



Análisis de la acumulación de energía y su aplicación en Uruguay

Lic. María Virginia Halty Rivero

Maestría en Ingeniería de la Energía
Facultad de Ingeniería
Universidad de la República

Montevideo, Uruguay

Julio 2020



Análisis de la acumulación de energía y su aplicación en Uruguay

Lic. María Virginia Halty Rivero

Tesis presentada con el objetivo de obtener el título de
Magíster en Ingeniería de la Energía en el marco del Programa
de la Maestría en Ingeniería de la Energía.

Tutor:
Dr. Ing. Mario Vignolo

Montevideo, Uruguay
Julio 2020

Halty Rivero, María Virginia

Análisis de la acumulación de energía y su aplicación en Uruguay/María Virginia Halty Rivero.- Montevideo Universidad de la República, Facultad de Ingeniería, 2020.

XI, 148 p. 29,7cm

Director de tesis :

Mario Vignolo

Tesis de Maestría – Universidad de la República, Programa de Ingeniería de la Energía, 2020.

Referencias bibliográficas : p. 145 – 148.

1. Almacenamiento energético, 2. Capacidad de filtrado, 3. Flexibilidad, 4. Degradación, 5. Mercados eléctricos, 6. Marco regulatorio. I. Vignolo, Mario. II. Universidad de la República, Programa de Postgrado en Ingeniería de la Energía. III. Título.

Integrantes del Tribunal de la Defensa de Tesis

Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla

Dr. Ing. José Cataldo

MSc. Ing. Ruber Chaer

Montevideo, Uruguay
23 de julio del 2020

Agradecimientos

Me gustaría agradecer especialmente a MSc. Ing. Ruben Chaer por la colaboración brindada durante todo el desarrollo de la tesis, sin la cual este trabajo no hubiera sido posible.

Índice de Figuras

1.1	Esquema de un volante de inercia	11
1.2	Esquema de un sistema PHS	12
1.3	Esquema de un sistema CAES	13
1.4	Esquema de un sistema de bombeo de calor	15
1.5	Esquema de un batería Li-ion	20
1.6	Esquema de una batería NaS	22
1.7	Esquema de una batería de flujo	23
1.8	Evolución temporal de la potencia de almacenamiento instalada por tecnología, incluyendo PHS	25
1.9	Evolución temporal de la potencia de almacenamiento instalada por tecnología, excluyendo PHS	26
1.10	Distribución del almacenamiento por tecnología en los países con mayor potencia instalada, excluyendo PHS	27
1.11	Distribución del almacenamiento por tecnología en los países con mayor potencia instalada, incluyendo PHS	27
1.12	Comparación de los costos de las tecnologías de almacenamiento	31
1.13	Impacto reciclaje sobre material vírgen	33
1.14	Reducción en las emisiones de SO _x a partir del reciclaje	34
2.1	Curva típica de la cantidad de ciclos en función de la profundidad de descarga para una batería	48
2.2	Diagrama de flujo de las fases del trabajo	55
2.3	Evolución beneficio marginal para 80 MWh de capacidad de filtrado	56
2.4	Evolución beneficio marginal para 400 y 800 MWh de capacidad de filtrado	56
2.5	Proyección de los costos de las baterías Li-ion	57
2.6	Planes óptimos de expansión	58
2.7	Racionamientos acumulados en promedio	60
2.8	Racionamientos acumulados crónicas más desfavorables	61

2.9	Racionamientos mensuales	62
2.10	Costo de abastecimiento en promedio	62
2.11	Costo de abastecimiento crónicas más desfavorables	63
2.12	Dispersión costo de abastecimiento	64
2.13	Evolución mensual del costo de abastecimiento	65
2.14	Costo total de abastecimiento en promedio	65
2.15	Costo total de abastecimiento crónicas más desfavorables	66
2.16	Dispersión costo total de abastecimiento	66
2.17	Costo marginal	67
2.18	Beneficio batería en promedio	71
2.19	Beneficio batería crónicas más desfavorables	71
2.20	Dispersión beneficio baterías	72
3.1	Esquema de una empresa verticalmente integrada	77
3.2	Esquema de la estructura de un mercado eléctrico	80
3.3	Modelos del sector eléctrico propuestos por Hunt	83
3.4	Estructura del sector eléctrico uruguayo antes de la Ley 16,832	122
3.5	Estructura del sector eléctrico uruguayo después de la Ley 16,832	124
3.6	Estructura del sector eléctrico uruguayo observada en la práctica	131
3.7	Esquema modificación de la red eléctrica para analizar el beneficio de incorporar una batería a un parque eólico	136
3.8	Energía inyectada en el nodo por el parque eólico en el caso de estudio	137
3.9	Generación en el nodo en el caso de estudio	137
3.10	Ganancias del parque eólico en el caso de estudio	138

Índice de Tablas

1.1	Cuadro comparativo baterías	18
1.2	Cuadro de las potencias instaladas de almacenamiento por tecnología	25
1.3	Cuadro de proyectos significativos en almacenamiento energético, excluyendo PHS, en los países líderes	28
1.4	Cuadro comparativo de las tecnologías de almacenamiento	30
2.1	Parámetros para el modelado de la operación de la batería	45
2.2	Parámetros para el modelado de la degradación de la batería	51
2.3	Tecnologías consideradas para la expansión del sistema eléctrico	53
2.4	Capacidad instalada al 2039 según el plan óptimo de expansión	59
2.5	Excedentes no gestionables	68
2.6	Generación por fuentes	69
2.7	Emisiones de CO ₂	70
2.8	Desgaste anual de la batería	73
2.9	Parámetros económicos de la batería	74

Símbolos

ADME Administración del Mercado Eléctrico

CAD Costo de Abastecimiento de la Demanda

CAES Compressed Air Energy Storage

CAISO California Independant System Operator (Estados Unidos)

DNC Despacho Nacional de Cargas

DSO Distribution System Operator

DSR Demand Side Resources

EOL End of Life

FERC Federal Energy Regulation Comission (Estados Unidos)

ISO Independant System Operator

Li-ion Batería de ion-litio

Li-NMO Batería de litio/óxido de níquel manganeso cobalto

LMO Batería de litio/óxido de manganeso

NaS Batería de sodio-azufre

Ni-MH Batería de níquel-metal hidruro

NYISO New York Independant System Operator (Estados Unidos)

O&M Operación y Mantenimiento

OE	Office of Electricity Delivery & Energy Reliability
Ofgem	Office of electricity regulation (Reino Unido)
PHS	Pumped Hydroelectric Storage
PV	Photovoltaic
RTO	Regional Transmission Organization
SEI	Solid Electrolyte Interface
SimSEE	Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica
SIN	Sistema Integrado Nacional
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
TSO	Transmission System Operator
UPS	Uninterrupted Power Supply
URSEA	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua
USD	Dólares americanos
VRB	Batería de redox de vanadio

Resumen

En esta tesis de maestría se analiza la viabilidad y el impacto de incorporar recursos de almacenamiento energético en el sistema eléctrico uruguayo como una alternativa para aumentar su flexibilidad. En un futuro cercano, en la medida en que la penetración de las energías renovables crezca será necesario contar con nuevos mecanismos que permitan filtrar sus intermitencias. En particular, se considera la instalación de una batería de ion-litio por ser la tecnología más prometedora en cuanto a rendimientos y costos, teniendo en cuenta la evolución que ha tenido en los últimos años.

Para estudiar su impacto en el sistema eléctrico se realizaron simulaciones de su operación con el software SimSEE para tres casos distintos: un caso base en el cual no se incluía la batería, otro en el cual sí se consideraba pero no se tenía en cuenta su degradación por el ciclado, y finalmente un tercer caso en el cual se agregó un costo variable asociado al envejecimiento de la batería. Se encontró que la introducción de almacenamiento reduce el valor esperado de la energía racionada, la generación térmica anual, las emisiones de CO₂ y el costo marginal del sistema. Además se encontró que la incorporación del costo variable de degradación es fundamental. De lo contrario, la operación resultante reduce la vida útil de la batería, haciendo que la inversión no sea rentable.

Finalmente se analizaron los aspectos regulatorios que se debaten hoy en día PJM y Reino Unido, asociados a la penetración del almacenamiento en los mercados, buscando aprender lecciones para el desarrollo de un marco regulatorio adecuado en Uruguay. Se encontraron algunas barreras para el desarrollo de los sistemas de almacenamiento, como la necesidad de reconocer y definir su potencia firme, y algunas posibles oportunidades de negocio que se podrían incorporar para favorecer su penetración en el mercado, como el servicio de “peak-shaving”.

PALABRAS CLAVES: Almacenamiento energético, Capacidad de filtrado, Flexibilidad, Degradación, Mercados eléctricos, Marco regulatorio.

Abstract

This master's thesis analyzes the possibility of introducing an energy storage resource in the uruguayan electric system, as a measure for increasing its flexibility. In a near future, as renewable resources penetration increases it will be necessary to have new mechanisms that filter their intermittencies. In particular, it analyzes the incorporation of a lithium-ion battery as it is the most promising technology considering the remarkable advances they have experienced over recent years.

In order to study their impact on the electric system three cases were simulated using the software SimSEE: one base case in which no battery was included, a second one in which it was considered but its degradation was not taken into account, and finally a third one that incorporated a variable cost associated with battery aging due to cycling. It was found that energy storage reduced the energy the system fails to deliver, the annual thermal generation, CO₂ emissions and the system's marginal cost. Moreover, results showed that the inclusion of a variable cost related to battery's degradation was critical. When not considered, the operation reduces battery's lifespan in a way that the investment is not profitable.

Finally the regulatory aspects associated with storage penetration that are under debate nowadays in PJM and United Kingdom were studied in order to learn some lessons for the development of an adequate regulatory framework in Uruguay. Some barriers were found, as for instance the need to recognize and define their firm capacity, and some business opportunities, such as the "peak-shaving" service, were detected.

KEYWORDS: Energy storage, Filtering capacity, Flexibility, Degradation, Electricity markets, Regulatory framework.

Tabla de Contenidos

Introducción	1
1 Tecnologías de almacenamiento energético	7
1.1 Tecnologías disponibles	8
1.1.1 Capacitores	8
1.1.2 Almacenamiento de energía magnética por superconducción	9
1.1.3 Volantes	10
1.1.4 Almacenamiento hidráulico	11
1.1.5 Aire comprimido	13
1.1.6 Almacenamiento térmico	14
1.1.7 Almacenamiento electroquímico: Hidrógeno	16
1.1.8 Almacenamiento electroquímico: Baterías	16
1.2 Penetración de las tecnologías de almacenamiento energético en el mundo	24
1.3 Análisis comparativo de las tecnologías	29
1.4 Consideraciones para la sustentabilidad ambiental	31
1.4.1 Beneficios del reciclaje	32
1.4.2 Tecnologías de reciclaje	34
1.4.3 Barreras en el desarrollo de métodos de reciclaje	35
1.4.4 Aspectos regulatorios asociados al reciclaje	36
2 Impacto de la incorporación de almacenamiento energético en el SIN	39
2.1 Modelo desarrollado	40
2.1.1 Introducción a la plataforma utilizada	40
2.1.2 Modelo para un banco de baterías	43
2.2 Metodología para la valorización de la capacidad de filtrado	51
2.3 Resultados	55
2.3.1 Análisis a largo plazo	55
2.3.2 Planes de expansión óptimos	58

2.3.3	Análisis anual paso horario	59
3	Análisis regulatorio de los sistemas de acumulación y su aplicación en Uruguay	75
3.1	Evolución de la estructura de los mercados eléctricos	77
3.2	Incorporación de un nuevo actor en el sector eléctrico: los sistemas de almacenamiento energético	84
3.2.1	Clasificación	84
3.2.2	Propiedad y operación	86
3.2.3	Estructura de los mercados	88
3.2.4	Valorización económica	93
3.3	Análisis de PJM Interconnection	94
3.3.1	Estructura de los mercados	95
3.3.2	Penetración de los sistemas de acumulación	96
3.3.3	Orden 841 FERC: recursos de almacenamiento energético en mercados RTO/ ISO	97
3.3.4	Situación regulatoria en PJM	101
3.4	La situación regulatoria en el Reino Unido	106
3.4.1	Clasificación	110
3.4.2	Operación y Propiedad	112
3.4.3	Participación en los mercados	117
3.4.4	Impacto incentivos para generación baja en carbono	120
3.5	El mercado eléctrico uruguayo	122
3.5.1	Estructura del mercado	122
3.5.2	Aspectos a considerar para la introducción de sistemas de almacenamiento energético	131
3.5.3	Caso de estudio: beneficios de instalar una batería junto a un parque eólico	136
	Conclusiones	139
	Trabajo Futuro	143
	Referencias	145

Introducción

El sector energético enfrenta hoy enormes desafíos para abastecer de forma sustentable a una sociedad cada vez más dependiente del sector, cuya demanda crece a tasas aceleradas, procurando no dañar de forma irreparable el planeta en el proceso, como se ha hecho en los últimos años.

Si se observa la matriz energética primaria mundial, se encuentra una fuerte predominancia de los combustibles fósiles. En el 2016, más del 80% de la energía consumida en el mundo provenía de estos energéticos [31], con el petróleo en primer lugar, seguido del carbón y finalmente del gas natural. Estos energéticos son el resultado de la degradación de biomasa de eras geológicas pasadas por lo que no son renovables en la escala humana. Según [7] a los ritmos actuales de consumo, quedan reservas como para 50 años de consumo de petróleo, 52 años de gas natural y 134 años de carbón. Por otro lado, comparando la matriz primaria mundial en 2016 con la de 1971 se observa que el consumo ha crecido un 150% en esos 45 años, pasando de 5,523 Mtoe a 13,761 Mtoe. ¿Cómo garantizar entonces una demanda que crece aceleradamente con fuentes que se están agotando?

Pero el problema es aún más complejo. Este consumo desmedido de hidrocarburos desde la Revolución Industrial ha aumentado exponencialmente las emisiones de gases del efecto invernadero, lo cual ha llevado a un aumento en la temperatura media del planeta. Según la Organización Meteorológica Mundial la temperatura media del planeta en 2018 fue 1.1°C superior a la de la era preindustrial (1850-1900). Para evitar daños irreversibles en el planeta, este aumento debe mantenerse debajo de los 2 °C, como establece el Acuerdo de París. Para conseguirlo, debe haber una importante reducción en las emisiones de CO₂, de las cuales, el 60% provienen del sector energético [56]. ¿Cómo garantizar entonces una demanda que crece aceleradamente modificando de forma radical y apresurada las fuentes de energía por otras que no emitan gases del efecto invernadero?

