,-53.3846137,4290m/data=!3m1!1e3> (visitado 16 de mayo de 2015) (vid. pág. 121).
- [3] Google Maps. *Topador*. URL: <https://www.google.com/maps/place/30%C3%82%C2%B017'52.0%22S+56%C3%82%C2%B049'17.0%22W/@-30.2973606,-56.8204742,695m/data=!3m1!1e3!4m2!3m1!1s0x0:0x0> (visitado 2 de mayo de 2015) (vid. pág. 111).

³ Dentro de este 2,5 % se incluye la depreciación de todos los equipos del banco.

- [4] *Reglamento de conexión de generación a la red del distribuidor de media tensión.* URSEA. 2011. URL: http://www.ute.com.uy/pags/generacion_privada/documentos/ReglamentoConexRedMediaTension.pdf (vid. pág. 110).
- [5] Wikipedia. *Ombúes de Lavalle* — *Wikipedia: La enciclopedia libre*. 2015. URL: https://es.wikipedia.org/wiki/Omb%C3%BAes_de_Lavalle (visitado 2 de mayo de 2015) (vid. pág. 116).
- [6] Wikipedia. *Río Branco* — *Wikipedia: La enciclopedia libre*. 2015. URL: https://es.wikipedia.org/wiki/R%C3%ADo_Branco (visitado 16 de mayo de 2015) (vid. pág. 120).
- [7] Wikipedia. *Topador* — *Wikipedia: La enciclopedia libre*. 2015. URL: <http://es.wikipedia.org/wiki/Topador> (visitado 12 de mayo de 2015) (vid. pág. 111).

Elementos de seguridad para el funcionamiento de un banco de baterías

Los parámetros que se deben tener en cuenta en el diseño de una instalación eléctrica son los siguientes:

- Seguridad de la instalación
- Minimizar la inversión inicial
- Maximizar la continuidad y calidad del servicio
- Conseguir flexibilidad y posibilidad de cubrir demandas futuras
- Maximizar la eficiencia en lo que respecta a la energía
- Minimizar los costos de operación y mantenimiento.

De estos parámetros, el más importante es la seguridad de la instalación. Es indispensable minimizar los riesgos para salvaguardar la integridad física de las personas y los equipos. Es el parámetro al que mayor detalle se le debe prestar, y a veces, puede llevar a que el diseño no sea el más eficiente[9].

En este Capítulo, se busca presentar las características de los equipos para cumplir este cometido. Las funciones de protección de cada equipo pueden depender de sus características físicas (o constructivas) o de su configuración (siguiendo las especificaciones del fabricante y las normas vigentes por los organismos reguladores). A su vez, otro requerimiento fundamental, es que los equipos posean sistemas de comunicación. Esto permite monitorear su desempeño en tiempo real mientras están conectados a la red.

Si bien se hace foco en la seguridad, se necesita cumplir con todos los parámetros al mismo tiempo. En este marco, se dice que el diseño mejora, si se aumenta la eficiencia con menos recursos.

8.1 Descripción de la instalación

Para conectarse a la red de distribución, se necesita incluir otros elementos que no fueron descritos en el capítulo Electrónica de potencia. Son aquellos que permiten integrarse a la red de forma segura y evitar que las fallas se propaguen por toda la instalación.

La figura 8.1 representa la distribución de estos componentes en el banco.

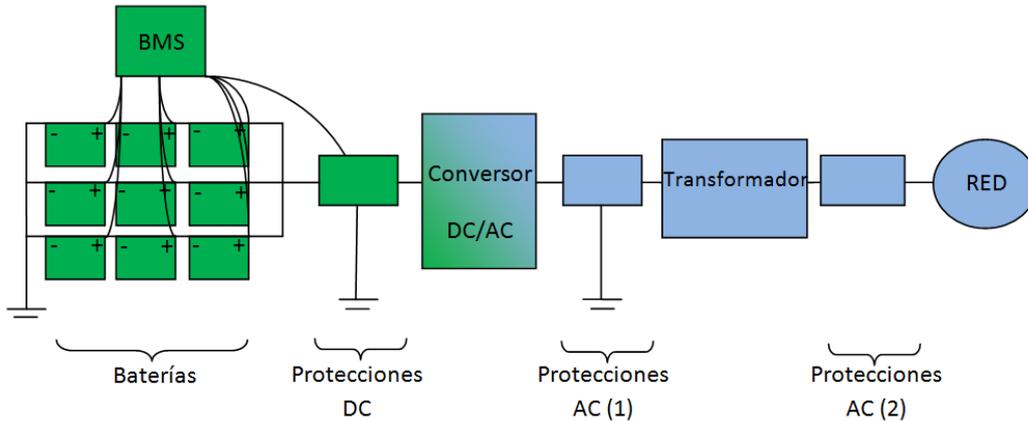


Figura 8.1
Configuración necesaria para la protección del banco

En la figura 8.1 los componentes son: baterías, BMS, elementos de protección en DC (fusibles, interruptores y descargadores), convertidor DC/AC, elementos de protección AC (1) (descargadores y seccionador), transformador, elementos de protección AC (2) (medidores, seccionador, disyuntor o re-conectador, relé para disyuntor, etc). Este esquema de configuración es apropiado para utilizar un solo convertidor (ejemplos de fabricantes de convertidores de gran magnitud son PARKER o EATON) [9].

La figura 8.2 representa cómo se vería el esquema de conexión anterior una vez instalado.

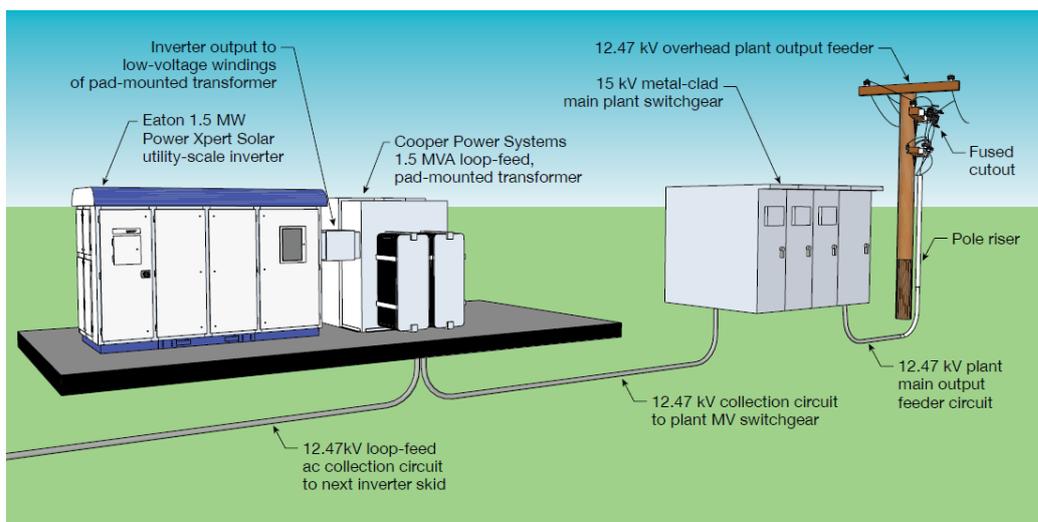


Figura 8.2
Componentes interconectados por cables subterráneos [9]

Otra alternativa, es utilizar más de un convertor de menor magnitud. En este caso, el esquema de conexión quedaría como se aprecia en la figura 8.3.

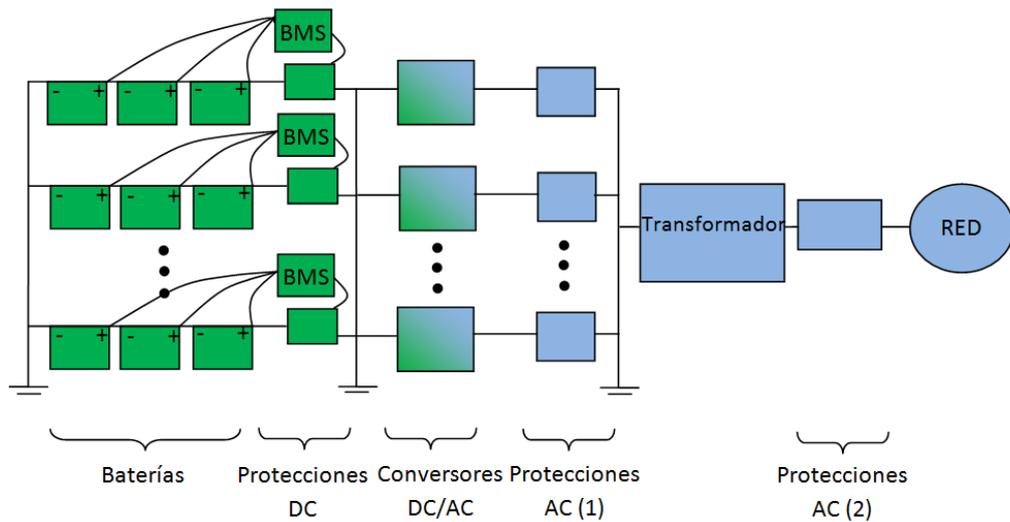


Figura 8.3
Configuración con más de un convertor

A diferencia de la configuración anterior, el mismo número de baterías necesita más convertidores, BMS, protecciones DC y protecciones AC (1). Este esquema se vería como en la figura 8.4.