Estos dilemas han llevado a que en los últimos años el interés en sustituir los combustibles fósiles se incrementara. Hoy en día, la descarbonización del sector energético es parte de la política energética de la mayoría de los países. Este proceso incluye, entre otras medidas: la electrificación de algunos usos energéticos como el sector transporte, fuertemente dependiente

de los combustibles fósiles, el aumento de la eficiencia energética y la sustitución de los combustibles fósiles en la generación eléctrica por generación baja en carbono. Estas medidas, acompañadas por una disminución en los costos de las tecnologías, han hecho que la generación en base a energías renovables no convencionales creciera en los últimos años. Este tipo de generación permite sustituir energéticos fósiles por energéticos renovables, presentes en la naturaleza, como el viento y la irradiación solar, disminuyendo la dependencia en los combustibles fósiles y reduciendo las emisiones de CO₂ en la generación eléctrica.

A pesar de los numerosos beneficios que esta generación brinda frente a la generación convencional, si se observa la matriz primaria mundial, su participación es aún muy baja, con un 2% del total en el 2016 [31]. Esto se debe, en gran medida, a que la generación renovable no convencional, al ser altamente fluctuante, producto de los recursos naturales que la alimentan, no puede ser gestionada fácilmente para hacer el seguimiento de la demanda. Por lo tanto, es necesario seguir teniendo fuentes de energía que soporten una demanda firme de potencia en el sistema para poder garantizar el suministro. La penetración de los recursos renovables se encuentra entonces limitada a no ser que se encuentre alguna otra medida para filtrar las intermitencias. El éxito de este tipo de generación depende del desarrollo de nuevos mecanismos que aumenten la flexibilidad del sistema. Existen diversas alternativas que permiten hacerlo:

1. Desarrollo de mercados internacionales para el intercambio de energía.
2. Desarrollo de generación flexible.
3. Gerenciamiento de la demanda buscando una mayor coincidencia entre las curvas de oferta y demanda.
4. Incorporación de nuevas cargas controlables que utilicen la energía proveniente de generación renovable que de otra forma se desperdiciaría, como por ejemplo calefacción o riego.
5. Construcción de más centrales de generación variable de las que se requieren, cortando su actividad en momentos en los que sobra energía.
6. Desarrollo de almacenamiento energético.

Muchas de estas medidas son complementarias, pudiéndose incorporar múltiples de ellas para obtener mejores resultados. Los costos de las diversas opciones deben de compararse para determinar su conveniencia. A la hora de determinar los mismos deben evaluarse los diversos beneficios que aportan cada una de las alternativas. Una de las grandes ventajas del

almacenamiento energético frente a las otras opciones es su posibilidad de brindar múltiples servicios [29]:

- Permite ajustar generación y demanda, almacenando energía en momentos en los que sobra y utilizándola luego cuando hace falta.
- El almacenamiento energético se presenta como una alternativa frente al desarrollo de inversiones en transmisión y distribución. Los sistemas de distribución deben dimensionarse para satisfacer los picos de la demanda. En la medida en que esta crece nuevas líneas y subestaciones deben construirse para satisfacer el pico. Las líneas de distribución suelen ser caras y difíciles de construir, y pueden evitarse o aplazarse colocando almacenamiento distribuido próximo a las nuevas cargas. Los sistemas de almacenamiento se cargarían fuera del pico, mientras que se descargarían cuando el sistema de distribución está cargado, durante el pico, aliviando la red. Al retrasar inversiones, permite reducir los costos de transmisión y distribución. Además se podrían reducir las altas pérdidas que ocurren durante las horas de pico.
- Puede usarse para el arranque en negro del sistema luego de una falla, dando energía para que otras unidades se enciendan y suministrando una frecuencia de referencia para la sincronización. El almacenamiento hidráulico es el recurso que más se ha utilizado para este fin.
- Permite regular la calidad de la energía y la estabilidad del sistema (frecuencia, voltaje, armónicos, cortes). Para esta función se requieren dispositivos de respuesta rápida.
- Con el almacenamiento energético se pueden reducir los costos de operación al permitir una mayor incidencia de generación renovable, caracterizada por tener bajos costos de operación y mantenimiento, y una disminución en el uso de plantas convencionales en base a combustibles fósiles, cuyos costos de operación y mantenimiento son altos.
- Permite reducir los costos en generación al disminuir la capacidad de respaldo instalada para abastecer los picos de la demanda.
- Contribuye a disminuir las emisiones de carbono del sector energético al permitir una mayor incidencia de generación baja en carbono y un menor uso de plantas convencionales en base a combustibles fósiles, con altas emisiones de CO₂.

A pesar de los diversos beneficios que el almacenamiento energético puede brindar, su participación en los mercados es aun muy baja. Si bien la principal razón radica en sus altos costos, las barreras regulatorias y las del mercado también pueden impedir que se desarrolle

en un valor cuantificable. Se deben desarrollar mercados que reflejen todos estos costos, y marcos regulatorios eficientes que incentiven su desarrollo puesto a que brindan numerosos beneficios sociales.

Dentro de esta tendencia mundial hacia la descarbonización, Uruguay también ha hecho su contribución. Históricamente la matriz energética primaria de Uruguay ha sido básicamente hidráulica y fósil. El régimen de lluvias en el país hace que la energía que el sistema de generación hidroeléctrico puede producir presente una variabilidad importante año a año. Con probabilidad cuasi uniforme la generación hidroeléctrica anual puede ir entre el 25% y el 100% de 10,000 GWh, los cuales representan la demanda eléctrica del año 2012 [14]. Al no contar con embalses plurianuales, esta variabilidad debe ser compensada con otros recursos. En el pasado, esta variación se compensaba con generación fósil (esencialmente petróleo) y con la importación de energía eléctrica desde los países vecinos. Si se observa la matriz energética primaria promedio entre los años 2001 y 2006 se encuentra que el 56% de la energía consumida en el país provino del petróleo, 20% de generación hidráulica, 17% de biomasa (esencialmente leña), un 2% de gas natural, y el resto (5%) lo completó la electricidad importada [38].

A partir del año 2008 hubo un cambio importante en la planificación energética del país, definiéndose una política energética precisa por 25 años, con objetivos a corto, mediano y largo plazo. Una de las principales líneas de acción de dicha política energética fue la diversificación de la matriz electro-energética, con un fuerte impulso de energéticos renovables adaptados a la realidad uruguaya (principalmente generación eólica, luego solar y biomasa). Este camino se seleccionó por ser el óptimo desde un punto de vista económico además de ser robusto frente a variaciones externas de los precios [14].

El país rápidamente logró una transformación. En el año 2015 en la matriz primaria de Uruguay, menos del 50% de la energía consumida provino del petróleo, más precisamente el 36%, un 1% provino del gas natural, y el resto, más del 50%, era renovable: 38.9% biomasa, 21% hidráulica, 3% eólica y 0.1% solar, aproximadamente. Si, en cambio, se observa la matriz para la generación de electricidad, los números son aún más impactantes, con más de un 90% de generación renovable: 68% hidráulica, 17% eólica, 6.8% biomasa, 0.4% solar y 7.8% de petróleo [1].

Con estos cambios el país aumentó su soberanía energética, disminuyendo, en particular, su dependencia en los países vecinos. Además estabilizó y disminuyó los costos de abastecimiento de la demanda, y disminuyó la dependencia climática y las emisiones de carbono.

Pero como se mencionó anteriormente, la incorporación de renovables presenta algunos desafíos. La principal dificultad de la incorporación de generación en base a energías

renovables no convencionales es la necesidad de mantener potencia firme en el sistema debido al carácter fluctuante de dicha generación. A diferencia de lo que ocurre en otros lugares, en estos años Uruguay ha solucionado este problema en base a grandes centrales hidroeléctricas con embalse que han proporcionado un respaldo a la generación eólica. Sin embargo, Uruguay ya ha explotado al máximo sus recursos hidráulicos [14]. Por lo tanto, en la medida en que la generación eólica y solar crezcan frente a la hidráulica, se necesitará alguna otra alternativa que le brinde potencia firme al sistema.

En esta tesis de maestría se analizará la posibilidad de incorporar almacenamiento energético al Sistema Integrado Nacional (SIN) de Uruguay, como una solución para aumentar su flexibilidad en un futuro, permitiendo una mayor incidencia de generación renovable en la matriz energética. Se comenzará analizando las diversas tecnologías de almacenamiento disponibles al día de hoy, buscando aprender sobre sus usos, sus costos y proyecciones, y sobre el estado de desarrollo de cada tecnología. Esto se hará en el Capítulo 1. El objetivo del mismo es determinar qué tecnologías serían las más adecuadas para su incorporación a gran escala en el SIN.

En el Capítulo 2 se estudiará el impacto de la incorporación de almacenamiento energético en el SIN. En particular se evaluará el costo-beneficio de estos sistemas, cómo afectan al despacho y a la seguridad de suministro, y el impacto económico sobre el sistema de generación eléctrica de Uruguay. Para hacer este estudio se realizará un modelo adecuado de los sistemas de almacenamiento energético y se utilizará el software SimSEE para simular su operación en el SIN. Si bien se reconoce que los beneficios de la introducción de almacenamiento energético son múltiples, como se mencionó anteriormente, para analizar la conveniencia y los beneficios de su incorporación al sistema, en este trabajo se tendrá en cuenta únicamente su impacto en la matriz energética. Es decir, solamente se considerará su uso a nivel de generación, para lograr ajustar las curvas de generación y demanda.

Finalmente en el Capítulo 3 se hará un análisis sobre algunos aspectos regulatorios que podrían constituir barreras para el desarrollo de los sistemas de almacenamiento, los cuales se están debatiendo hoy en día en diversos mercados. Se estudiarán en particular dos mercados, PJM y Reino Unido, buscando aprender lecciones para el desarrollo de un marco regulatorio adecuado para estos sistemas en Uruguay.

Capítulo 1

Tecnologías de almacenamiento energético

Las diversas tecnologías de almacenamiento energético pueden brindar múltiples servicios a la red eléctrica. Sin embargo, no cualquier tecnología es viable para cualquier aplicación. La elección de un dispositivo en particular depende entonces de su aplicación en la red. Estas aplicaciones vienen determinadas, en gran medida, por el tiempo de respuesta y la capacidad energética del dispositivo. Se pueden dividir en tres grandes grupos [17]:

1. Calidad de la energía: estas aplicaciones requieren tiempos rápidos de respuesta (menores a un segundo en general) e incluyen la regulación de frecuencia y la estabilidad transitoria. Requieren tiempos de descarga de hasta 10 minutos y ciclos prácticamente continuos. Los dispositivos más aptos para este tipo de aplicaciones son: volantes, capacitores y almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES: Superconducting Magnetic Energy Storage).
2. Reservas por contingencias, errores en los pronósticos y seguimiento de cargas: este tipo de aplicaciones requieren tiempos de respuesta rápidos (entre segundos y algunos minutos) y tiempos de descarga de hasta una hora, pero requieren menor continuidad en los ciclos que el caso anterior. Los dispositivos más utilizados en estos casos son los distintos tipos de baterías. Estas pueden también usarse para aplicaciones de regulación de frecuencia pero la continuidad en los ciclos puede dañar su vida útil. Los volantes y el almacenamiento térmico podrían usarse para estas aplicaciones también.
3. Gestión de la energía: estas aplicaciones requieren tiempos de descarga de algunas horas. Los dispositivos utilizados en este caso son: almacenamiento hidráulico (PHS:

Pumped Hydroelectric Storage), aire comprimido (CAES: Compressed Air Energy Storage), almacenamiento térmico y baterías.

En este capítulo se analizarán brevemente las distintas tecnologías de almacenamiento energético disponibles comercialmente hoy en día, sus aplicaciones y penetración en el mercado. Además, para aquellas tecnologías utilizadas para el seguimiento de cargas y para gestión de la energía se estudiarán sus costos, en base al "Lazard Levelized Cost of Storage Analysis", versiones 4.0 [36], 3.0 [35] y 2.0 [34]. El "levelized cost" o costo nivelado es una medida del valor medio del costo de generación de una unidad a lo largo de su vida útil. En los informes Lazard este es calculado construyendo un flujo de caja considerando inversiones iniciales e intermedias, costos de operación y mantenimiento, la degradación y/o mejora de la producción de energía, la forma de financiamiento entre capital propio y préstamos y un modelo acelerado de amortización contable con su beneficio fiscal. Luego, a partir de la definición de la tasa de retorno objetivo del capital propio del inversor (por ejemplo 12%), establece el valor a pagar por la energía durante la duración del proyecto.

Estos costos nivelados serán utilizados luego en el Capítulo 2, en el cual se analiza el impacto de la introducción de almacenamiento energético en el SIN utilizando el software SimSEE (Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica). El objetivo final de este capítulo es determinar qué tecnologías serían las más adecuadas para su incorporación a gran escala en Uruguay.

1.1 Tecnologías disponibles

1.1.1 Capacitores

Los capacitores son dispositivos formados por dos placas metálicas con cargas iguales y opuestas, separadas por un material dieléctrico. Almacenan energía en el campo eléctrico que se genera entre las placas.

Dentro de las tecnologías de almacenamiento energético disponibles, los tiempos de respuesta de los capacitores son de los más rápidos, lo que los hace apropiados para aplicaciones de control de calidad de la energía, estabilidad transitoria y estabilidad de voltaje. Además presentan alta densidad de potencia, alta eficiencia, capacidad de descarga profunda, son inocuos desde el punto de vista ambiental y tienen larga vida útil (cercana a los 12 años) [6]. Sin embargo, se encuentran limitados para aplicaciones de mayor duración temporal, como aplicaciones de soporte de la demanda, por su baja capacidad de almacenamiento de energía y su alto índice de autodescargas.

Los capacitores han sido muy utilizados como una componente para la compensación de sistemas eléctricos. Recientemente se han desarrollado una clase más avanzada de capacitores, denominados ultracapacitores, que se utilizan para compensar la variabilidad en la potencia de salida de plantas solares y eólicas. Los mismos inyectan potencia en períodos cortos de tiempo. En muchos casos se emplean conjuntamente ultracapacitores y baterías para ampliar las aplicaciones [20].

Los ultracapacitores son capacitores en los que la energía es almacenada en el campo eléctrico, pero se utilizan dieléctricos de alta permeabilidad y se maximiza la superficie entre los electrodos usando carbón activado poroso. Esto aumenta el área efectiva del electrodo, de forma de admitir el mayor número posible de cargas eléctricas que polaricen la celda, permitiendo almacenar una gran cantidad de energía en la superficie del electrodo. Tienen una densidad energética del orden de miles de veces mayor a los condensadores convencionales.

1.1.2 Almacenamiento de energía magnética por superconducción

En los dispositivos de almacenamiento de energía magnética por superconducción se almacena energía en el campo magnético producido por la corriente continua que circula en una bobina de un material superconductor. La condición de superconducción hace que prácticamente no existan pérdidas por efecto Joule en la bobina. Para conseguirla se debe enfriar el material superconductor por debajo de su temperatura crítica. Usualmente el conductor está fabricado de niobio-titanio (Nb-Ti), el refrigerante es helio líquido a 4.2 K o helio súper fluido a 1.8 K [6].

Estos sistemas son parecidos a los capacitores en su habilidad de responder rápidamente (sus tiempos de respuesta rondan los 5 ms [6]) y en su limitada capacidad de almacenamiento de energía. Esto ha restringido su uso a aplicaciones con tiempos cortos de descarga. Se usan principalmente para mejorar la calidad de la energía, la nivelación de la carga, la estabilidad transitoria, dinámica y del voltaje [20]. Presentan altas eficiencias round-trip, mayores a 95% [6]. Además cuentan con la ventaja de no requerir un inversor, con lo cual se incrementa la eficiencia del sistema.

Como contrapartida, se trata de una tecnología en general costosa para su aplicación en sistemas eléctricos por los materiales especiales que deben utilizarse en el núcleo de la bobina, ya que para lograr la condición de superconducción la bobina debe enfriarse criogénicamente. Además presentan problemas ambientales asociados a los fuertes campos magnéticos generados.

1.1.3 Volantes

Los volantes son dispositivos mecánicos que utilizan energía eléctrica como entrada y la almacenan en forma de energía cinética de rotación con bajas pérdidas debido a la fricción. Esta energía cinética proviene del movimiento de una masa central (rotor) que gira a altas velocidades en torno a su eje de simetría impulsada por un motor [19].

El volante es conectado a un motor-generador que interactúa con la red. Se carga utilizando energía eléctrica de la red para que el motor acelere a la masa que gira. Cuando la energía se necesita, la inercia permite que el rotor continúe girando, y la cantidad de movimiento impulsa al motor-generador (similar a una turbina) para producir electricidad, reduciendo la velocidad de rotación. Esta energía se puede liberar en forma de rápidas ráfagas de energía con alta potencia pero baja duración, o se puede liberar lentamente con baja potencia pero larga duración. La forma de hacerlo dependerá de si el volante es de larga o corta duración. Cada uno de ellos será útil para distintas aplicaciones. Los primeros se pueden usar para satisfacer picos de energía, mientras que los segundos se usan para aplicaciones relacionadas con la calidad de la energía en general.

La cantidad de energía almacenada es proporcional al cuadrado de la velocidad de rotación del rotor. Existen esencialmente dos tipos de materiales para el rotor: acero o compuestos de carbono. El tipo de material determina el tamaño, costo, peso y rendimiento del sistema. Los rotores realizados con polímeros son más livianos y resistentes que los de acero, y pueden alcanzar mayores velocidades de rotación. A altas velocidades de rotación los objetos están sometidos a fuerzas centrífugas importantes. Así, mientras que los materiales más densos pueden almacenar más energía, también están sujetos a fuerzas centrífugas más altas que hacen que fallen a velocidades angulares menores que los materiales menos densos.

Los volantes en un principio eran hechos de acero y estaban soportados en el estator por medio de cojinetes tradicionales. Estaban limitados a tasas de revolución de algunas miles de RPM (revoluciones por minuto). En los volantes de alta velocidad modernos el cilindro masivo que rota está constituido de compuestos de carbono y está soportado en el estator por medio de cojinetes levitados magnéticamente. Además el sistema es operado en el vacío para disminuir la fricción. Esto permite que se alcancen velocidades de hasta 60,000 RPM [19]. En la Figura 1.1 se muestra un esquema de un volante de inercia.

Los volantes pueden responder de forma instantánea, haciéndolos especialmente útiles para regular la frecuencia y la calidad de la energía. Además tienen un diseño compacto con un motor de corriente alterna integrado, precisan poco mantenimiento, y tienen una larga vida útil (en general superior a los 100,000 ciclos de descarga completa aunque los más modernos están superando los 175,000 [19]). Presentan altos rendimientos, alta capacidad de profundidad de descarga y no generan un impacto ambiental. Por otro lado, tienen una

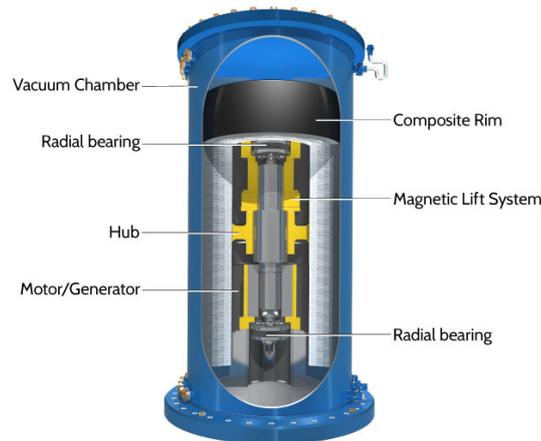


Fig. 1.1 Esquema de un volante de inercia [4].

capacidad energética relativamente baja, son sensibles a las vibraciones, tienen una tasa de autodescarga del 20% por hora [6] y presentan una alta generación de calor. En cuanto a la potencia, estos sistemas se encuentran entre 30 kW y 1 MW aproximadamente [35].

Cuando se considera su uso para abastecer picos de demanda, el costo de capital de esta tecnología oscila entre 551 USD y 949 USD por kWh [34].

1.1.4 Almacenamiento hidráulico

En el almacenamiento hidráulico se bombea agua de un reservorio más bajo a otro más alto, durante períodos en los que la demanda es baja y el precio de la electricidad también. Luego, en momentos en los que la demanda es alta, el agua es turbinada para producir electricidad, como en una central hidroeléctrica convencional. En la Figura 1.2 se muestra un esquema de una central PHS.

Los sistemas PHS presentan altas capacidades en potencia y en energía, pueden alcanzar eficiencias de hasta el 80%, su vida útil es superior a los 20 años y normalmente son diseñadas para tener entre 6 y 20 horas de capacidad de descarga [19]. En cuanto a su tamaño, suelen ser superiores a los 100 MW [35].

El almacenamiento hidráulico sirve para equilibrar las curvas de oferta y demanda de energía, aumenta la estabilidad del sistema y puede usarse para servicios auxiliares. En particular se utiliza para el control de frecuencia, gracias a su habilidad de responder a cambios grandes en las cargas eléctricas en cuestión de segundos, al igual que una central hidroeléctrica convencional. También pueden usarse como reservas, dan poder reactivo para estabilizar el voltaje, y suministran capacidad para el arranque en negro.

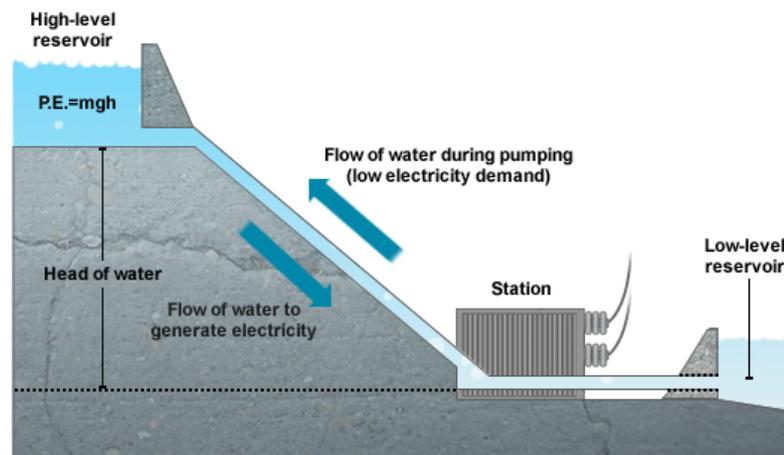


Fig. 1.2 Esquema de una central PHS [2].

La gran desventaja que tienen es el fuerte impacto ambiental en el suelo y en el agua, ocasionado por la construcción de los reservorios de agua. Actualmente se están estudiando algunas alternativas de menor impacto ambiental como la utilización de formaciones subterráneas para los reservorios, pero todavía no están disponibles comercialmente. Además los sitios donde estas centrales pueden ser construidas son limitados debido a que requieren disponibilidad de agua. De todas formas, dados sus beneficios, altas eficiencias y bajos costos, comparados a los de otras alternativas, el almacenamiento hidráulico sigue siendo la tecnología de almacenamiento energético con mayor penetración en el mercado.

El PHS es una tecnología madura que ha estado funcionando en Estados Unidos y en Europa desde comienzos del S.XX, dando capacidad y servicios auxiliares a la red eléctrica. Hoy hay 39 proyectos operando en Estados Unidos con 23.61 GW instalados (que representan el 2% de la capacidad de generación eléctrica del país). En Europa el almacenamiento hidráulico representa el 5% de la generación eléctrica, mientras que en Japón es aún mayor, cercana al 10% [19]. Al 2017 en el mundo habían 169.56 GW instalados según la “Office of Electricity Delivery & Energy Reliability” (OE) del Departamento de energía de Estados Unidos [40].

En su aplicación para el balance de cargas los costos de capital de esta tecnología se encuentran entre 213 USD y 313 USD por kWh [34].

1.1.5 Aire comprimido

En el almacenamiento por aire comprimido se utilizan los excedentes de energía eléctrica para comprimir aire y almacenarlo bajo presión en cavernas subterráneas. Para extraer la energía almacenada el aire se calienta y se expande por una turbina de alta presión que captura parte de la energía almacenada en el aire comprimido. Luego se mezcla el aire con combustible y se vuelve a expandir por una turbina de baja presión. Las turbinas están conectadas a un generador eléctrico. El almacenamiento por aire comprimido se considera un sistema híbrido porque requiere de una combustión en la turbina de gas [17]. En la Figura 1.3 se muestra un esquema de un sistema CAES.

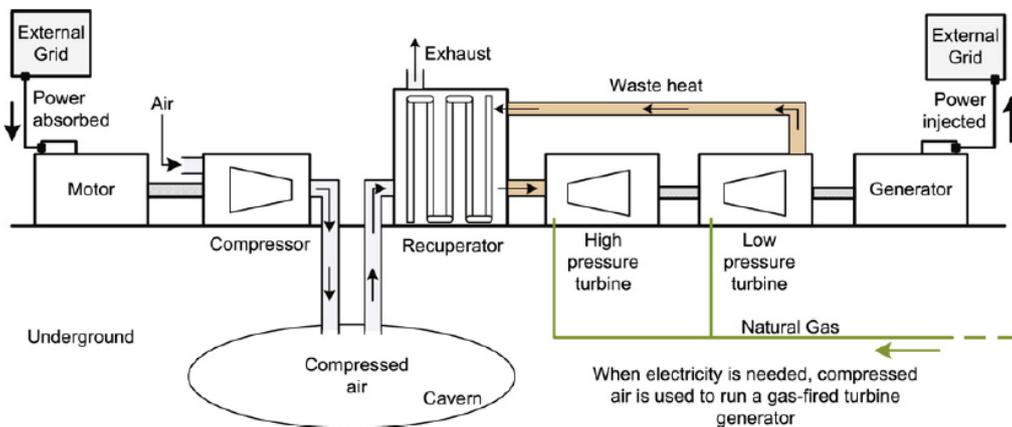


Fig. 1.3 Esquema de un sistema CAES [18].

En el proceso de compresión el aire alcanza temperaturas muy altas. Como no es posible procesar y almacenar aire a tan altas temperaturas, el calor debe ser removido antes de poder almacenar el aire. En las plantas de aire comprimido tradicionales, el calor simplemente se libera al ambiente. En las más avanzadas, aún en fase de desarrollo, se busca almacenar el calor removido térmicamente para luego utilizarlo para calentar el aire en la fase de expansión. De esta forma se alcanzan mayores eficiencias, cercanas al 70%, y se reduce el consumo de combustible fósil (y por tanto las emisiones de CO_2) en el calentamiento del aire en la expansión [19].

En cuanto a sus aplicaciones, capacidad de generación y almacenamiento, las plantas de almacenamiento por aire comprimido son prácticamente equivalentes a las plantas de almacenamiento hidráulico. Se pueden utilizar para hacer balance de energía entre oferta y demanda, dar servicios auxiliares al sistema eléctrico como regulación de frecuencia o reservas y permitir el arranque en negro del sistema.

Generalmente presentan vidas útiles cercanas a los 20 años. Se trata de una tecnología madura, presente en Alemania desde 1978 [6], con un diseño bien desarrollado, de bajo costo y potencia flexible en cuanto a potencia y energía [35]. Según la “Office of Electricity Delivery & Energy Reliability” existen 15 proyectos en el mundo de los cuales solo 5 están en operación. Los otros 10 corresponden a proyectos en construcción o planeados. Sus potencias van desde los 80 kW hasta 321 MW con capacidades de almacenamiento de energía muy variables [25].

Las principales desventajas del CAES son su necesidad de utilizar cavernas subterráneas para el almacenamiento del aire, y su dependencia en combustibles fósiles. La primera explica el escaso desarrollo de esta tecnología en el mundo dada la dificultad de encontrar emplazamientos subterráneos naturales con las condiciones geológicas adecuadas. Nuevas configuraciones se están estudiando que reducen el uso de combustibles fósiles y buscan otras alternativas para el almacenamiento del aire comprimido.

Según [34] en su aplicación para el balance de cargas sus costos de capital oscilan entre 130 USD y 188 USD por kWh.