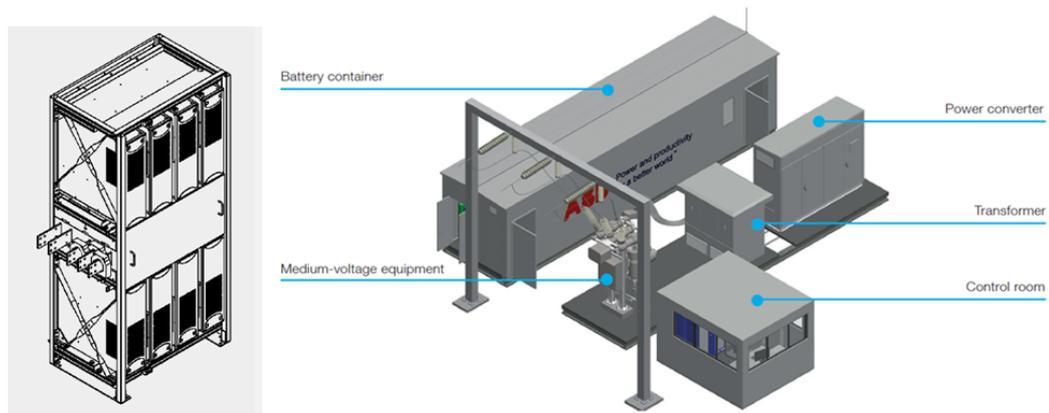


Figura 8.4
Configuración con más de un convertor interconectados por cables aéreos [4]

A la izquierda se presenta un módulo que contiene varios convertidores y sus respectivas protecciones. Estos convertidores se interconectan para llegar al transformador, y desde ahí, a los demás elementos necesarios para conectarse a la red.

El uso de múltiples arreglos de baterías y convertidores, permite mayor confiabilidad del servicio, ya que en caso de falla de un convertor, el resto sigue en funcionamiento.

Fabricantes como ABB, que suministran este tipo de equipos, estiman que el tiempo para reemplazar un módulo por otro es de 30 minutos [5]. Esto disminuye gastos y tiempos de inactividad, con respecto a las configuraciones que utilizan un único convertor. Adicionalmente, se consigue una mayor flexibilidad para realizar el dimensionamiento.

Ya que se cubre la demanda actual, y sin mayores modificaciones, se pueden realizar ampliaciones.

Otra consideración a tener en cuenta a partir de las figuras 8.2 y 8.4, es que la conexión entre los equipos, y con la red, se puede realizar de forma aérea o subterránea. La elección de cada sistema depende de factores como: la movilidad que se desee para el banco, la seguridad, el mantenimiento, etc.

8.2 Características de las protecciones y los equipos de un banco de baterías

8.2.1 Normas y reglamentos

Lo primero que se debe analizar es el marco normativo y los reglamentos que se deben cumplir. En nuestro caso, haremos mención de algunos de ellos, pero se debe tener presente que cada componente, la interconexión entre ellos, cómo deben funcionar ante eventualidades y muchos otros aspectos, se rigen por normas diferentes.

Todos aquellos que se propongan realizar un banco, deben verificar que los componentes cumplan con las normas internacionales correspondientes y solicitar la certificación de un laboratorio en lo que respecta a su funcionamiento. En la medida de lo posible, es preferente que el laboratorio sea externo al fabricante, para mayor seguridad.

Algunas de las normas a tener en cuenta para un banco de baterías son:

- IEC 61850 (“Manufacturing Message Specification”)
- IEC 62103 (“Power electronic systems and equipment”)
- IEC 61000 – 6 – 2 (“Electromagnetic compatibility (EMC)”)
- IEEE 1547 (“IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”)
- IEEE 519 – 1992 (“IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems”)

Teniendo presente las mismas para el resto del capítulo, describiremos primero las características físicas de los equipos. Luego su programación, la forma en que se comunican, y por último, la protección contra contactos indirectos.

8.2.2 Protecciones físicas de los equipos

Baterías:

Las baterías de Ion de Litio, según su constitución, pueden requerir circuitos de protección muy complejos. Si éstas operan fuera de sus rangos, a diferencia de otras tecnologías con mayor tolerancia, se pueden ocasionar problemas que afecten de forma permanente a la batería. Por lo tanto, es importante comprender cómo las protecciones actúan al salir de los rangos de operación y cómo manipular las baterías y conectarlas. Si esto no se tiene presente, se pueden ocasionar emisiones tóxicas de gases, fuego e incluso explosiones.

Algunos de estos temas ya fueron tratados en capítulos anteriores. Por lo que a continuación se hace un breve resumen, donde se mencionan los factores de riesgo más conocidos y las medidas de seguridad para controlarlos [8]. De esta manera, podemos saber qué se debe verificar en las hojas de los fabricantes antes de comprar las baterías.

- *Cargas a excesivo voltaje*: las sobrecargas son críticas, por lo tanto, se debe monitorear cada celda.
- *Cargas a excesiva corriente*: producen el envejecimiento y aumento de la temperatura en las conexiones internas y externas. Se debe medir la corriente y tener métodos de control.
- *Descargas a excesiva corriente*: al igual que en el proceso de carga, se producen aumentos de temperatura, que desembocan en daños internos de componentes como el separador. En este caso, la protección se puede realizar en el proceso de construcción, al utilizar una capa conductora de polímero PTC ("Polymeric Positive Temperature Coefficient"). Ésta aumenta de manera considerable la resistencia interna de la batería a partir de determinada corriente, lo que disminuye la magnitud de la misma. Una vez que la corriente disminuye, el PTC se enfría y se vuelve conductor nuevamente.
- *Excursiones de temperatura*: si se realiza la carga de la batería a bajas temperaturas, se producen depósitos de litio ("plating") que llevan a la degradación de la misma. Estos depósitos son fallas mecánicas, que conduce a cortocircuitos y reacciones incontrolables.

A su vez, cargas y descargas a alta temperatura producen gases dentro de la batería, que llevan a un aumento del volumen de las celdas. Esto se soluciona con elementos de protección como el CID (charge interrupt devices), que se ubican dentro de la propia batería y cortan la corriente ante un exceso de presión. O con el uso de válvulas de escape de presión, en caso que falle el CID o no se utilice.

- *Protección contra desbalances*: Los desbalances se dan cuando las celdas en serie (de un pack o batería) no presentan el mismo SoC ("state of charge"). En este caso, la protección puede desconectar la batería de forma permanente o compensar el desbalance mediante pequeñas descargas (de las celdas que presentan mayor SoC).

Esta protección a veces no se utiliza, ya que se controla indirectamente a través de las protecciones de sobretensión y sub-tensión de los arreglos de baterías. Indistintamente de cómo se haga, hay que controlarlo, ya que puede conducir a un aumento de la tasa de pérdida de la capacidad de las baterías.

- *Descargas a excesivos bajos voltajes*: las baterías de Litio, como ya se mencionó, no se descargan hasta que su tensión es nula. Cuando se considera que se descargaron, aún hay tensión en sus bornes. Si se las sigue descargando hasta que la tensión cae debajo de 1V, se pueden dañar los colectores, y en última instancia, los electrodos. Esto afecta la performance y puede ocasionar lo que se conoce como corrida térmica ("thermal runaway"). La corrida térmica desencadena un aumento continuo de la temperatura hasta que se destruye la batería. Los circuitos de protección de las baterías, evitan que se descarguen debajo del valor que recomienda el fabricante llevándolas a un modo de descanso.
- *Circuito de pre-carga*: si la batería tuvo una descarga profunda (tensión por debajo del valor del fabricante) se necesita cargarla a baja corriente, hasta que alcance la

tensión mínima. En este caso, el circuito de carga (puede ser el convertor DC/AC) debe poder suministrarlas.

- *Dependencia térmica pasiva:* Se debe incluir en la batería los dispositivos de dependencia térmica pasiva, para evitar que otros factores no mencionados contribuyan ante las corridas térmicas.

Para evitar estos escenarios, las medidas de seguridad se implementan en la construcción de la batería o a través de mediciones. En este último caso, los circuitos de protección para monitoreo, se dimensionan, teniendo presente las magnitudes de una celda. Están incluidos en una placa impresa (PCB) que se puede usar en cada batería (soportan condiciones como la corrida térmica), o se puede centralizar junto con el BMS. Estos circuitos forman parte del BMS, que se analiza a continuación.

BMS:

El objetivo de este sistema es asegurar un uso óptimo de la energía de la batería y prevenir cualquier factor de riesgo que la pueda dañar[7]. Esto es posible mediante el monitoreo y control del proceso de carga y descarga. Su arquitectura se aprecia en la figura 8.5.