1.1.6 Almacenamiento térmico

Las tecnologías de almacenamiento térmico permiten almacenar la energía producida en forma de calor o frío para su uso posterior. Existen diversos sistemas de almacenamiento térmico. En muchos de ellos se usa la electricidad para almacenar energía en forma de energía térmica que no se convierte luego en electricidad, sino que se utiliza para calentamiento o enfriamiento, sustituyendo a la electricidad en dichas funciones (por ejemplo: District heating y Combined heat and power) [17]. A continuación se analizarán algunas tecnologías en las que la energía térmica almacenada puede ser reconvertida en energía eléctrica.

Bombeo de calor

Este sistema de almacenamiento térmico requiere dos tanques, normalmente de acero, llenos de un mineral particulado en general proveniente de rocas trituradas, y dispositivos para comprimir y expandir el gas eficientemente. Un circuito cerrado por el cual circula el fluido de trabajo, normalmente argón, conecta los dos tanques, el expansor y el compresor.

El argón, a presión y temperatura ambiental, entra primero al compresor. Este utiliza energía eléctrica que sobra y será almacenada en forma de calor y frío. El argón, a 12 bar y 500 °C, entra luego en la parte superior del primer tanque, el tanque caliente, calentando las partículas. En la medida en que las partículas se calientan, un frente caliente comienza a circular hacia abajo del tanque. El argón sale del tanque por la parte de abajo a la misma

presión pero ahora a temperatura ambiente. Entra luego a la válvula de expansión termostática que lo lleva a la presión ambiental y lo enfría a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$. Finalmente, entra al segundo tanque, el frío, y fluye hacia arriba enfriando el particulado y calentándose a si mismo. Abandona el segundo tanque a presión y temperatura ambiente.

Para recuperar la energía almacenada se hace que el gas fluya en el sentido contrario. El argón a temperatura y presión ambiental entra primero al tanque frío y fluye hacia abajo de él calentando las partículas y enfriándose a si mismo. Abandona el mismo a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ y entra al compresor. Al comprimirse vuelve a calentarse a la temperatura ambiente. Entra entonces en la parte baja del tanque caliente donde fluye hacia arriba calentándose a $500\text{ }^{\circ}\text{C}$. El gas caliente entra luego al expansor donde cede su energía produciendo un trabajo que alimenta un motor/generador [19]. En la Figura 1.4 se esquematiza el funcionamiento de esta tecnología.

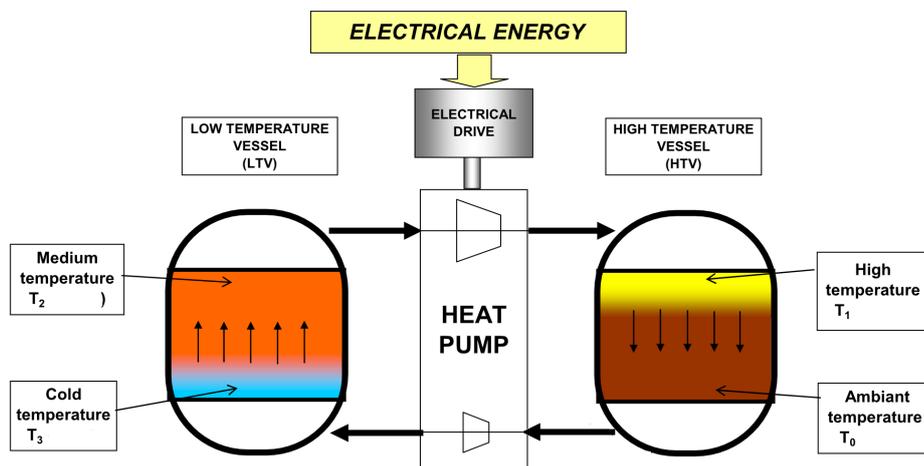


Fig. 1.4 Esquema de un sistema de bombeo de calor [3].

La eficiencia de estas plantas se encuentra entre un 75% y un 80%. En general se utilizan para aplicaciones que requieren tiempos de respuesta mayores a algunos minutos. La potencia de las plantas es de 2 a 5 MW, pero se pueden alcanzar potencias superiores agrupando varias unidades [19].

Aire licuado

Esta tecnología usa energía eléctrica para enfriar aire o nitrógeno hasta que se licúa. El aire o nitrógeno licuado es almacenado en tanques aislados a baja presión. Para recuperar la energía se vuelve a llevar al aire o nitrógeno a estado gaseoso y a altas presiones, exponiéndolo al

aire ambiental o al calor residual de algún proceso industrial, y se usa el gas para mover una turbina y generar electricidad.

Se trata de una tecnología de almacenamiento de gran escala y larga duración, que puede localizarse en el punto de la demanda. Las potencias van de unos 5 MW a algunos cientos de MW, y su vida útil es superior a los 20 años [35]. Si bien se trata de una tecnología emergente, existen algunas unidades ya en operación.

Sus principales ventajas radican en sus relativamente bajos costos, tamaños flexibles en potencia y energía, la posibilidad de escalar potencia y energía de forma independiente, y de usar calor residual de procesos industriales para mejorar su eficiencia. En cuanto a sus desventajas se encuentra que es una tecnología en fase precomercial aún, que es difícil de diseñar para instalaciones pequeñas y pueden haber riesgos por el uso de almacenamiento criogénico.

Al utilizarse para abastecer picos de demanda, sus costos de capital se encuentran entre 433 USD y 476 USD por kWh, según [34].

1.1.7 Almacenamiento electroquímico: Hidrógeno

Se puede convertir electricidad en hidrógeno por medio de la electrólisis. El hidrógeno puede ser luego almacenado y eventualmente re-electricado. Esto se puede hacer en celdas combustibles (celdas electroquímicas que convierten la energía química de un combustible en electricidad mediante una reacción electroquímica del hidrógeno del combustible con oxígeno u otro agente oxidante) o quemándolo en plantas de ciclo combinado.

Las eficiencias globales del proceso son bajas, entre 30% y 40%, pero podrían aumentar a un 50% con el desarrollo de algunas tecnologías [19]. A pesar de estas bajas eficiencias el interés en el almacenamiento energético mediante la producción de hidrógeno está creciendo debido a que presentan una capacidad de almacenamiento más grande que otras alternativas como las baterías, el almacenamiento hidráulico o el aire comprimido. Por otro lado, se están desarrollando usos directos del hidrógeno, como combustible en la industria, autos y para la producción de biocombustibles.

1.1.8 Almacenamiento electroquímico: Baterías

Una batería es un dispositivo que consiste de una o más celdas electroquímicas que convierten energía química en energía eléctrica. El arreglo de celdas y su conexión se determina de forma de obtener los requerimientos de tensión y corriente deseados en el dispositivo final.

Cada celda tiene una terminal positiva, o cátodo, una terminal negativa, o ánodo, y electrolitos que permiten el flujo de iones de una terminal a la otra, lo cual a su vez permite

que fluya una corriente fuera de la batería para realizar algún trabajo. Esta corriente generada por una batería es continua. Por lo tanto, para su conexión a la red debe ser convertida a corriente alterna. Esto se logra por medio de un inversor, con lo cual disminuye la eficiencia global del sistema.

El principio de funcionamiento se basa en el proceso electroquímico reversible de oxidación-reducción (comúnmente conocido como reacciones redox) que ocurre entre especies electroquímicamente activas. En este proceso, uno de los componentes se oxida (pierde electrones) y el otro se reduce (gana electrones). Las reacciones redox también involucran la formación de iones. Cuando la celda es descargada se producen reacciones de oxidación en el ánodo y simultáneamente el cátodo se reduce. Para que la reacción tenga lugar los electrones deben poder desplazarse del polo negativo al positivo, que se logra conectando los bornes, produciendo así una corriente eléctrica y descargando la batería. Las baterías pueden retornar a su estado original en las circunstancias adecuadas. Al aplicarles una diferencia de potencial externa, el flujo de electrones se invierte y la batería se restaura [25].

Como se mencionó al comienzo, además de las terminales positiva y negativa, cada celda tiene un electrolito y un separador. El electrolito actúa como nexo permitiendo el flujo de iones (producidos en las reacciones redox) entre las regiones anódica y catódica de forma de asegurar el equilibrio de carga. El separador, en cambio, asegura la separación de las sustancias electroquímicamente activas de las dos regiones, tan solo permitiendo un intercambio iónico entre ellas [25]. La diferencia energética entre los dos pares de componentes electroquímicamente activos aparece como una diferencia de potencial entre los electrodos de la celda. En estado de plena carga aparece la tensión máxima o de circuito abierto.

La primera batería fue creada por Alessandro Volta en 1800 [19]. Desde entonces se han creado una gran variedad de baterías con características diferentes. Los avances en las tecnologías y materiales las han vuelto más seguras y la economía de escala ha permitido que se redujeran dramáticamente sus costos. Las baterías que se usan hoy en día en la red son [29]:

- Baterías de ácido-plomo.
- Baterías de níquel-metal hidruro (Ni-MH).
- Baterías de ion-litio (Li-ion).
- Baterías de sodio-azufre (NaS).
- Baterías de redox de vanadio (VRB).

Tab. 1.1 Cuadro comparativo baterías. Los datos fueron tomados de [29], salvo los costos de capital que fueron tomados de [34] y [36].

Propiedad	Ácido-plomo	Ni-MH	Li-ion	NaS	VRB
Densidad energética (Wh/kg)	25-50	60-120	75-200	150-240	10-30
Densidad en potencia (W/kg)	75-300	250-1000	500-2000	150-230	80-150
Ciclos (100% profundidad descarga)	200-1000	180-2000	1000-10000	2500-4000	>12000
Eficiencia (%)	75-85	~ 65	85-97	75-90	75-90
Costos de capital (USD/kWh)	—	—	285-454	410-1233	354-591
Tasa autodescargas	Baja	Alta	Media	—	~ 0

En la Tabla 1.1 se comparan las principales características de cada una de ellas. Se puede observar que estas varían de una batería a otra, volviéndolas útiles para diferentes aplicaciones. Por lo tanto, cada clase de batería contribuirá en distintos sectores del mercado. Algunas de ellas se utilizan para la nivelación de cargas. En particular, existen proyectos junto a parques eólicos o solares en los que las baterías filtran intermitencias asociadas a su generación. Para este tipo de usos las baterías se vuelven interesantes en zonas densamente pobladas donde soluciones más tradicionales, como el PHS o el CAES, no son viables. Otras se utilizan para dar servicios de calidad de energía regulando frecuencia y voltaje. Existen también proyectos en los que estos sistemas se han instalado para reforzar la red de transmisión y distribución, aplazando inversiones en la misma. En la Sección 1.2 se mencionarán más ejemplos de aplicaciones de estos sistemas en la red.

Hasta el 2014 las baterías más utilizadas eran las NaS. Desde entonces se ha ido cambiando hacia las de Li-ion y las VRB, por los avances en los rendimientos y la reducción en sus costos. Estas dos tecnologías son las que están experimentando el mayor desarrollo en los últimos años. Se espera que la capacidad instalada crezca en los próximos años, en particular de las baterías de Li-ion.

A continuación se analizarán los distintos tipos de baterías de forma más exhaustiva.

Baterías de ácido-plomo

Son las baterías recargables más antiguas. Sus primeros usos a nivel residencial e industrial se remontan a mediados del S.XIX.

En estas baterías los electrodos positivo y negativo están hechos de dióxido de plomo y plomo metálico respectivamente, y el electrolito consiste de ácido sulfúrico diluido [29]. Presentan potencias entre 5 kW y 2 MW, y vidas útiles entre 5 y 10 años [35].

Las principales ventajas de estas baterías son su alta eficiencia energética (entre 75% y 85% [29]), baja tasa de autodescargas (entre un 2% y un 5% de su capacidad nominal por mes [6]), elevada madurez, bajo mantenimiento y bajos costos. Sin embargo, su desarrollo comercial se ve perjudicado por su baja profundidad de descarga (<20%), su baja vida útil (entre 200 y 1,000 ciclos [29]), su baja densidad energética (entre 25 y 50 Wh/kg [29]) y su lenta tasa de carga. Además, el rendimiento de estas baterías se ve afectado por la temperatura: altas temperaturas reducen la vida útil mientras que bajas temperaturas reducen la eficiencia [6]. Finalmente, se debe realizar una adecuada disposición de sus residuos ya que por su contenido de ácido y plomo pueden causar daños ambientales, a la salud de las personas y otros individuos.

Suelen usarse en casos en los que la rentabilidad, la confiabilidad o la tolerancia a condiciones extremas, como sobrecargas o altas temperaturas, son críticas, y la densidad energética y vida útil no lo son. Por ejemplo en el encendido automotriz, iluminación, paneles fotovoltaicos off-the-grid o sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS), entre otros.

Baterías de níquel-metal hidruro

Estas baterías consisten de un electrodo positivo basado en oxihidrógeno de níquel, como en la batería de níquel-cadmio (su antecesora), pero el electrodo negativo es una aleación de hidruro metálico. Esto permite eliminar al cadmio que es costoso y peligroso para el ambiente. El electrolito es alcalino, normalmente hidróxido de potasio [29].

Como un avance de las baterías de níquel-cadmio, estas tienen mayor potencia y densidad energética (entre 60 y 120 Wh/kg [29]), son más amigables desde el punto de vista ambiental y son menos propensas a experimentar lo que se denomina “efectos de memoria”. Este efecto provoca que la capacidad efectiva del sistema de almacenamiento decaiga debido a reiterados ciclos incompletos de carga y descarga, imposibilitando el uso de toda su energía.

Sin embargo presentan también algunas desventajas frente a sus antecesoras. Tienen una tasa de autodescargas alta, una vida útil limitada (entre 180 y 2,000 ciclos [29]) y baja eficiencia (~ 65% [29]). La mayor tasa de autodescargas hace que se sigan usando las baterías de níquel-cadmio para usos caracterizados por largos períodos entre consumos, mientras que las de Ni-MH se usan más para consumos continuos. Además su habilidad para tolerar cargas rápidas y sobrecargas es baja. En particular, durante cargas rápidas se puede generar calor y el hidrógeno puede causar la ruptura de celdas, disminuyendo su capacidad. Es por esto que su forma de carga debe estar meticulosamente diseñada.

Por su tamaño pequeño, estas celdas se han implementado para consumos portátiles. Entre los años 90 y el 2000 se implementaron para vehículos eléctricos y vehículos híbridos [29].

Baterías de ion-litio

Las baterías de Li-ion son unas baterías avanzadas comercializadas por primera vez por Sony y Asahi Kasei en 1991 [19]. El término “ion-litio” no se refiere a un único tipo de batería sino que se refiere a una gran variedad de arreglos electroquímicos que se caracterizan por la transferencia de iones de litio entre los electrodos durante la carga y la descarga. Las celdas de ion-litio no contienen litio metálico, sino que los iones se insertan en la estructura de otros materiales (ver Figura 1.5). Típicamente se usan óxidos de metal litiados o fosfatos en el cátodo y carbono (generalmente grafito) o titanato de litio en el ánodo. Durante la carga los iones de litio, Li^+ , son insertados en la red del ánodo y desentrelazados del óxido del cátodo. Este tiene un potencial alto y un estado pobre de Li^+ , mientras que el ánodo tiene un potencial bajo y un estado rico en iones. Durante la descarga el proceso se invierte.

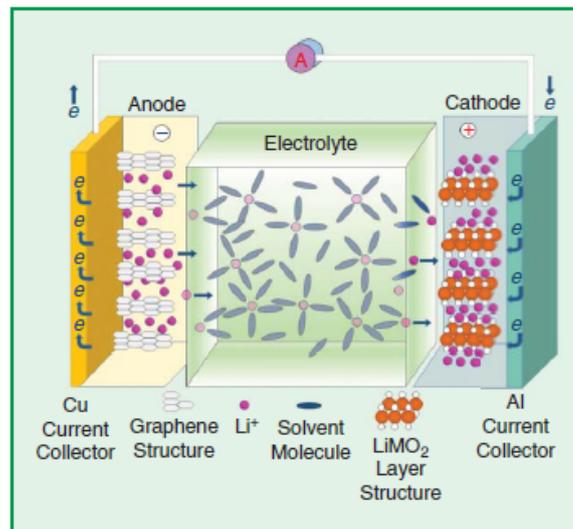


Fig. 1.5 Esquema de una descarga de una batería de Li-ion [29].

Sus potencias oscilan entre los 5 kW y más de 100 MW, y su vida útil es cercana a los 10 años [35]. Comparadas a otras baterías, las baterías de Li-ion tienen las ventajas de tener una alta densidad energética (75 a 200 Wh/kg [29]), altas eficiencias (entre 85% y 97% [29]), tasa media de autodescarga, vida útil en ciclos larga (entre 1,000 y 10,000 ciclos [29]) y de ser amigables con el ambiente. Estas son las razones por las que están presentes en equipos

electrónicos transportables, además de que son más pequeñas, livianas y potentes que otras baterías. De hecho, los primeros usos de estas baterías fueron en productos de consumo.

Hoy en día, debido al éxito que ha tenido la tecnología, se están desarrollando baterías más avanzadas para su aplicación en la red para almacenar energía, procurando mejorar su eficiencia, seguridad, costos y vida útil. De todas formas, para las aplicaciones comerciales de gran escala se requiere una reducción sustancial en los precios. En esto, la maduración de la tecnología y la estandarización de los procesos son claves.

Impulsadas por la demanda de Smart Grid y vehículos eléctricos, estas baterías son las que han tenido mayor desarrollo en los últimos años, junto con las baterías VRB, logrando grandes mejoras en su operación y reduciendo significativamente sus costos. Se espera que se conviertan en la tecnología de almacenamiento energético dominante en los próximos años. En particular, se cree que serán fundamentales en la próxima generación de autos eléctricos e híbridos.

Según [36], al utilizarlas a nivel de generación a gran escala sus costos de capital se encuentran entre 285 USD y 454 USD por kWh. Se espera que estos costos sigan decreciendo.

Baterías de sodio-azufre

Estas baterías fueron introducidas por Ford Motor Company con el objetivo de empoderar el desarrollo de autos eléctricos en la década del 60. La tecnología fue luego vendida a NGK Insulators quienes demostraron la viabilidad de su aplicación a gran escala en los años 90. Desde el 2002 estas baterías se han comercializado como dispositivos de almacenamiento energético de gran escala.

Las baterías de NaS consisten de un ánodo de azufre fundido, un cátodo de sodio fundido y un electrolito que es una cerámica sólida de beta-alúmina. En la Figura 1.6 se muestra un esquema de estas baterías en el proceso de descarga. Para que el sodio y el azufre puedan estar fundidos, los ciclos de carga y descarga deben operarse a temperaturas altas, superiores a los 300 °C. Esto hace que se necesite calor externo para empezar a operar. En procesos de descargas frecuentes no se requiere calor externo luego, durante la operación, por el calor liberado en las reacciones electroquímicas. Cada celda debe arreglarse en bloques para conservar el calor y el conjunto se coloca en una caja de vacío.

Durante la descarga los iones Na^+ fluyen por el electrolito y se combinan con el azufre para formar Na_2S_4 , y los electrones fluyen por el circuito externo de la batería. En la carga, las moléculas de Na_2S_4 liberan los iones de Na^+ al electrolito donde se recombinan como sodio elemental.

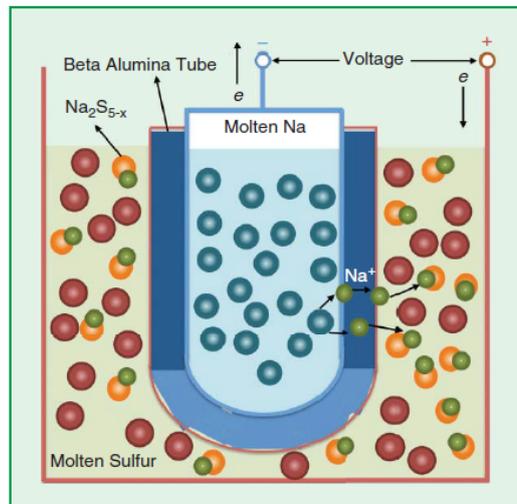


Fig. 1.6 Esquema de una descarga de una batería de NaS [29].

Estas baterías tienen potencias que van de 1 MW a más de 100 MW [35]. Se caracterizan por tener una alta densidad energética (entre 150 y 240 Wh/kg [29]), altas eficiencias (entre 75% y 90% [29]), larga vida útil (2,500 a 4,000 ciclos [29]), baja tasa de autodescarga, descargas rápidas y alta tolerancia a descargas profundas [29]. Además se fabrican a partir de materiales de bajo costo. Sin embargo, debido a las altas temperaturas de funcionamiento, estas baterías son especialmente adecuadas para su uso estacionario, es decir, para aplicaciones no móviles. En la última década han sido muy importantes en el apoyo a los sistemas eléctricos y a la generación renovable (en especial eólica y solar).

Hasta el 2014 ha sido el tipo de batería dominante a gran escala en el mercado eléctrico, contribuyendo a nivelar cargas, suministrar energía de emergencia y en aplicaciones UPS. En Japón hay más de 270 MW instalados en 190 sitios. La instalación más grande es de 34 MW, 245 MWh, en el norte de dicho país y se utiliza para suavizar la inyección de un parque eólico [29].

Aunque estas baterías son líderes en el mercado con tecnologías bien desarrolladas, se debe tener precaución con ellas porque el sodio puro quema espontáneamente al contacto con aire y humedad. Además, si la cerámica se rompe, el sodio y el azufre fundidos se mezclan directamente induciendo reacciones exotérmicas que calientan el dispositivo y pueden hacer que este explote por la formación de gases.

Según [34], al ser utilizadas a nivel de generación, sus costos de capital presentan una gran dispersión, entre 410 USD y 1,233 USD por kWh.

Baterías de flujo

Las baterías de flujo son un tipo de baterías recargables desarrolladas por la U.S. National Aeronauts and Space Administration en los años 70. Consisten de dos compuestos químicos disueltos, uno positivo y otro negativo, separados por una membrana que permite el intercambio de iones. Estas baterías tienen dos módulos: la celda y los tanques. En los tanques se almacenan los electrolitos positivo y negativo. La conversión de energía ocurre cuando estos son bombeados hacia la celda (la cual contiene a la membrana separadora), donde ocurre la reacción química con los electrodos. La membrana evita que los electrolitos se mezclen pero permite el pasaje de iones cargados creando un camino interno cerrado entre las medias celdas positiva y negativa. En la Figura 1.7 se muestra una representación de estas baterías. De los distintos tipos de baterías de flujo, las de redox de vanadio (VRB) son las más prometedoras.

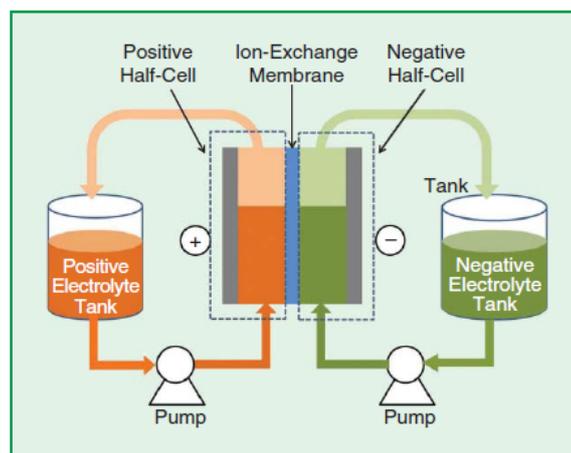


Fig. 1.7 Esquema de una batería de flujo [29].

Una de las mayores ventajas de estas baterías es su habilidad de ser recargadas de forma instantánea reemplazando el electrolito. La gran diferencia con las baterías convencionales es que en las primeras la energía se almacena en el material de los electrodos, mientras que en las de flujo se almacena en el electrolito. Además son seguras y confiables, su degradación por descargas profundas y autodescargas es despreciable, requieren poco mantenimiento y se fabrican en buena parte utilizando materiales reciclados. También tienen velocidades de respuesta altas, con un tiempo de cambio entre carga y descarga menor a 0.025 s. Esto las vuelve adecuadas para balancear renovables con altas variaciones. Por otro lado, son fáciles de escalar a MW y MWh en su diseño porque las capacidades en potencia y en energía son independientes. El índice de potencia viene determinado por la dimensión, número de celdas de la batería y la electrónica de potencia asociada, mientras que la capacidad energética

depende de la cantidad de sustancia electroquímicamente activa, los electrolitos. Esto hace que las baterías de flujo puedan ser fácilmente diseñadas para satisfacer requerimientos específicos en capacidad de potencia o energía, lo cual las vuelve apropiadas a un rango más amplio de aplicaciones que las baterías convencionales. Finalmente, presentan una larga vida útil, superior a la de otras baterías. En general, esta es cercana a los 10,000 ciclos a una profundidad de descarga del 75% [6], aunque las VRB pueden ser cargadas y descargadas más de 12,000 veces, alcanzando una profundidad de descarga del 100% [29]. Sus potencias suelen ir desde 25 kW a más de 100 MW [35].

Sin embargo, comparadas con otras baterías recargables comerciales como las de Li-ion o las de ácido-plomo, estas baterías todavía tienen bajas densidades energéticas (entre 10 y 30 Wh/kg para las baterías VRB [25]). Además, la eficiencia energética resulta más baja que las de Li-ion también, encontrándose entre 75% y 90% [29].

Según [36], los costos de capital de las baterías de flujo de redox de vanadio se encuentran entre 354 USD y 591 USD por kWh. Estos costos son aproximados por la falta de sistemas operativos actualmente.

1.2 Penetración de las tecnologías de almacenamiento energético en el mundo

Según la OE al 13 de julio del 2018 en el mundo habían [40]:

- 1,747 proyectos de almacenamiento energético en diferente grado de desarrollo con una potencia total instalada de 195,739 MW.
- De los anteriores 1,382 proyectos estaban en operación con una potencia total de 176,175.2 MW.
- De los 1,382 proyectos en operación 329 corresponden a plantas PHS.

Si se analiza la distribución por tecnologías, la tecnología dominante a la fecha es el PHS, con un 96.4% de la potencia instalada en almacenamiento energético. Le sigue el almacenamiento térmico con un 1.6%. En la Tabla 1.2 se muestra la potencia instalada por tecnología en proyectos en operación.

Al incluir los 365 proyectos en construcción, con una potencia prevista de 19,564 MW, aun se observa un predominio del PHS. Sin embargo, su peso disminuye levemente mientras que el almacenamiento electroquímico multiplica su peso por 1.8 entre los sistemas de almacenamiento y el térmico lo multiplica por 1.25.

Tab. 1.2 Cuadro comparativo de la potencia instalada por tecnología de almacenamiento energético en proyectos en operación al 2018 [40]. Dentro de las tecnologías electro-mecánicas se incluyen volantes y CAES (PHS se considera aparte) y las electro-químicas corresponden a las diversas clases de baterías.

Tecnología de almacenamiento	Potencia Instalada (MW)
PHS	169,837.0 (96.4%)
Electro-mecánico	1,337.7 (0.8%)
Electro-químico	2,123.4 (1.2%)
Térmico	2,858.8 (1,6%)
Hidrógeno	18.3
Total	176,175.2

Por otro lado, si se observa la evolución histórica de los sistemas de almacenamiento energético se encuentra que los primeros sistemas que se comenzaron a instalar eran esencialmente PHS, como se muestra en la Figura 1.8. Esta tecnología surge en 1882 en Suiza. Las primeras centrales se instalan en Europa a principios de 1900 y en Estados Unidos cerca de 1930. Históricamente, se utilizaron para balancear cargas permitiendo optimizar el rendimiento de centrales térmicas. Por esta razón existe una correlación entre la entrada en operación de las centrales nucleares y el PHS, que trajo consigo el primer gran desarrollo de centrales PHS entre los años 60 y principios de los 80, como se puede ver en la Figura 1.8. Luego de este rápido crecimiento, la tecnología experimentó una reducción en la rapidez de instalación hasta comienzos del S.XXI, época en la cual comenzó a crecer nuevamente.