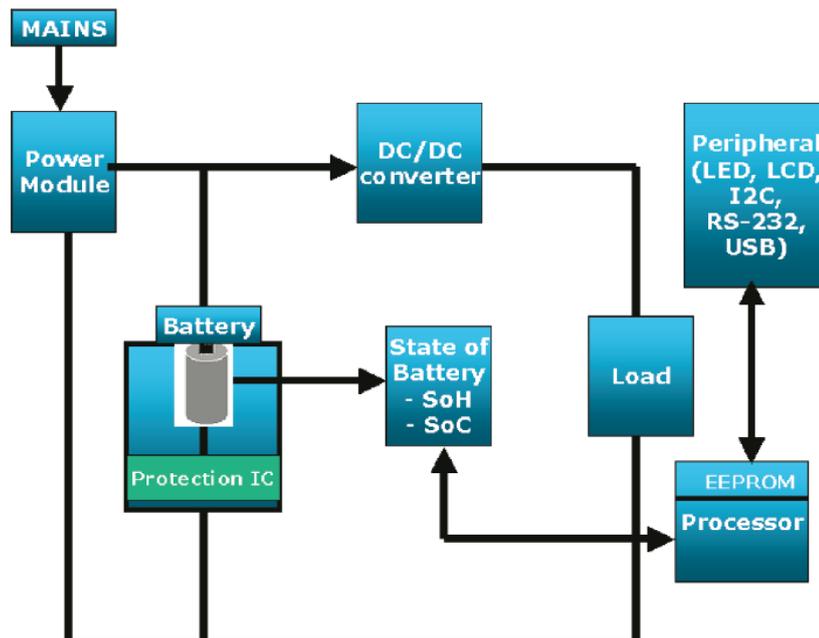


Figura 8.5
Arquitectura de un sistema de manejo de baterías (BMS) [7]

El BMS es un sistema que se conforma por un conjunto de equipos y la interacción de estos con otros. A continuación se describen los mismos.

En serie con la batería, se instala el Circuito de protección integrada ("Protection Integrated Circuit") IC. Éste evita que la batería opere por fuera de los parámetros que especifica el fabricante, en lo que respecta a temperatura, tensión y corriente.

En paralelo a la batería, se coloca un adquisidor de señales, que recibe los datos correspondientes a la tensión, la temperatura y la corriente y las condiciona para que se puedan utilizar en la unidad de procesamiento.

En la unidad de procesamiento, se analizan los datos mediante software, para determinar el estado de la batería y entregar información como el SoC. Esta unidad es fundamental, ya que se comunica con el IC, el convertor AC/DC, dispositivos para la comunicación remota (mediante RS-232 o USB) y paneles LCD o luces led (que despliegan datos como el SoH o el SoC en el lugar).

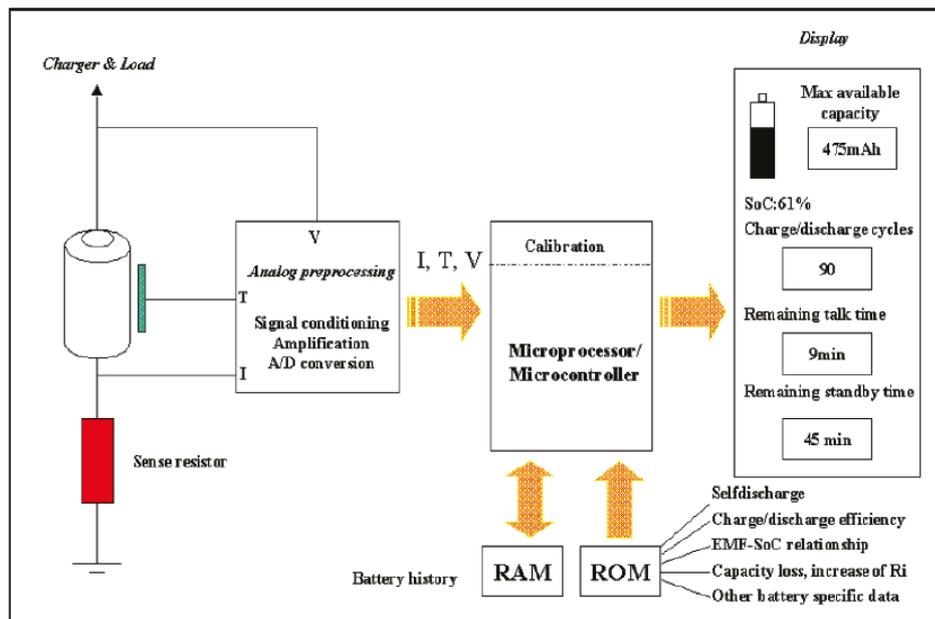


Figura 8.6
Arquitectura del sistema para determinar el soc [7]

El diagrama de la figura 8.6, es un ejemplo de cómo el BMS estima el SoC. Se mide la tensión, la temperatura, la presión (en algunos casos) y la corriente (esta última, a través de una resistencia en serie, entre el borne (-) y la tierra) y se las digitaliza. Las señales pasan a través del microprocesador (o micro-controlador) que corre el software y entrega el SoC.

Si bien este diagrama es para una sola celda, es aplicable a múltiples celdas en serie. Y por lo tanto, es también válido para una batería.

En la figura 8.7, se aprecian los problemas que pueden ocurrir en una celda de Litio, y sus consecuencias si no se tiene un elemento de protección. A su vez, está la acción que implementa una protección física (por sus propiedades o controlada a través del BMS) para solucionarlo y los resultados que se obtienen.

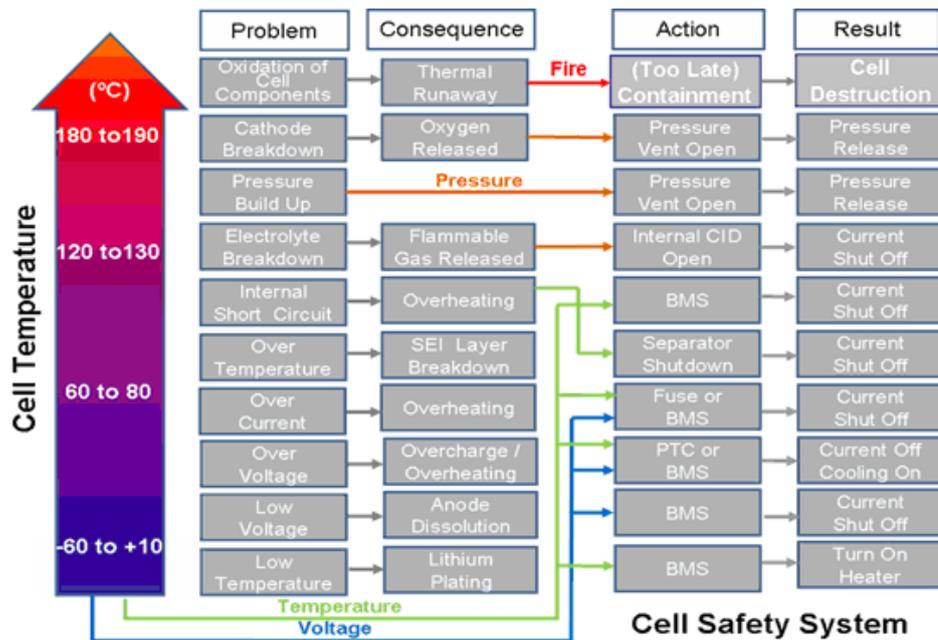


Figura 8.7 Esquema de operación frente a problemas de las baterías [2]

Cables para corriente continua:

Se usan para conectar las baterías entre ellas, y con el convertidor. De los aspectos más importantes, se destacan la sección que deben tener y el material de su aislación.

De la sección se obtiene la corriente nominal que puede circular. Según el reglamento de baja tensión de UTE, los cables deberán estar dimensionados para un 125 % de la corriente máxima del generador [3].

Y de las propiedades físicas del material para la aislación, se obtienen los tiempos máximos para las sobrecargas. Las protecciones en DC, al detectar las sobrecargas, deben detener la corriente antes que se cumplan estos tiempos. De esta manera, se evitan daños permanentes en las instalaciones.

Por lo general, el cable rojo es para el borne positivo y el negro para el negativo. Los terminales que entregan los fabricantes, para la conexión externa de las baterías, se diseñan para evitar cortocircuitos accidentales y conexiones incorrectas, por lo que se recomienda su uso.

Elementos de protección DC:

Permiten la protección frente a sobrecargas y cortocircuitos. Por lo general, no forman parte del convertidor. Los fabricantes de estos sugieren que se utilicen protectores de sobretensión tipo 2 (en Siemens, se utiliza la línea SPDs (5SD7 483–)), fusibles y un elemento de desconexión para separar el convertidor de las baterías (con el fin de poder realizar mantenimiento)[10]. Ver figura 8.8.