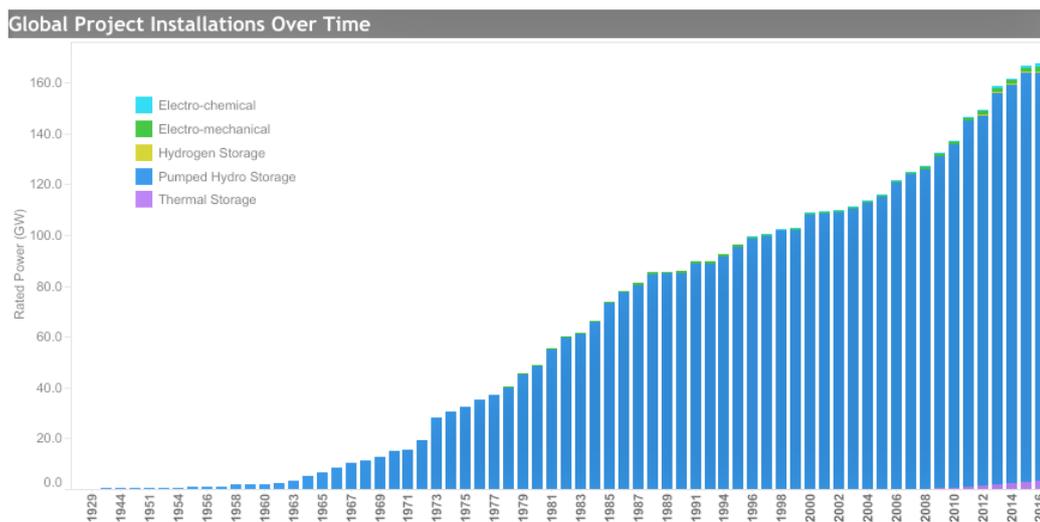


Fig. 1.8 Evolución temporal de la potencia de almacenamiento instalada por tecnología, incluyendo PHS [40].

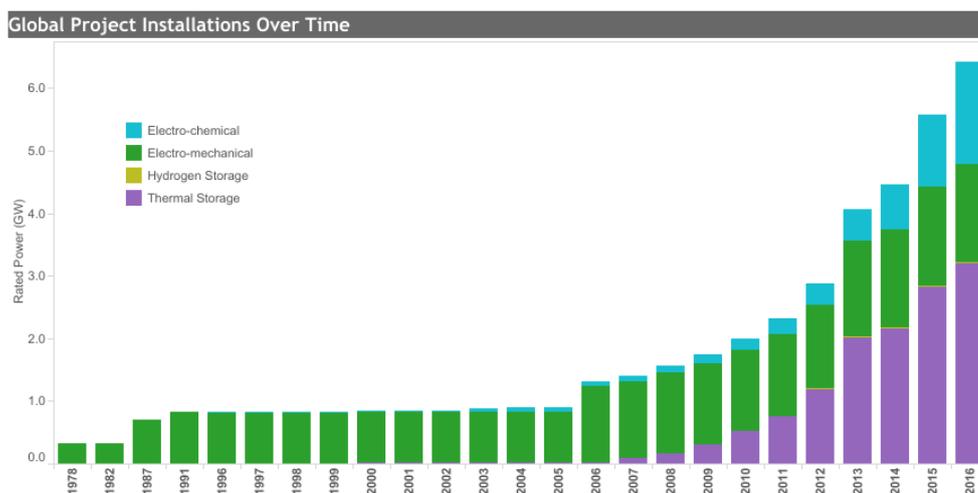


Fig. 1.9 Evolución temporal de la potencia de almacenamiento instalada por tecnología, excluyendo PHS [40].

Los primeros sistemas de almacenamiento no PHS fueron electro-mecánicos, y surgen en 1978. En la Figura 1.8 se puede notar la presencia de estos sistemas en las últimas barras. Para visualizar mejor su evolución temporal se incluye la gráfica de la Figura 1.9, idéntica a la Figura 1.8, pero sin incluir PHS. En la misma se puede observar que los sistemas de almacenamiento electro-mecánicos experimentan un crecimiento hasta el 2006. A partir de esa fecha comienza a haber un estancamiento en esta tecnología y un crecimiento notorio en almacenamiento térmico, seguido del electroquímico.

En cuanto a la distribución espacial de las tecnologías de almacenamiento energético en el mundo, se observa que solamente 15 países concentran 1,095 de los 1,382 proyectos en operación, con el 83% de la potencia instalada. Si no se tiene en cuenta el PHS, Estados Unidos es el país con mayor potencia instalada en almacenamiento energético, con más de 1.5 GW en operación, seguido por España, luego Alemania y finalmente Corea del Sur. Sin embargo, existen algunas diferencias entre los dos países líderes. La principal radica en el hecho de que en Estados Unidos el almacenamiento se encuentra más distribuido, con un total de 456 proyectos. En España, en cambio, la potencia instalada se concentra solamente en 45 proyectos. Además existen diferencias en las tecnologías presentes en estos países: en España predomina el almacenamiento térmico, mientras que en Estados Unidos el electroquímico es importante también. En la Figura 1.10 se muestra la distribución por tecnología de acumulación, excluyendo PHS, en los países con mayor potencia en operación.

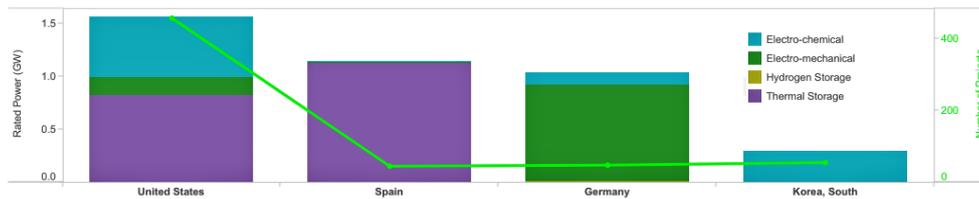


Fig. 1.10 Distribución del almacenamiento por tecnología en los países con mayor potencia en operación (excluyendo PHS) [40].

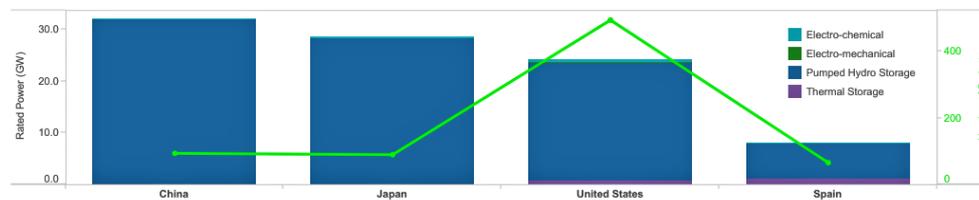


Fig. 1.11 Distribución del almacenamiento por tecnología en los países con mayor potencia en operación (incluyendo PHS) [40].

Si se incluyen los proyectos PHS, China pasa a ocupar el primer lugar con 32.1 GW instalados, seguido por Japón con 28.5 GW instalados. Ambos tienen una cantidad similar de proyectos, 94 y 90 respectivamente. En tercer lugar se ubica EE.UU. con 494 proyectos y 24.1 GW y en cuarto lugar aparece España con 66 proyectos y 8.1 GW instalados. En la Figura 1.11 se muestra la distribución del almacenamiento por tecnología considerando los países con mayor potencia en operación, incluyendo PHS.

En cuanto a los usos que se le dan a estas tecnologías se encuentra que el 90% de la potencia instalada (586 proyectos con una potencia de 158,910 MW) se utiliza para gestionar la demanda y generación para obtener un mayor beneficio en los mercados de energía eléctrica. Es decir, se utilizan para almacenar energía en períodos en los que el precio es bajo para venderla luego en períodos en que el precio es elevado.

En la Tabla 1.3 se mencionan algunos de los proyectos más significativos en almacenamiento energético en los países líderes, excluyendo PHS [25]. En los mismos se pueden apreciar ejemplos de las diversas tecnologías discutidas en la Sección 1.1. Se destaca la predominancia de baterías de Li-ion, sobre todo en los últimos años.

También se puede notar la gran variedad de aplicaciones discutidas a lo largo del capítulo para los sistemas de almacenamiento energético. Estos se usan para aplicaciones de calidad de la energía como la regulación de frecuencia o voltaje, para aplazar inversiones en la red de transmisión o distribución, para la nivelación de cargas, como backup para la generación eólica o solar, o como reservas ante contingencias.

Tab. 1.3 Cuadro de proyectos significativos en almacenamiento energético, excluyendo PHS, en los países líderes [25].

Estados Unidos

Tecnología	Potencia	Localidad	Año	Aplicación
Ion litio fosfato	31.5 MW	Illinois	2015	Filtrado generación renovable
Térmica (sales)	280 MW	Arizona	2013	Backup planta solar (6h autonomía)
NaS	4 MW/32 MWh	Texas	2010	Aplazamiento inversión trasmisión (8h autonomía)
Volantes	500 kW (200u)	Stephentown	2011	Regulación de frecuencia
Ácido-plomo	25 kWh (115u)	Florida	—	Suministro ante emergencias
Li-ion	8 MW/ 32 MWh	California	2014	Integración eólica a red
Ácido-plomo	1 MW	Alaska	1997	Ajuste oferta hídrica - demanda

Alemania

Tecnología	Potencia	Localidad	Año	Aplicación
Li-ion	5 MW/ 5 MWh	Schwerin	2014	Regulación frecuencia Reserva ante contingencias
CAES	321MW/642MWh	Huntorf	1978	Regula oferta planta nuclear Arranque en frío central
Li-ion	10 MW/10.8 MWh	Feldheim	—	Regulación de frecuencia

Japón

Tecnología	Potencia	Localidad	Año	Aplicación
Ácido-plomo	4,704 Ah (553u)	Ota	2006	Backup generación PV
NaS	34 MW/238 MWh	Rokkasho	2008	Filtrado generación eólica
Ácido-plomo	4.5 MW	Shiura	—	Backup generación eólica
Redox	1 MW/5 MWh	Yokohama	2012	Backup generación PV

Reino Unido

Tecnología	Potencia	Localidad	Año	Aplicación
Li-ion	2.5 MW/5 MWh	Darlington	2013	Control de tensión Reserva ante contingencias
Li-ion	6 MW/10 MWh	Leighton	2014	Participa mercado mayorista

En cuanto a la incidencia del almacenamiento PHS a nivel mundial [39], según la OE [40], al 2018 hay 169,557 MW instalados, de los cuales:

- 78,781 MW están en Asia. China es el país líder en esta tecnología en el continente con 31,999 MW, seguido por Japón con 28,222 MW y luego India con 6,772 MW.
- 60,049 MW están en Europa. Italia es el país líder en esta tecnología en el continente con 7,071 MW, seguido por Alemania con 6,528 MW y luego Francia con 5,812 MW.
- 23,784 MW están en América del Norte, prácticamente todos en EE.UU. (23,610 MW), y el resto en Canadá.
- 3,377 MW están en África (465 MW en Mozambique y 2,912 MW en Sudáfrica).
- 1,025 MW están en América del Sur (974 MW en Argentina, 31 MW en Chile y 20 MW en Brasil).

Según la OE [40], las cinco centrales PHS más grandes en potencia, en operación al 2018 son: (i) Bath County Pumped Storage Station, en Estados Unidos, de 3,003 MW; (ii) Huizhou Pumped Storage Power Station, en China, de 2,448 MW; (iii) Guangzhou Pumped Storage Power Station, en China, de 2,400 MW; (iv) Dniester Pumped Storage Power Station, en Ucrania, de 2,268 MW; (v) La Muela pumped-storage plant, en España, de 2,000 MW.

1.3 Análisis comparativo de las tecnologías

En la Tabla 1.4 se muestra un cuadro comparativo entre las distintas tecnologías que se analizaron en la Sección 1.1. En el mismo se detallan los usos de cada una de ellas y costos de capital de aquellas tecnologías utilizadas en el seguimiento de cargas. Como se puede observar en la Tabla 1.4 no cualquier sistema de almacenamiento energético puede utilizarse para la gestión de energía. Las tecnologías que sí pueden utilizarse son PHS, CAES, almacenamiento térmico y diversas clases de baterías. Existen algunos tipos de volantes de larga duración que también podrían utilizarse en algunos casos.

Los sistemas PHS y CAES son los que presentan los menores costos de capital, como lo muestra la Figura 1.12. Sin embargo, tienen un fuerte impacto ambiental y no pueden ser localizados en cualquier sitio puesto que los sistemas PHS requieren disponibilidad de agua y los sistemas CAES necesitan cavernas subterráneas apropiadas para el almacenamiento de aire. La tecnología que le sigue en cuanto a costos es el almacenamiento por medio de baterías. De los casos estudiados en la Sección 1.1 solamente las baterías Li-ion, NaS y VRB se utilizan para la gestión de energía. Estas presentan mayor dispersión en sus

Tab. 1.4 Cuadro comparativo de las distintas tecnologías de almacenamiento energético. Solamente se muestran los costos de capital de las tecnologías utilizadas en el seguimiento de cargas y gestión de la energía, extraídos de [34] y [36].

Tecnología	Usos	Costos capital (USD/kWh)
Capacitor	Calidad de la energía Control de frecuencia Estabilidad transitoria Estabilidad voltaje	—
SMES	Calidad de la energía Control de frecuencia Estabilidad transitoria Estabilidad voltaje	—
Volante	Calidad de la energía Control de frecuencia Abastecimiento picos demanda	551 - 949
PHS	Balance de cargas Control de frecuencia Arranque en negro	213 - 313
CAES	Balance de cargas Control de frecuencia Arranque en negro	130 - 188
Aire licuado	Abastecimiento picos demanda	433 - 476
Batería ácido-plomo	Encendido automotriz UPS Iluminación Paneles PV off-the-grid	—
Batería Ni-MH	Consumos portátiles	—
Batería Li-ion	Balance de cargas Consumos transportables Vehículos eléctricos	285 - 454
Batería NaS	Balance de cargas UPS	410 - 1233
Batería de flujo	Balance de cargas	354 -591

precios, en particular las NaS. Los menores costos registrados en el mercado están entre 285 y 410 USD/kWh, siendo las de Li-ion las más económicas. Si bien hasta el 2014 la tecnología dominante en usos a gran escala en la red era la de NaS, se espera que las baterías de Li-ion sean las dominantes en un futuro por los importantes avances en la tecnología en los últimos años. Las mismas han mejorado su rendimiento y vida útil y han disminuido considerablemente sus costos. Además eliminan algunos problemas de seguridad que tienen las baterías NaS. Las VRB son las que le siguen en desarrollo, pero se encuentran en fase precomercial aún.

Por lo tanto, si se analiza la incorporación en un futuro de almacenamiento energético en Uruguay para la gestión de energía a gran escala, la tecnología más apropiada sería la batería Li-ion en caso en que continúe su tendencia de desarrollo actual y disminución de costos. De lo contrario, como alternativa se podría instalar una planta PHS teniendo en cuenta que el país posee disponibilidad de agua. De todas formas, estos sistemas presentan dificultades para su localización ya que deben tener reservorios cercanos con diferente cota relativa. Estas son algunas de las razones por las que en el Capítulo 2 se opta por estudiar el impacto de incorporar una batería de Li-ion al sistema eléctrico de Uruguay.

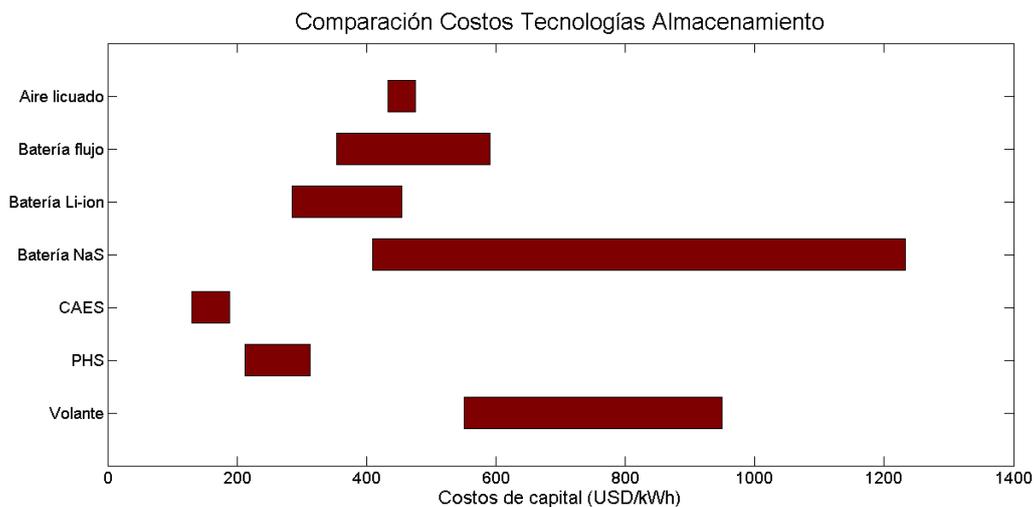


Fig. 1.12 Comparación de los costos de las tecnologías de almacenamiento energético usadas a gran escala.

1.4 Consideraciones para la sustentabilidad ambiental

Siempre que se incorpore una nueva tecnología al mercado se debe tener presente que su vida útil es finita, debiéndose entonces planificar la gestión de sus residuos. En esta sección

se evaluará la gestión de residuos de las baterías de Li-ion, teniendo en cuenta que será la tecnología escogida para estudiar su incorporación en el SIN.

El rápido crecimiento en la penetración de las baterías de ion-litio en el mundo trajo consigo la necesidad de afrontar este desafío con rapidez. Una herramienta prometedora en este sentido es el reciclaje, considerando los beneficios que trae desde el punto de vista de la ambiental, económico y político. Este permite:

- Reducir el material que es enviado a los vertederos.
- Disminuir el impacto de la explotación de materiales vírgenes.
- Disminuir los costos de producción.
- Aumentar la soberanía de los países, al reducir la dependencia en materiales extranjeros, como por ejemplo en el cobalto proveniente del Congo, en donde gran parte de la producción depende del trabajo infantil y conflictos armados.

A pesar de estos beneficios, existen diversas razones por las cuales el reciclaje de baterías de ion-litio no es aun una práctica consolidada a nivel internacional. Por un lado, se plantean desafíos a nivel tecnológico en los procesos de reciclaje, pero también hay barreras económicas, desafíos en la logística y gaps regulatorios que impiden un mayor desarrollo.

1.4.1 Beneficios del reciclaje

Como ya se mencionó, las baterías de ion-litio aparecen como una alternativa para disminuir la dependencia de la sociedad en los combustibles fósiles, en particular en el sector transporte y en el sistema de generación eléctrica, al permitir una mayor penetración de generación renovable sin un incremento significativo en centrales térmicas de respaldo. Uno de los principales problemas de los combustibles fósiles es la escasez del recurso. Por lo tanto, si se quiere que las baterías de ion-litio sean una solución sustentable viable no pueden implicar cambiar la dependencia de un recurso finito a otro.

Los estudios realizados sobre las reservas disponibles de los principales materiales utilizados en las baterías de ion-litio demuestran que las reservas de litio y níquel son suficientes [24]. Sin embargo, la situación con el cobalto es un poco más preocupante, puesto que las baterías podrían llegar a demandar cerca del 10% de las reservas mundiales. En este sentido, el reciclaje permitiría reducir la severidad de este problema al disminuir el uso de recursos vírgenes. Sin embargo, teniendo en cuenta la larga vida útil de las baterías utilizadas en autos eléctricos y en el sistema eléctrico, y el rápido crecimiento que están

experimentando los autos eléctricos, el reciclaje de las baterías de ion-litio no podrá tener un aporte significativo hasta dentro de 10 años por lo menos [24].

En la Figura 1.13 se muestra el impacto del reciclaje sobre la demanda de materias primas en Estados Unidos según el estudio realizado en [24]. En este se asume un escenario optimista de rápido crecimiento en la demanda de autos eléctricos, la cual se prevé será la dominante frente a la demanda electrónica y de almacenamiento energético, y que se puede recuperar el 100% de las baterías producidas. La Figura 1.13 muestra que el reciclaje podría contribuir con un 10% de la demanda total de materias primas recién a los 20 años de comenzado el reciclaje (30 años después de la aparición de las baterías en el mercado), siempre que no se extienda su vida útil dándoles un segundo uso a las baterías.

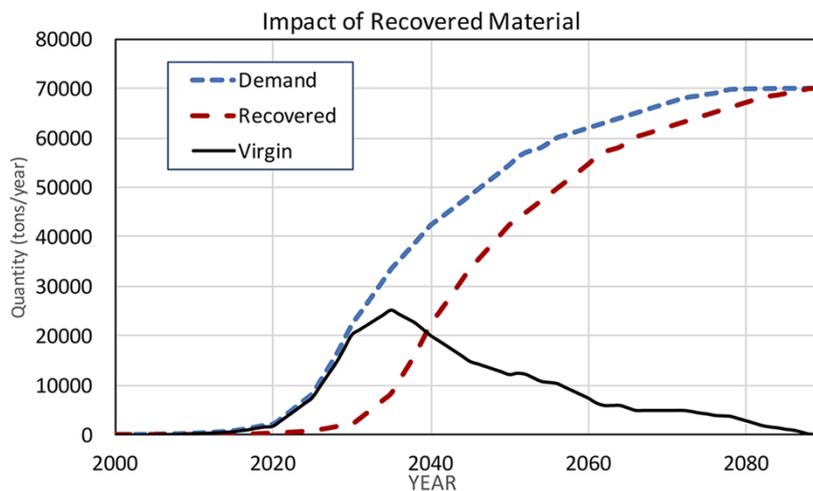


Fig. 1.13 Impacto reciclaje sobre material virgen [24].

A pesar de que el potencial del reciclaje es moderado en el corto plazo, en el mediano plazo podría contribuir con una fuente estable de materia prima a menor costo que permita moderar la suba y variaciones de los materiales vírgenes. Esto estabilizaría el precio de las baterías teniendo en cuenta que más del 50% de los costos de la celda provienen de los materiales.

Por otro lado, el uso de materiales reciclados puede reducir el consumo energético y las emisiones de CO₂ asociadas a la producción de celdas de ion-litio. La reducción en el consumo energético proviene en su mayor parte de la recuperación de los metales, cuya extracción a partir de minerales de baja concentración es muy intensiva a nivel energético. En cuanto a las emisiones, algunos de los componentes de las baterías como por ejemplo el cobalto, níquel y cobre, son generalmente producidos a partir de minerales de sulfato lo cual resulta en emisiones significativas de SO_x. En la Figura 1.14 se muestra cómo la producción

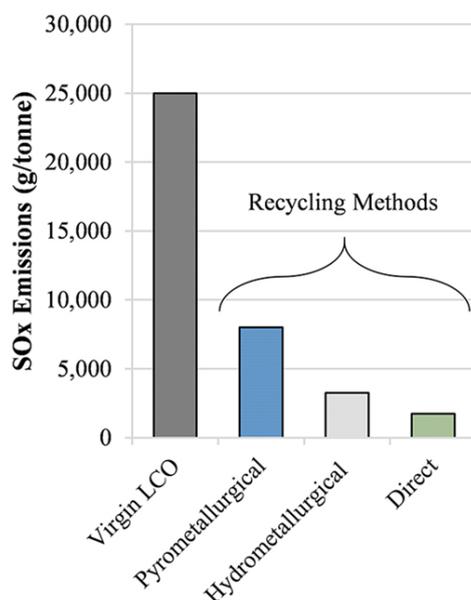


Fig. 1.14 Reducción en las emisiones de SO_x a partir del reciclaje [24].

de baterías a partir de materiales reciclados puede resultar en una importante reducción en las emisiones.

1.4.2 Tecnologías de reciclaje

A pesar de que el reciclaje de las baterías de ion-litio es necesario para garantizar la sostenibilidad a nivel de los recursos, a nivel ambiental y económico, las tecnologías disponibles hoy en día están aún en una fase comercial incipiente. Cada uno de los diferentes procesos existentes tiene sus ventajas y desventajas que afectan su viabilidad técnica, factibilidad económica y beneficios ambientales.

Se han demostrado diversos métodos para el reciclaje de baterías de ion-litio, algunos de los cuales ya están en uso a nivel comercial, pero ninguno de ellos es ideal para todos los tipos de baterías y tamaños. Dentro de los métodos se encuentran:

1. El reciclaje pirometalúrgico (fundición): recupera valiosos metales de transición pero deja al litio y aluminio en la escoria, haciendo difícil su recuperación. Por otro lado, se requieren grandes inversiones de capital para la construcción de una planta de fundición a escala industrial, a la cual resulta redituable esta tecnología. Su principal ventaja radica en su habilidad de lidiar con múltiples composiciones de cátodos aunque los elementos deben separarse mediante un proceso de lixiviación (proceso en el que un disolvente líquido pasa a través de un sólido pulverizado para que se produzca la disolución de uno o más de los componentes solubles del sólido) antes de poder

- reutilizarse. Los elementos que se recuperan, especialmente el cobalto y el níquel, son productos valiosos, por lo que el proceso resulta redituable y se encuentra operativo a nivel comercial.
2. El procesamiento hidrometalúrgico (lixiviación): podría ser redituable en una escala más pequeña y como opera a menores temperaturas que la fundición no requeriría inversiones tan altas. Este proceso se centra en recuperar los metales de transición y el litio del cátodo.
 3. La recuperación directa: proceso similar a la lixiviación que también podría ser redituable a una escala más pequeña que se diferencia por la ausencia de ácidos en el flujo de procesamiento de los materiales. En este proceso se busca recuperar todos los materiales del cátodo con una morfología aún útil. Los materiales del ánodo y del electrolito también se podrían recuperar por este método. Al ser el método que más materiales puede recuperar, es el que resulta en las mayores reducciones en las emisiones de SO_x , como se puede ver en la Figura 1.14.

1.4.3 Barreras en el desarrollo de métodos de reciclaje

Uno de los mayores desafíos para el diseño y desarrollo de procesos de reciclaje es la variabilidad y falta de información sobre la composición de las baterías de ion-litio. Esto, sumado a las variaciones en formas, tamaños y agrupaciones de las celdas, hace que sea muy difícil automatizar el reciclaje, aumentando sus costos.

Para poder utilizar la tecnología de reciclaje que produzca la mayor cantidad de productos valiosos posibles con el menor impacto ambiental, es necesario separar las baterías de ion-litio en flujos de composición similar. Para poder hacer esto es necesario identificarlas. Es por esto que el “Battery Recycling Committee of the Society of Automotive Engineers (SAE)” desarrolló una etiqueta que recomienda se sitúe en los módulos de las baterías para permitir la separación en diferentes composiciones de baterías durante el reciclaje. En la misma se identifica el tipo de batería, la composición, información del fabricante y la fecha de fabricación.

Por otro lado, hoy en día no se tiene en cuenta el reciclaje a la hora de diseñar una batería. Cuando se desarrolla una nueva composición y diseño de batería el foco se encuentra en el rendimiento primero, en la vida útil después y en la facilidad en que se puede producir. Lo que pasará cuando la batería alcance su EOL (End of Life) no suele ser una preocupación. Sin embargo, esto se debería tener en cuenta al diseñar una batería, no debería ser un tema menor considerando que el diseño influye en gran medida en la facilidad y alcance del proceso de reciclaje. En su documento “2014 Recommended Practice for Recycling of

xEV Electrochemical Energy Storage Systems”, el Battery Recycling Working Group of the United States Advanced Battery Consortium (USABC) recomendó que el potencial de reciclaje se tuviera en cuenta en la ingeniería del diseño y desarrollo de los sistemas en una etapa incipiente, teniendo en cuenta la variación en los costos asociados a las materias primas y los aspectos ambientales involucrados en el reciclaje [54]. Se debe procurar que los diseños sean más fácilmente desmontables y reciclables.

También es importante diseñar una red logística encargada de la recolección de residuos y traslado a plantas de reciclaje para que las baterías puedan ser recicladas en nuevas baterías u otros productos útiles, y asignar responsabilidades en cuanto a la recolección y reciclaje de las baterías. Tanto China como la Unión Europa hacen responsables a los fabricantes o importadores. La esperanza es que contemplen el EOL dentro de sus diseños de producción o plan de negocios.

En cuanto al traslado de los residuos a las plantas de reciclaje, se debe procurar que este sea seguro y se enmarque en un marco regulatorio, idealmente bajo una norma internacional que lo regule. En particular, los cargamentos de baterías de ion-litio deben estar correctamente etiquetados y su transporte aéreo no está permitido. Estas baterías tienen riesgo de auto-ignición por su alta densidad energética junto con la presencia de electrolitos orgánicos inflamables. Por lo tanto su transporte está regulado para prevenir incendios. Estos estándares para el traslado encarecen sus costos, lo cual favorece la aparición de pequeñas plantas locales de pretratamiento o reciclaje. Por otro lado, existen variaciones en los estándares a nivel geográfico que pueden complicar el movimiento internacional y aumentar sus costos. Se plantea entonces la necesidad de armonizar las leyes de gestión de residuos y cargamento de baterías a nivel internacional.