Specifications	Units	890GTB-1200	890GTB-1450	890GTB-1800	890GTB-2200
Input DC Bus Voltage (nominal)	Volts DC	730	1000	730	1000
Input DC Bus Voltage (max)	Volts DC	800	1200	800	1200
DC Overcurrent Protection		Software Programmable Electronic Trip and PV Fuses			
Overvoltage Protection		Included - Type 2 surge arrester			
DC Disconnection Method		Options Available			
Surge Protection		Type 2 surge arrester			

Figura 8.8

Hoja de datos de un convertor con las especificaciones en DC [1]

Los protectores de sobretensión son monofásicos. Su objetivo es evitar que la tensión alcance la máxima permitida para la aislación en DC del convertor. Poseen un detector de faltas, que permite ver de forma física cuando el dispositivo se desconectó, y mediante un contactor, notificar de forma remota cuando actuaron. Cuando actúan, derivan a tierra corrientes altas, dejando la tensión en un valor constante. Los de tipo 1 se utilizan si se estima que se puede recibir un impacto directo de un rayo, y los de tipo 2, se usan aguas abajo de los tipo 1, ya que sus magnitudes de operación son menores [10], [11].

Tienen un tiempo de actuación del orden de los nanosegundo, pero esto no representa un problema, ya que las sobretensiones se dan de forma gradual y llegan a su valor final en microsegundos.

A modo de ejemplo, si usamos el convertor 890GTB – 2200 de la figura 8, debemos utilizar un protector de sobretensión que actúe antes de los 1200 V.

El otro elemento que analizaremos son los fusibles. Se utilizan para proteger el cable de sobrecorrientes y corrientes de cortocircuito. Éstas deterioran la aislación, dejando el conductor expuesto y pueden conducir a un incendio. La corriente para la cual actúan, debe ser menor a la tolerancia del cable para poder protegerlo. A su vez, deben tener un poder de corte superior a la corriente de cortocircuito máxima que se pueda presentar. Los fusibles se deben colocar tan cerca de las baterías como sea posible, así se proteja una mayor proporción del cable.

Los cortocircuitos son muy peligrosos. A modo de ejemplo, un condensador de 30 Joules en un cortocircuito puede soldar un cable. Una batería de un automóvil de 200 Ah de Litio, contiene 2,592,000 Joules de energía. En un cortocircuito, la corriente conduce a temperaturas extremas que llevan a incendios y explosiones.

Convertor DC/AC:

Muchas de sus protecciones son programables y se analizarán más adelante. En lo que a sus protecciones físicas respecta, el voltaje nominal DC para el cual el fabricante elige la aislación, es aquel que permite tener una tensión constante durante el proceso de carga de las baterías.

Las tensiones mínimas, que también aparecen en las especificaciones, refieren a los valores para los que el convertor no puede trabajar apropiadamente. No se relacionan con la tensión mínima que deben tener las baterías para evitar las descargas profundas[5].

Otras protecciones físicas que se deben tener en cuenta para su correcto funcionamiento son:

- La corriente de falta (por ejemplo, 25 kA para una potencia de 100 kVA)[5]
- Capacidad de tolerar sobrecargas (ejemplo, 200 % por 2s, 150 % por 30s y 120 % por 600s)[5]

- Tener un ambiente de operación con temperaturas controladas para su correcto funcionamiento y protección
- En cuanto a la refrigeración de los transistores, varía según las dimensiones del convertidor. Equipos modulares utilizan aire forzado, y equipos de gran potencia, utilizan refrigerantes como el R134a [5][1].

Elementos de protección AC (1):

El interruptor termomagnético permite la protección frente a sobrecargas y cortocircuitos. Este elemento tampoco está incluido en el convertidor. El fabricante del convertidor especifica cuál debe ser el poder de corte.

En la figura 8.9, se aprecian cuáles son los parámetros para coordinar la actuación de ésta y otras protecciones a fin de evitar daños.

AC					
Rated Output at up to 35C	kVA	1200	1450	1800	2200
Rated Output at 50C	kVA	1080	1305	1620	1980
Nominal Output Voltage	Volts AC	400	480	480	400
Nominal Output Frequency	Hz	50/60	50/60	50/60	50/60
Power Factor Range		+/- 1.0	+/- 1.0	+/- 1.0	+/- 1.0
Current Distortion	%	< 3	< 3	< 3	< 3
Overvoltage Protection			Included - Type 2 surge arrester		
AC Circuit Breaker			65kA Interrupt Rating		

Figura 8.9

Hoja de datos de un convertidor con las especificaciones en AC [1]

Otro elemento de protección que se vuelve a utilizar, es el protector de sobretensión. Como se aprecia en la figura 8.9, el fabricante del convertidor recomienda cuáles deben ser sus características y parámetros de operación.

Debido a que el convertidor se conecta al transformador, y a su vez, este último está más expuesto a descargas atmosféricas, se debe utilizar dos protectores de sobretensión tipo 1 a ambos lados del transformador.

También se deben utilizar seccionadores. Se deben colocar a ambos lados del transformador, para poder tener un corte visible, a la hora de efectuar el mantenimiento del transformador o el convertidor. No se pueden abrir cuando conducen corriente, y deben ser capaces de soportar las sobrecorrientes, hasta que actúen las protecciones.

Transformador:

Se utiliza para aumentar la tensión de salida del convertidor. De acuerdo a los fabricantes de este último, necesitamos pasar de 480 V a la tensión de media que se utilice en el punto de conexión (esta puede ser 6,4, 15 o 22 kV).

Las características físicas para su elección y protección son las siguientes:

- Potencia Nominal. Se miden en VA y debe coincidir con la potencia nominal del convertidor, según los fabricantes de los mismos.
- Armónicos. Los convertidores traen una tabla en la que se detalla, cómo deben ser los armónicos del transformador para que éste pueda funcionar correctamente junto con él.

- Tipos de transformadores para conectar al convertidor. Existen tres variables posibles, según los requerimientos de conexión del convertidor. La primera, es que el convertidor lo utilice como inductor, para realizar el filtrado de armónicos. En este caso, se necesita transformadores especiales que se conocen como PWM-capable.

Otra forma de conexión, es con transformadores multi-winding. Estos se caracterizan por tener múltiples entradas de baja tensión, y se usan cuando se tiene más de un convertidor que no se puede instalar directamente en paralelo.

Por último, están los transformadores comunes, con una entrada de baja tensión y otra de media tensión. Estos permiten una conexión de los bornes en delta o estrella, según se necesite. Como se recuerda del capítulo de Electrónica de potencia, algunos convertidores pueden necesitar un neutro para funcionar y otros no. Por lo que esto condiciona la cantidad de bornes con los que debe contar el transformador.

- Fluido dieléctrico. Las bobinas que inducen el cambio de tensión, se encuentran sumergidas en un fluido dieléctrico (aislante) que permite la disipación del calor por pérdidas joule. Se cuenta con dos tipos de fluidos: el fluido mineral y el de aceite vegetal. El aceite mineral, es una solución de bajo costo, pero contaminante e inflamable. En caso de derrame, es común que se haga debajo del transformador una canalización para la contención del fluido. El aceite vegetal, es menos inflamable, menos contaminante (ya que es biodegradable), no es tóxico, es fácil de eliminar y se hace de fuentes renovables. Además, sus características térmicas permiten una mejor aislación. Ejemplos de este último es el *EnvirotempFR3*.
- Cambiador de taps. Permite cambiar de un nivel de tensión a otro. Para este cambio, se debe primero desenergizar el transformador y aterrarlo. Luego mediante una pértiga se opera el tap.
- Impedancia interna del transformador. Ésta debe ser comparable con la del convertidor. Este es otro parámetro que el fabricante del convertidor debe proporcionar. [9]

Puesto de conexión de media tensión:

En este lugar se ubican los elementos para desconectarse, protegerse contra sobrecorrientes y los medidores para registrar la energía que se intercambia con la red. Estos equipos permiten el monitoreo y comando a distancia.

Los parámetros a tener en cuenta para su diseño son:

- Clase de tensión
- Corriente de régimen
- Clase de los interruptores
- Tipo de cerramiento para los equipos (IP)
- Magnitud de la corriente de falta en el punto de conexión.

Dentro del puesto de conexión se ubica el disyuntor (o interruptor). La función del disyuntor, es extinguir la corriente que circula por el mismo, inclusive durante una falta. En ellas, la magnitud de la corriente es mucho mayor a la de condiciones de funcionamiento normal. A modo de ejemplo, si la corriente nominal es del orden de kA , la de una falta es de decenas de kA . Para extinguir el arco, se utilizan diferentes tecnologías como aire, aceite, SF₆ y vacío. Los más empleados son los que operan por vacío. Los disyuntores pueden ser fijos o desmontables. Esto se menciona, ya que los desmontables permiten tener una confirmación visual de que el equipo está desconectado, lo que mejora la seguridad a la hora de realizar mantenimiento [9].

Los disyuntores, por lo general, no implementan las funciones lógicas que determinan cómo deben actuar. Por este motivo se deben utilizar relés junto con ellos. Cuando éstos sensan una corriente que se interpreta como una sobrecarga, envían la orden de abrir el disyuntor. Lo mejor es utilizar relés de estado sólido, que permiten implementar múltiples funciones simultáneamente.

Cada una de las funciones que un relé de estado sólido puede realizar, se identifica mediante un número. Algunas de estas funciones son:

- Sobrecorriente (50,51)
- Baja tensión (27)
- Sobretensión (59)
- Frecuencia (81)

Un aspecto importante asociado al uso de los relés, es que estos permiten implementar la selectividad entre las protecciones.

8.3 Programación del convertidor

Como ya se mencionó en el capítulo Electrónica de potencia, las diferentes funciones que puede implementar un banco de baterías, dependen de los controladores que posee el convertidor. Estos determinan, en base a los datos que se monitorean de la red, cómo debe operar el convertidor y ya vienen diseñados por los fabricantes. Como algunos parámetros son configurables, en algunos casos, el convertidor se adapta a las necesidades de los usuarios, y en otros, el usuario se debe adaptar a las curvas de funcionamiento de los equipos.

Dentro de las funciones programables, una de las más importantes, es saber cómo opera el banco en ausencia de energía proveniente de la red. Hay dos escenarios a considerar.

Por un lado, el banco puede seguir funcionando ante una falla de la red (operación en isla). En este caso, puede haber un problema si el convertidor no se puede sincronizar con la red cuando regresa, ya que se pueden ocasionar sobretensiones, que dañen los equipos. Otro problema, es que si se desenergiza un tramo de la red para mantenimiento, el banco puede entrar en operación solo. Esto evidentemente pone en riesgo la integridad del personal que pueda estar realizando mantenimiento.

El otro escenario, es que se desconecte de la red y se programe como debe operar desde ese momento en adelante.

Los fabricantes, para implementar esta función, diseñan el equipo en base a la norma *IEEE 1547* (Estandar para la interconexión de fuentes distribuidas al sistema eléctrico). A partir de ésta, ofrecen cinco modos de operación para que el convertidor opere ante la ausencia de la red:

- Inhabilitar (sin monitorear la red). Bajo este modo de operación, el convertidor no entrega más energía y no monitorea la red para ver en qué estado se encuentra.
- Inhabilitar (monitoreando la red). No entrega más energía, pero se queda monitoreando cuál es el comportamiento de la red.
- Inhabilitar, y cuando la red se vuelva a energizar, conectarse (anti Islanding). En este caso, no entrega energía, pero cuando detecta que la energía en la red regresa, vuelve a conectarse.
- Intentar reconectar en isla. Esta función es implementable si se conecta al equipo un reconector. Algunas veces, los cortocircuitos (o faltas) pueden ser temporales. Ramas de árboles u otros elementos, pueden permitir que una línea sin aislación se ponga en contacto con otra, o con el suelo. Cuando estos elementos se destruyen por el arco eléctrico, el servicio se puede restablecer, ya que el cortocircuito deja de existir. El reconector es un equipo que una vez detectado el cortocircuito, puede volver a conectar el convertidor, para saber si la falta sigue o si fue temporal.
- Funcionar en isla (Islanding). Como su nombre lo indica, en ausencia de la red, el convertidor sigue entregando energía. Cuando la red se vuelve a energizar, el convertidor se re-sincroniza con ésta, permitiendo la transferencia entre modos de funcionamiento sin afectar el servicio. Esto lo consigue controlando su propia tensión y frecuencia de salida (cambia de modo de operación sin dejar de funcionar, pasando del modo donde controla el flujo de carga, al modo generador) [5].

De acuerdo con la reglamentación de UTE [12], el convertidor debe programarse para no conectarse en isla. Sólo el personal encargado de UTE puede cambiar la configuración, o usar otra de las mencionadas.

Otra función programable, es la emulación de generador. Se utiliza cuando se presentan problemas de frecuencia y armónicos. Se caracteriza por hacer que el banco se comporte como un generador sincrónico.

También se puede programar para que funcione como fuente de corriente. En este modo, proporciona corrientes sinusoidales trifásicas a la red, sin importar si la red no está balanceada o tiene armónicos.

Otras funciones que se pueden programar para cumplir con las normas son:

- LVRT. Valor mínimo de tensión de la red, para el cual el convertidor debe seguir funcionando. En la norma de media tensión de UTE durante una falta, el parámetro es $0,2p.u.$ durante $0,5s$ y luego $0,85p.u.$. En condiciones normales, el valor es $0,95p.u.$. Se deben configurar las demás protecciones, para que no desconecten el convertidor antes de estos tiempos[12][5].
- HVRT. Valor máximo de tensión de la red, para el cual el convertidor debe seguir funcionando. Para cumplir con las normas de UTE, en condiciones de contingencia simple el valor es $1,1p.u.$ [12][5].

La última función programable que se analizará es la detección de faltas. El conversor la lleva a cabo mediante la combinación de dos procedimientos. Por un lado, utiliza los datos que monitorea de la red para detectar condiciones anómalas, como baja tensión (UV), sobretensión (OV), baja frecuencia (UF) o alta frecuencia (OF). Estas medidas se denominan pasivas, porque sólo son mediciones puntuales. Y por otro lado, utiliza técnicas activas con estas medidas, como el análisis de la tensión en función de la frecuencia y la variación de la potencia reactiva (Q), para determinar las condiciones de la red.

8.4 Métodos de comunicación para monitorear los equipos

El objetivo de este apartado, es describir la arquitectura mediante la cual se comunican los diferentes dispositivos. Este diseño general, coincide con el orden en que se fueron describiendo los componentes y se basa en la norma IEC 61850 que usa técnicas de programación orientada a objetos. Esta norma establece la intercomunicación entre los componentes, describe la capacidad de los mismos y es escalable [13].

La estructura de la información según la norma se debe separar en tres capas. La forma en que estas interactúan y cómo se interconectan se aprecia en la figura 8.10.

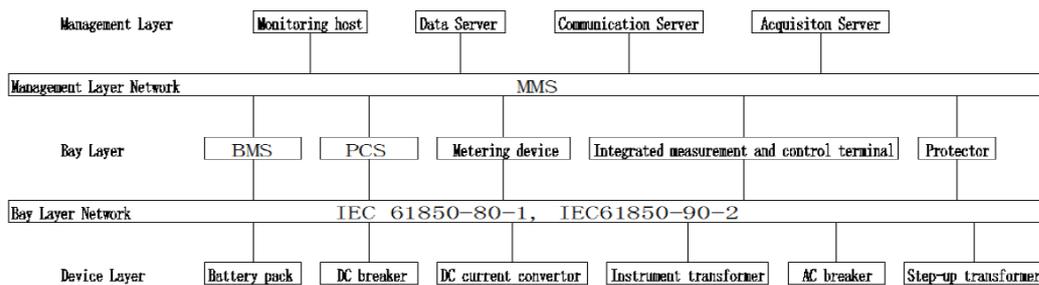


Figura 8.10
Estructura de la información [13]

La capa inferior se denomina Dispositivos. La conforman los componentes que transportan la energía que se intercambia con la red. Estos son las baterías, las protecciones DC y AC, el convertor, los instrumentos de medición y el transformador.

La siguiente capa se denomina Datos de Entrada y contiene los dispositivos que reciben las medidas. Estas corresponden a la información del estado de operación de todos los equipos de la capa anterior. Estos dispositivos son bidireccionales. Por un lado procesan la información de la capa Dispositivos y la comunican a la capa de Manejo, y por el otro, reciben la información de la capa de Manejo para controlar los dispositivos que suministran la energía. Los dispositivos que la conforman son: el BMS, los PCS (sistemas de conversión de potencia), los dispositivos de medida y control, y los elementos de protección como los relés.

La última capa es la de Manejo. La integran los equipos que muestran al operador, los datos de los componentes que transmiten la energía. De esta manera, se puede operar sobre estos y determinar el estado de la instalación. Se compone de los sistemas de monitoreo, los sistemas de comunicación, de adquisición y de respaldo de la información.

Los protocolos y requerimientos para el correcto funcionamiento de estos equipos, se describen en la norma de la siguiente manera:

- Apartado 4 y 7. Modelo de cómo se debe definir la información para realizar el control automático, el monitoreo, las protecciones y otras funciones. La figura 8.11, es una imagen sacada del manual del PCS100ESS y en la misma se aprecia cómo se despliegan los datos más importantes.

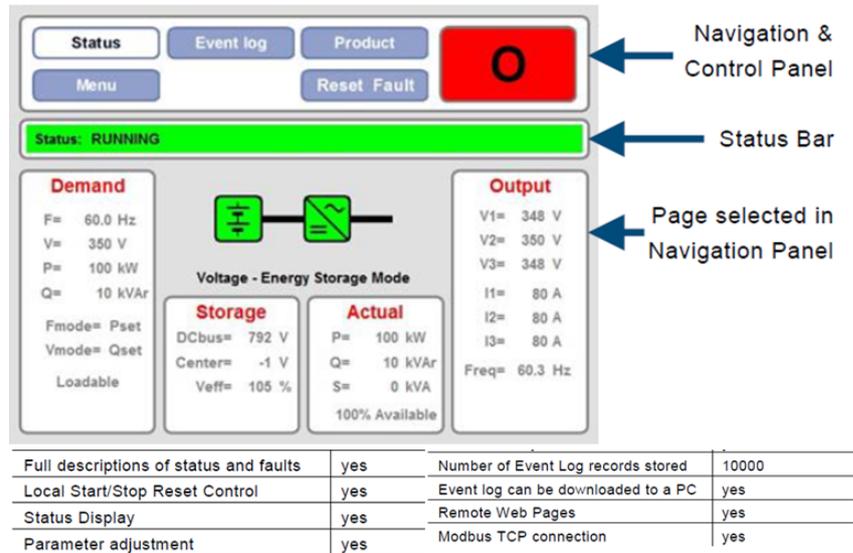


Figura 8.11
Información que despliega el convertidor según las normas [5]

- Apartado 5. Modelos básicos y métodos de comunicación de los sistemas de potencia.
- Apartado 6. Varias configuraciones de los IED (dispositivos electrónicos inteligentes) como su lógica, esquemas de conexión, etc. Si un dispositivo no cumple las normas IEC 61850, se pueden conectar a través de un IED que sí las cumpla, y de esta manera se puede aumentar la flexibilidad, para integrar al sistema diferentes elementos.
- Apartado 80 – 1 y 90 – 2. Establecen los estándares para el intercambio de información. En estos se establece que la información se transmita usando el protocolo TCP/IP. Para comunicar las capas Dispositivos y Datos de Entrada, se puede usar cables de red, y para comunicar las capas Datos de Entrada y Manejo, es mejor utilizar fibra óptica. Esta última permite que la comunicación sea en tiempo real, y es fundamental para datos de control, alarmas y mediciones que son prioritarias. Los fabricantes ofrecen interface mediante SCADA (cable Ethernet, Modbus TCP/IP) o RS485 (Modbus RTU)

8.5 Protección contra contactos indirectos

Se dice que se produce una falta a tierra, cuando se establece una conexión no intencional entre un conductor no aterrado y otro aterrado (o con la superficie). Este

contacto establece un flujo de corriente hacia el suelo, que origina la aparición de gradientes de potencial diferentes, alrededor de los puntos de contacto con el mismo. Estos gradientes de potencial, pueden poner en peligro la integridad física de las personas, si éstas hacen contacto entre dos zonas con dos potenciales diferentes ¹.

Los factores que afectan la magnitud de los gradientes son:

- Magnitud de la corriente de la falta
- La resistividad del suelo y la forma en que la corriente se distribuye por éste
- La carencia de resistencias de contacto suficiente que limiten la corriente a través del cuerpo
- Duración de la falta y el tiempo que la corriente circula por el individuo.

Lo que se busca en el diseño de una instalación eléctrica, es tener un camino para las corrientes de funcionamiento y de falta, sin que se afecten los límites de operación de los equipos o la continuidad del servicio. Pero además, que estas corrientes no lleven a gradientes de tensión entre superficies, que puedan poner en peligro la vida de individuos, que de forma accidental, entren en contacto con ambas.

Si una persona se encuentra entre potenciales diferentes, la magnitud de la corriente, que de atravesar el cuerpo humano conduce a la muerte, varía en función de si se trata de corriente continua o alterna. Para corriente alterna a una frecuencia de 50 hz (características de la corriente en Uruguay), dicho valor se encuentra entre 0,06 A y 0,1 A. Para la corriente continua, el valor es de 0,5 A. Como en un banco de baterías se puede ocasionar una falta de alterna o continua, se deben tener en cuenta ambos valores.

En algunas instalaciones, será suficiente con utilizar jabalinas enterradas en el suelo, como en el caso de las instalaciones domiciliarias. En instalaciones como una subestación, los potenciales conducen al diseño de mallas de tierra. Éstas consisten en electrodos dispuestos horizontalmente debajo de la superficie, junto a jabalinas. Ante una falta, distribuyen los potenciales de forma que no se tengan condiciones peligrosas para los operarios.

En el caso de las instalaciones eléctricas, los elementos que se conecten a la malla son:

- cualquier electrodo enterrado (caños metálicos para agua, gas, etc)
- estructuras metálicas que ante una falla puedan quedar en contacto con conductores "vivos" (cubas de transformadores, puertas metálicas, rejas, soportes, etc)
- todas las fuentes donde puedan originarse la corriente de falta (transformadores, descargadores, baterías, etc.)

Para poder determinar cómo debe ser la puesta a tierra de un banco de baterías, se debe calcular cuál es la corriente máxima que se puede dar en los límites de la instalación durante una falta.

Con esta corriente se puede calcular el GPR (tensión máxima que alcanza la puesta a tierra respecto a una tierra lejana) si una instalación es segura. Esto se detalla de forma

¹ La información desarrollada en esta sección se obtuvo de [6]

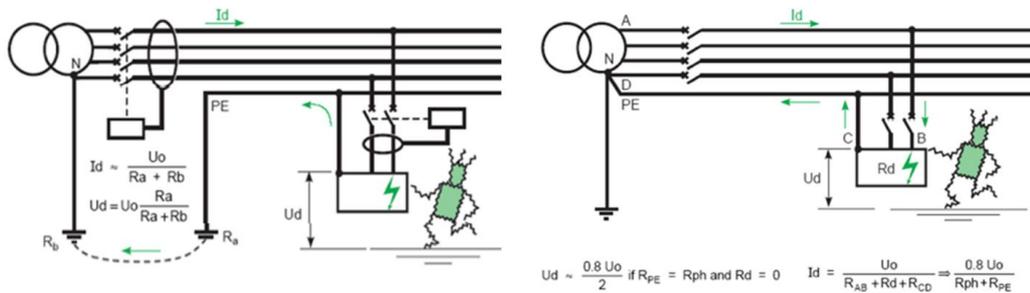
simplificada a continuación. A partir de la corriente máxima de una falta (I_f) se obtiene la corriente I_G . Esta corriente, conocida como corriente máxima, se multiplica por la resistencia de nuestra puesta a tierra (R_g), para obtener el GPR.

Si el $GPR < E_{toqueadmisible}$ se considera que la malla es aceptable. $E_{toqueadmisible}$ depende de los valores que se obtienen de características, como la persona promedio que pueda estar en la instalación.

Como nos conectamos en media tensión, y el convertidor funciona en baja tensión, la primera corriente de interés que debemos calcular es la que se produce en media tensión.

Ésta depende del sistema de conexión que se utilice en la instalación.

- si la instalación utiliza un sistema TT , la corriente de cortocircuito en baja tensión es del orden de A (ver figura 8.12)
- si la instalación utiliza un sistema TN , la corriente de corto circuito es del orden de kA , pero como no drena por la malla a tierra, entonces no hay GPR (ver figura 8.12).



Corriente de falta y voltaje en el sistema TT

Corriente de falta y voltaje en el sistema TN

Figura 8.12
Sistemas de conexión

La otra corriente que se debe analizar, es la corriente de cortocircuito que se puede ocasionar en las baterías. Como las tensiones de entrada en continua de los convertidores pueden superar los 700 V y las resistencias internas de las baterías pueden ser pequeñas, la magnitud de una corriente de falta puede ser considerable.

En base a lo expuesto, lo recomendable sería que el sistema de conexión del banco sea TN . En bancos de pequeña escala, es común este tipo de sistemas, tal y como se aprecia en la figura 8.13.

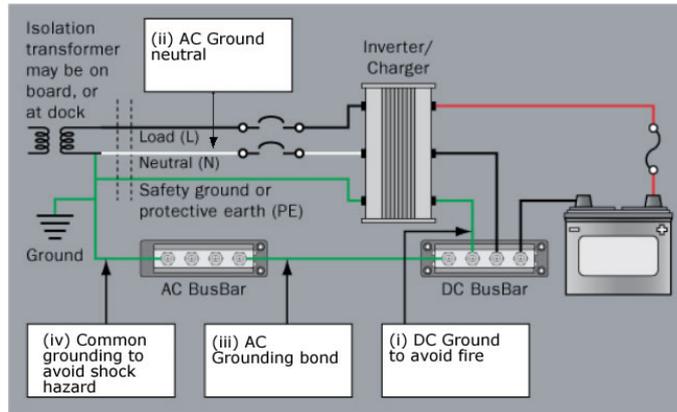


Figura 8.13
Puesta a tierra de bancos de pequeña escala

Sin embargo, en instalaciones de gran magnitud, el sistema de conexión puede ser otro. Esto implica calcular el GPR, y puede resultar en la instalación de una malla de tierra. Esto elevaría los gastos, debido al aumento de las dimensiones de la instalación.

8.6 Conclusiones

En base a todo lo expuesto, se debe tener presente que las protecciones son un parámetro fundamental a tener en cuenta a la hora del diseño y montaje. Si no se analizan en profundidad antes de la instalación de un banco de baterías se pueden ocasionar aumentos en los tiempos de instalación y en los costos de mantenimiento.

Se debe prestar especial atención a los manuales de los fabricantes, para no cometer errores de instalación que conduzcan a fallas peligrosas. Y tener presente las normas y reglamentos para evitar problemas de funcionamiento.

Algunas protecciones físicas, como las de las baterías, no dependen del diseñador ya que vienen implementadas por los fabricantes. Sin embargo, no es motivo para desconocerlas, ya que ante una falla, el operador debe saber qué puede ocasionarla.

Otras protecciones físicas y programables, deben ser estudiadas para su correcta implementación y funcionamiento. Éste es el caso de los fusibles, disyuntores, interruptores termomagnéticos, etc.

Por último, se debe tener presente el diseño global. Por ejemplo, utilizar una puesta a tierra inadecuada, puede conducir a incrementos en los costos de la instalación.

8.7 Referencias

- [1] *890GTB Battery Inverter Product Manual*. Versión 1. Parker EGT. 2014 (vid. págs. 139, 140).
- [2] *Battery and Energy Technologies. Battery Safety*. Woodbank Communications Ltd. 2005. URL: <http://www.mpoweruk.com/safety.htm> (vid. pág. 138).
- [3] *Canalizaciones eléctricas*. Facultad de Ingeniería (UdelaR). 2015. URL: http://iie.fing.edu.uy/ense/assign/iiee/Documentos/Teorico/Canalizaciones_electricas.pdf (vid. pág. 138).
- [4] *EssPro Energy Storage Grid Substation*. 1.^a ed. ABB Switzerland Ltd. 2014 (vid. pág. 133).

- [5] *Grid Connect Interface for Energy Storage Systems Technical Catalogue*. Versión D. ABB Ltd. 2015 (vid. págs. 133, 139, 140, 143, 145).
- [6] *Mallas de tierra. Subestaciones de media tensión*. Facultad de Ingeniería (UdelaR). 2014. URL: <https://eva.fing.edu.uy/course/view.php?id=532> (vid. pág. 146).
- [7] Valer Pop, Henk Jan Bergveld, Dmitry Danilov, Paul P.L. Regtien y Peter H.L. Notten, eds. *Battery Management Systems: Accurate State of charge Indication for Battery Powered Applications*. Springer, 2008 (vid. págs. 136, 137).
- [8] Thomas B. Reddy y David Linden. *Linden's Handbook of Batteries*. 4.^a ed. McGraw-Hill, 2011 (vid. pág. 134).
- [9] Dan Simpson. «Basics of Medium Voltage Wiring». En: *SOLARPRO* (2013) (vid. págs. 131, 132, 141, 142).
- [10] *Surge Arrester Type 2*. Siemens. 2015. URL: <http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/en/lv/product-portfolio/sentron/protection-devices/overvoltage-protection-devices/pages/surge-arresters-type2.aspx> (vid. págs. 138, 139).
- [11] *Surge Arresters Type 2 SE DC (FM)*. DEHN. 2015. URL: [http://www.dehn-international.com/en/680/577496/Familie-html/577496/DEHNguard%C3%82%C2%AE%20SE%20DC%20...%20\(FM\).html](http://www.dehn-international.com/en/680/577496/Familie-html/577496/DEHNguard%C3%82%C2%AE%20SE%20DC%20...%20(FM).html) (vid. pág. 139).
- [12] Administración Nacional De Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). *CONVENIO DE CONEXIÓN (Para Generadores que se conectan a la red de UTE en Media Tensión)*. 2013. URL: <http://portal.ute.com.uy> (vid. pág. 143).
- [13] Nan Wang, Wei Liang, Yanan Cheng y Yunfei Mu. «Battery Energy Storage System Information Modeling Based on IEC 61850». En: *Scientific Research* (2014) (vid. pág. 144).

Conclusiones generales

9

En lo que a baterías respecta, la tecnología se encuentra en una etapa de madurez suficiente como para ser implementadas en bancos de baterías, pero su precio hace que la rentabilidad del proyecto aún no viabilice el crecimiento de este mercado.

El banco de baterías se presenta como una herramienta muy útil en las líneas de distribución, ya que permite además de entregar potencia activa para reducir el pico de la demanda, compensar armónicos, reactiva y frecuencia.

Al utilizarse el banco de baterías, los escenarios analizados mejoraron su calidad (en lo que a nivel de tensión respecta), aunque la reducción de pérdidas no fue significativa. En particular, en Topador, donde la línea no presentaba problemas, no ameritaba la incorporación de un banco. Ombúes de Lavalle y el perfil de carga creado a partir de Río Branco sí tenían un problema de calidad, que un banco de baterías permitiría solucionar.

En lo que a problemas de calidad respecta, el banco es una solución técnicamente viable, aunque, en las condiciones actuales, es una inversión que se recupera en el largo plazo. Por esta razón, solo es una herramienta útil para organismos distribuidores de energía.

Desde el punto de vista económico, se observó que las tasas obtenidas de la elaboración de los proyectos no avalarían el mismo desde el punto de vista privado. En este sentido, se analizaron los distintos esquemas tarifarios existentes (pliego tarifario y precio spot) y en ninguno resultó rentable.

Comparando la instalación de un banco con el tendido de una nueva línea, surge que, en las hipótesis de funcionamiento estudiadas, este permite retrasar la inversión por 5 años, logrando con ese retraso un ahorro comparable al costo del banco.

Para el caso de una industria privada, en ninguna de las tres capacidades evaluadas se encontró un resultado que justificara la inversión. Salvo quizás, que la alimentación ininterrumpida sea un requisito de funcionamiento.

Trabajos a futuro: La tecnología de acumulación de energía en baterías no se limita solamente a las baterías ni, dentro de ellas, a la química del litio. Actualmente existen en funcionamiento y también en desarrollo otras formas de acumulación mecánicas y

eléctricas que se podrían estudiar. Otro aspecto interesante, podría ser la reutilización o reciclaje de baterías de autos eléctricos, que se espera existan en abundancia y a precio reducido.

En este proyecto se realizaron estimaciones de distintos costos, como el del convertidor, las baterías, costos de mantenimiento, tasas de falla, etc. Todos estos valores deben ser contrastados con la realidad para poder determinar de forma más fehaciente la viabilidad del banco.

Económicamente, se encontró una carencia del marco normativo en lo que a acumulación de energía refiere. En el futuro, se debería desarrollar un plan de tarifas que contemple pagos específicos basados en los servicios que un banco puede ofrecer, como ser: energía y potencia (tanto entregada como disponible) compensación de reactiva, etc.

Índice de figuras

1.1	Desarrollos de bancos de baterías a nivel mundial	2
2.1	Perfiles de descarga ideal y característicos para una batería genérica	12
2.2	Perfiles de descarga típicos para diferentes tecnologías	12
2.3	Efecto de la temperatura en el voltaje y la capacidad de baterías	13
2.4	Densidad gravimétrica de energía para distintas tecnologías de baterías primarias y secundarias	20
2.5	Comparación de la capacidad de almacenamiento de energía de varias tecnologías de baterías	21
3.1	Representación esquemática de una batería de iones de litio	24
3.2	Perfil de descarga según el material del negativo	26
3.3	Características de los poros de las membranas microporosas	28
3.4	Bosquejo del diagrama de Nyquist de una LIB	34
3.5	Perfil de descarga de una celda de LCO/grafito, varias corrientes	35
3.6	Perfil de descarga de una celda de LCO/grafito, varias temperaturas	35
3.7	Perfil de carga de una celda de LCO/grafito, varias temperaturas	36
3.8	Capacidad porcentual contra número de ciclos en celda de LCO/grafito	36
3.9	Perfil de descarga de celda de energía de NMC/grafito, varias corrientes	37
3.10	Capacidad porcentual como función de la temperatura en celda de energía de NMC/grafito, varias corrientes	38
3.11	Capacidad contra número de ciclos en celda de energía de NMC/grafito	38
3.12	Características de descarga en celda de potencia de NMC/grafito	39
3.13	Capacidad contra número de ciclos en celda de potencia de NMC/grafito	40
3.14	Descarga pulsada de celda de potencia de NMC/grafito	40
3.15	Descarga continua a 60C de celda de potencia de NMC/grafito	41
3.16	Perfil de descarga de celda de potencia de NMC/grafito, varias corrientes	41
3.17	Perfil de descarga de celda de potencia de NMC/grafito, varias temperaturas	42
3.18	Descarga de celda de potencia de NMC/grafito a -20°C , varias corrientes	42
3.19	Perfil de descarga a 25°C de celda de LMO/grafito, varias corrientes	43
3.20	Perfil de descarga a -20°C de celda de LMO/grafito, varias corrientes	43
3.21	Perfil de descarga de celda de (LMO:NMC)/grafito, varias corrientes	44
3.22	Capacidad contra número de ciclos en celda de (LMO:NMC)/grafito	44
3.23	Perfil de descarga de celda de LFP/grafito, varias corrientes	45
3.24	Capacidad contra número de ciclos en celda de LFP/grafito, varias temperaturas	45
3.25	Celda AHR18700m1Ultra-F1, usada en la Fórmula 1	46

3.26	Perfil de descarga de celda de LFP/grafito, varias corrientes	47
3.27	Capacidad contra número de ciclos en celda de LFP/grafito	47
3.28	Capacidad contra número de ciclos de celda de LFP/grafito, varias temperaturas	48
3.29	Perfil de descarga de una celda de LMO/LTO, varias corrientes	48
3.30	Capacidad contra número de ciclos en celda de LMO/LTO	49
3.31	Perfil de descarga de celda Sony Nexelion comparados con los de celda de igual tamaño con negativo de grafito.	49
3.32	Capacidad porcentual contra número de ciclos en celda Sony Nexelion . .	50
3.33	Incidentes de campo relacionados con baterías de iones de litio	51
3.34	Celda 18650 luego de sufrir una corrida térmica	52
4.1	Diagrama del banco de baterías conectado a la red	56
4.2	Convertor DC-DC bidireccional	57
4.3	Modelo de batería y corrientes	57
4.4	Convertor DC-DC bidireccional de puente activo dual	59
4.5	Operación del rectificador y efecto del condensador del lado de continua .	60
4.6	Carga DC-DC en modo buck con S5 encendido	60
4.7	Carga DC-DC en modo buck a través del diodo D6	61
4.8	Funcionamiento como inversor	61
4.9	Operación del switch S6	62
4.10	Descarga DC-DC en modo boost con S6 encendido	62
4.11	Descarga DC-DC en modo boost a través del diodo D5	62
4.12	Generador sincrónico y convertor AC-DC	64
4.13	Fasores de tensión del convertor	65
4.14	Modelo de la red visto desde el convertor	66
4.15	Diagrama fasorial de las tensiones	66
4.16	Controlador para la tensión de salida del convertor	67
4.17	Respuesta de la frecuencia al ser compensada con potencia activa para $k_c = 0,5$	68
4.18	Respuesta de la frecuencia al ser compensada con potencia activa para diferentes valores de k_c	68
4.19	Convertor AC-DC bidireccional <i>full-bridge</i>	69
4.20	Equivalente de la red y la bobina de acople desde el convertor	70
4.21	Relación entre la energía oscilante y la potencia reactiva para diferentes valores de L_c	72
4.22	Digrama de operación para las potencias activa y reactiva	73
4.23	Digrama de bloques para un controlador que compensa armónicos	74
4.24	Corriente por la línea cuando la única carga conectada es no lineal y su THD correspondiente	76
4.25	Corriente por la línea cuando se compensan los armónicos con el banco . .	76
4.26	Corriente por la línea, se compensan los armónicos a los 0,05 s y los armónicos y la reactiva a los 0,15 s	77
4.27	Corriente por la línea obtenida experimentalmente y corriente a través de las baterías	77
4.28	Tabla de modos de operación	78

4.29	Resumen de funciones	78
5.1	Abastecimiento de la demanda por fuente.	82
5.2	Matriz eléctrica entre 2010 y 2015 en Uruguay.	83
5.3	Ejemplo de conexión de un BESS en una red de distribución.	84
5.4	Distintos ESS caracterizados en función de su capacidad y su rango de potencia.	85
5.5	Distribución de las funciones que realizan los BESS en el tiempo.	85
5.6	Banco de baterías típico.	86
5.7	Reducción del pico de la demanda.	87
5.8	Ejemplo de control primario, secundario y terciario sobre un funcionamiento en isla.	90
5.9	Esquema de conexión ejemplar de una Microgrid.	91
5.10	Esquema de conexión de la Microgrid en estudio.	92
5.11	Variación de la frecuencia cuando la demanda sube en una Microgrid.	93
5.12	Variación del SOC en el banco de baterías cuando la demanda sube.	93
5.13	Variación de la potencia cuando la demanda sube	93
5.14	Variación de la frecuencia cuando la demanda baja en una Microgrid.	94
5.15	Variación del SOC en el banco de baterías cuando la demanda baja.	94
5.16	Variación de la potencia cuando la demanda baja.	94
5.17	Ejemplo de utilización de un BESS en conjunto con un aerogenerador.	95
5.18	Stock total de autos 100 % eléctricos e híbridos enchufables.	96
5.19	Propuesta de reutilización.	97
6.1	Evolución del Mercado Spot del 2009 al 2014.	103
6.2	Perfil de carga tipo de una industria e impacto de implementar bancos de baterías de distintas capacidades	106
7.1	Imagen satelital de la localidad de Topador	111
7.2	Unifilar Artigas-Topador	112
7.3	Perfil de carga de Topador a lo largo del 2013	112
7.4	Tensión a la entrada de Topador	113
7.5	Pérdidas en la línea Artigas-Topador	113
7.6	Consumo promedio en Topador	114
7.7	Unifilar Artigas-Topador con banco	114
7.8	Tensión a la entrada de Topador con el banco instalado	115
7.9	Pérdidas de la línea Artigas-Topador con el banco instalado	115
7.10	Imagen satelital de la ciudad de Ombúes de Lavalle	116
7.11	Unifilar de Ombúes de Lavalle	116
7.12	Perfil de carga de Ombúes de Lavalle durante el 2014	117
7.13	Unifilar de Ombúes de Lavalle con banco	117
7.14	Tensiones en la punta de Ombúes de Lavalle y de Nieto	118
7.15	Pérdidas en las líneas en Ombúes de Lavalle-Nieto	118
7.16	Consumo promedio en Ombúes de Lavalle-Cañada de Nieto	119
7.17	Tensión simulada en Ombúes de Lavalle con el banco instalado	119
7.18	Pérdidas en Ombúes de Lavalle con el banco instalado	120

7.19	Imagen satelital de la ciudad de Río Branco	121
7.20	Unifilar de Río Branco	122
7.21	Perfil de carga anual simulado (a partir de Río Branco 2014)	122
7.22	Tensión de entrada en Río Branco	123
7.23	Pérdidas en Río Branco	123
7.24	Consumo promedio en Río Branco	124
7.25	Unifilar Río Branco con el banco instalado	124
7.26	Tensión en Río Branco con banco	125
7.27	Pérdidas en Río Branco con banco	125
7.28	Crecimiento esperado de corriente y corriente máxima con nueva línea . .	126
7.29	Crecimiento esperado de corriente con banco de baterías y corriente máxima	127
7.30	Inversión de la línea contra inversión del banco	127
8.1	Configuración necesaria para la protección del banco	132
8.2	Componentes interconectados por cables subterráneos	132
8.3	Configuración con más de un convertor	133
8.4	Configuración con más de un convertor interconectados por cables aéreos	133
8.5	Arquitectura de un sistema de manejo de baterías (BMS)	136
8.6	Arquitectura del sistema para determinar el soc	137
8.7	Esquema de operación frente a problemas de las baterías	138
8.8	Hoja de datos de un convertor con las especificaciones en DC	139
8.9	Hoja de datos de un convertor con las especificaciones en AC	140
8.10	Estructura de la información	144
8.11	Información que despliega el convertor según las normas	145
8.12	Sistemas de conexión	147
8.13	Puesta a tierra de bancos de pequeña escala	148

Índice de cuadros

2.1	Reacciones simplificadas en cada electrodo de la celda de combustible de hidrógeno-oxígeno	8
2.2	Comportamiento de los electrodos durante los procesos de carga y descarga	10
2.3	Reacciones en la celda de Zn/Cl ₂	13
3.1	Ventajas y desventajas de las LIB	25
3.2	Requerimientos de los materiales para el positivo de las LIB	25
3.3	Requerimientos del separador de las LIB	28
3.4	Características generales de desempeño de las celdas de iones de litio para los procesos químicos comunes	30
3.5	Especificaciones de varias celdas disponibles comercialmente de diversos fabricantes	32
3.7	Materiales para el positivo según el grado de seguridad	51
5.1	Elección del banco en función de la utilización.	84
6.1	Inversión para 3 capacidades distintas de BESS	100
6.2	Flujo de fondos: caso 500 kWh	102
6.3	Flujo de fondos: caso 1 MWh	104
6.4	Análisis económico para bancos de 3 capacidades distintas. Venta al mercado spot	105
6.5	Flujo de fondos: caso 2 MWh	107
6.6	Análisis económico para bancos de 3 capacidades distintas. Venta de energía bajo pliego tarifario	107
6.7	Resumen de los principales resultados obtenidos	108
7.1	Régimen de carga y descarga del banco	110
7.2	Datos de la línea Artigas-Topador	112
7.3	Datos de la línea Ombúes de Lavalle	117
7.4	Datos de la línea de Río Branco	121

Colofón

Esta tesis de grado fue preparada en \LaTeX . Se utilizó el estilo *Clean Thesis* desarrollado por Ricardo Langner, con algunas modificaciones. Dicho estilo fue inspirado por los documentos guía de usuario de Apple Inc.

El estilo *Clean Thesis* se puede descargar de <http://cleanthesis.der-ric.de/>.