1.4.4 Aspectos regulatorios asociados al reciclaje

Se debe desarrollar un marco regulatorio adecuado que reglamente el reciclaje de las baterías. En este se debe tener en cuenta las amenazas en la salud y seguridad. Dentro de estas deben contemplarse el riesgo de incendio y la exposición en el ámbito de trabajo a metales y fluoruros durante el desmontaje, trituración y fusión de las baterías. Seguramente, la reglamentación deba exigir algún mecanismo de limpieza de gases en la planta. Por otro lado, si las celdas se encuentran dañadas el litio metálico puede depositarse en el ánodo resultando en una reacción violenta en condiciones de humedad. Por lo tanto, algunos procedimientos pueden requerir un ambiente controlado o inerte.

Ninguna reglamentación conocida provee pautas para la remoción, descarga, desmantelamiento y almacenamiento de baterías usadas. La reciente regulación en China para el reciclaje y la reutilización de baterías de tracción en autos eléctricos nuevos parece ser un primer paso

en este sentido. La reglamentación establece pautas específicas a lo largo de todo el ciclo de vida de la batería, incluyendo su diseño, fabricación, venta, mantenimiento, recolección, transporte, reutilización y reciclaje. Entre otras cosas establece que los fabricantes de autos o importadores son responsables por la recolección, clasificación y traslado de las baterías. Además, establece un sistema de seguimiento en el cual cada batería posee un código de identificación que se sube a un sistema de trackeo al cual tienen acceso los recicladores.

En la Unión Europea existe una directiva en cuanto al EOL de los vehículos que establece pautas para desmantelar, almacenar y gestionar baterías de tracción. Sin embargo, estas pautas fueron diseñadas para baterías de ácido plomo por lo que no tienen consideraciones específicas sobre las baterías de ion-litio. Esta directiva impone un mínimo de eficiencia en el reciclaje del 50%. Pero como no establece eficiencias de recuperación específica por material, las plantas de reciclaje tienen la flexibilidad de recuperar los materiales más redituables o fáciles de obtener, en lugar de aquellos con un mayor impacto ambiental o mayor escasez.

Finalmente, en Estados Unidos no existe ninguna reglamentación a nivel federal para promover y regular el reciclaje de las baterías de ion-litio. En febrero del 2018 se introdujo en la Asamblea de California un proyecto para el reciclaje y la reutilización de baterías de ion-litio que pretende establecer un mecanismo adecuado para la disposición de estas baterías en su EOL que no implique un costo adicional para los dueños. Requiere a su vez el trabajo de diversas agencias estatales junto al “California Department of Toxic Substances Control” para la identificación de mecanismos de reutilización y reciclaje de baterías y el establecimiento de un programa de fondos para su desarrollo.

Capítulo 2

Impacto de la incorporación de almacenamiento energético en el SIN

Frente a las preocupaciones a nivel internacional por el agotamiento de los recursos fósiles, la variabilidad e impredecibilidad en sus precios, y el inminente cambio climático, existe una tendencia mundial hacia la descarbonización del sector energético, responsable de más del 60% de las emisiones de CO₂ [56]. Estos esfuerzos, acompañados por una disminución en los costos de las tecnologías, han hecho que en los últimos años las energías renovables no convencionales (principalmente eólica y solar fotovoltaica) se expandieran rápidamente a nivel mundial, debido a que permiten disminuir la dependencia en los combustibles fósiles, sustituyéndolos por generación en base a recursos renovables presentes en la naturaleza, como el viento y la irradiación solar. Al disminuir la dependencia en estos commodities, los países logran aumentar su soberanía energética y su seguridad de abastecimiento de la demanda, además de obtener un beneficio económico en la sustitución. Por otro lado, se logran reducir las emisiones de CO₂ provenientes de la generación eléctrica.

A pesar de los numerosos beneficios que esta generación brinda frente a la generación convencional, si se observa la matriz primaria mundial, su penetración es aún muy baja, con un 2% del total [31]. Esto se debe a que la generación renovable no convencional es altamente fluctuante, producto de los recursos naturales que la alimentan, lo cual hace necesario seguir teniendo potencia firme en el sistema. Algunos países, como Uruguay, pueden solucionar parte de este problema con grandes centrales hidroeléctricas con embalses que almacenan energía en los lagos de sus represas, permitiendo lidiar con las variaciones de la generación renovable de forma de asegurar el abastecimiento de la demanda. Sin embargo, esta solución está también limitada por la capacidad hidroeléctrica que el país posea. En Uruguay, por ejemplo, el recurso hidráulico se encuentra completamente explotado por lo que no hay posibilidades de aumentar esta generación [14]. El éxito de la generación renovable no

convencional depende entonces en gran medida del desarrollo de nuevos mecanismos que aumenten la flexibilidad del sistema, de forma que este sea capaz de filtrar sus intermitencias. De lo contrario, este tipo de generación permanecerá con proporciones de participación menores en la matriz de generación eléctrica mundial.

En este contexto, el almacenamiento energético se presenta como una solución para aumentar la flexibilidad del sistema. Habiendo ya analizado las diferentes alternativas de tecnologías de almacenamiento que existen en el mundo en el Capítulo 1, en este capítulo se busca estudiar el impacto de su inclusión en el Sistema Integrado Nacional de Uruguay. Utilizando el software SimSEE, una plataforma que simula la operación óptima del sistema eléctrico [10], se desarrollará un modelo adecuado para estos recursos que reconociendo sus características propias simule adecuadamente su operación en el sistema eléctrico de forma de poder calcular el valor que le agrega al sistema incorporar agentes capaces de filtrar las intermitencias asociadas a la generación renovable. El objetivo final de este capítulo es poder evaluar el costo-beneficio de estos sistemas, qué mejoras introducen en cuanto a la calidad del servicio, cómo afectan al despacho energético, cómo se debe remunerar a quienes brindan el servicio de almacenamiento energético y qué ahorros se esperan en el sistema.

2.1 Modelo desarrollado

2.1.1 Introducción a la plataforma utilizada

El software utilizado en este trabajo para la simulación de la operación de un sistema de almacenamiento en el sistema eléctrico uruguayo fue el software SimSEE, acrónimo de “Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica”. Este fue desarrollado en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República en los años 2006 y 2007 [10]. Se trata de una plataforma, o un conjunto de herramientas y modelos útiles para la simulación de sistemas de energía eléctrica, desarrollada e implementada 100% orientada a objetos en lenguaje Delphi Pascal. En este sentido, la plataforma SimSEE debe pensarse como una “caja de herramientas” que permite armar de forma sencilla un “lugar” donde se colocan “objetos” que “saben” cómo comportarse en ese ambiente [9]. En particular, como se trata de una plataforma para la simulación de un sistema eléctrico, los “objetos” deben saber respetar las restricciones eléctricas, como por ejemplo que la suma de las potencias en una barra sea cero, y deben saber colaborar en el objetivo del sistema: suministrar la demanda al menor costo posible en condiciones de calidad aceptables.

Existen dos grandes entidades en base a las cuales se arman los modelos en la plataforma: actores y fuentes. Una fuente es un generador de valores que pueden ser utilizados por

los actores o por otras fuentes. Las fuentes se utilizan, en particular, para modelar índices de crecimientos de precios (por ejemplo de combustibles) o para el modelado de recursos estocásticos como los caudales de aportes a las centrales hidroeléctricas o la velocidad del viento en los parques eólicos. Por actor se entiende a todo objeto que es capaz de entregar y/o recibir energía. Estos actores se ubican en una “Sala de Juegos” que es el ambiente en el que se desarrollará la simulación. Esta dispone de una serie de servicios que los actores pueden utilizar. Simular es hacer que el tiempo transcurra en la sala de juegos y observar el comportamiento de los actores, los cuales reaccionan a los eventos que se lanzan en la sala. Por ejemplo, en cada paso de tiempo uno de los eventos que se lanza hace que los actores que así lo requieran realicen los sorteos necesarios antes del paso. La disponibilidad fortuita de las máquinas se determina como respuesta a este evento [13].

En cada paso de simulación se debe resolver el problema de despacho con el objetivo de satisfacer la demanda en condiciones preestablecidas al menor costo posible. Este es un problema de optimización multi-etapa, dado que el costo total de operación es la suma de los costos incurridos en cada paso de tiempo (Ecuación 2.1) [11].

$$CF(x, U_k, R_k, k) = \sum_{j=k}^{\infty} q^{j-k} CE(x_j, u_j, r_j, j) \quad (2.1)$$

Siendo, en la Ecuación 2.1:

- $CE(x, u_k, r_k, k)$ el costo del paso k , cuyo valor se puede determinar conociendo el estado inicial del sistema x , las entradas de control sobre el sistema u_k , las entradas no controlables r_k y el paso de tiempo k .
- $U_k = \{u_k, u_{k+1}, \dots\}$ una realización de las entradas de control desde el paso k en adelante.
- $R_k = \{r_k, r_{k+1}, \dots\}$ una realización de las entradas no controlables desde el paso k en adelante.

La variable q , de la Ecuación 2.1, definida a partir de la Ecuación 2.2, es el actualizador para traer al presente costos futuros y poder comparar proyectos. En su definición, α es la tasa de descuento anual.

$$q = \left(\frac{1}{1 + \alpha} \right)^{DurPaso/DurAño} \quad (2.2)$$

Cuando no hay reservorios en el sistema, las decisiones que se tomen en el presente no afectan el futuro y entonces el problema de optimización se puede desacoplar en problemas

más sencillos, uno para cada paso de tiempo. En cambio, cuando sí hay reservorios, la decisión de usar recursos almacenados en un instante de tiempo afecta al costo futuro dado que no se dispondrá del recurso en un tiempo posterior, por lo que no se puede separar el problema en cada paso de tiempo y se debe considerar el acoplamiento temporal.

A partir de la Ecuación 2.1 se puede observar que el costo futuro se puede definir de forma recursiva como:

$$CF(x, U_k, R_k, k) = CE(x, u_k, r_k, k) + qCF(x', U_{k+1}, R_{k+1}, k+1)$$

Siendo x' la evolución del estado en la etapa k partiendo del estado inicial x y los valores de las entradas u_k y r_k . Esta se obtiene a partir de la ecuación de transición (Ecuación 2.3), la cual se determina a partir del modelo construido del sistema.

$$x' = f(x_k, u_k, r_k, k) \quad (2.3)$$

El problema de optimización consiste en encontrar el valor de la serie de control U_k que haga mínimo el valor del costo futuro para todas las posibles realizaciones de la serie R_k . Se denomina $CF(x, k)$ al mínimo valor del costo futuro que se puede obtener con la mejor política de operación partiendo del estado x en la etapa k . Este se obtiene a partir de la Ecuación 2.4.

$$CF(x, k) = \langle \min_{u_k} \{ CE(x, u_k, r_k, k) + qCF(x', k+1) \} \rangle_{r_k} \quad (2.4)$$

Se supondrá que la evolución del estado se puede describir como una función lineal del estado inicial, es decir:

$$\delta x = x' - x = f(x, u_k, r_k, k) - x = Ax + B_u u_k + B_r r_k + C$$

Y se tomará el desarrollo de Taylor de primer orden del costo futuro:

$$CF(x, k) = \left\langle \min_{u_k} \left\{ CE(x, u_k, r_k, k) + q \left[CF(x, k+1) + \frac{\partial CF(x, k+1)}{\partial x} \delta x \right] \right\} \right\rangle_{r_k}$$

Sustituyendo δx en el desarrollo de Taylor y reordenando, se encuentra finalmente que el valor mínimo del costo futuro se puede obtener de la Ecuación 2.5.

$$CF(x, k) = \left\langle \min_{u_k} \left\{ CE(x, u_k, r_k, k) + q \frac{\partial CF(x, k+1)^T}{\partial x} (B_u u_k + B_r r_k) \right\} \right\rangle_{r_k} + q \left[CF(x, k+1) + \frac{\partial CF(x, k+1)^T}{\partial x} (Ax + C) \right] \quad (2.5)$$

En la Ecuación 2.5 la función objetivo a minimizar tiene tres términos:

- El primero es el costo directo de la etapa que corresponde a la suma de los costos variables de las centrales de generación, más los costos de falla cuando hay déficit de energía, más la energía importada de mercados vecinos, menos la energía exportada a los mismos.
- El segundo y el tercero corresponden al costo asignado a la variación de las variables de estado x por el uso de las variables de control u_k y por las variables no controlables r_k . Cada componente $\frac{\partial CF(x, k+1)^T}{\partial x}$ representa la variación en el costo futuro causada por la variación de alguna de las variables de estado. Si cada variable de estado representa el stock de un recurso, las derivadas del costo futuro respecto a esa variable pueden pensarse como el opuesto del valor que se le asigna a una unidad de dicha variable.

El problema de optimización de despacho se arma, en SimSEE, de forma colaborativa entre todos los actores que participan en la sala de juegos. Para hacerlo se hace una recorrida por los actores quienes indican la cantidad de variables de control, las restricciones adicionales al problema de despacho y la cantidad de variables de estado, guardando el índice asociado a la primera de cada una de estas cantidades. Cada actor con estado debe indicar no solo la cantidad de variables de estado, sino qué tipo de variable es (continua o entera), las discretizaciones con que quiere representar el estado y el valor inicial de la variable.

2.1.2 Modelo para un banco de baterías

En SimSEE existen modelos para representar cada tipo de actor: nodos, arcos, demandas, generadores, entre otros. Uno de ellos, que se desarrollará a continuación es el modelo para un sistema de almacenamiento de energía, denominado “Banco de Baterías”. Este actor puede consumir energía del sistema, almacenarla y posteriormente entregar esta energía almacenada al sistema. Bajo este modelo se podría incluir cualquier sistema de almacenamiento mediante la introducción de los valores adecuados de los parámetros para cada tecnología, y no solo un banco de baterías, como el nombre sugiere.

Modelo existente para la operación

Al disponer de un almacén de energía, el banco de baterías debe tener asociada una variable de estado. Se elige como tal su estado de carga. En la plataforma se debe especificar su valor inicial y la cantidad de discretizaciones a considerar en la variable para el armado de la función costo futuro.

La energía almacenada al final del paso de tiempo, C_{k+1} , se calcula a partir de la carga inicial, C_k , menos la energía que genera en el paso k más la que demanda en el paso de tiempo k (Ecuación 2.6).

$$C_{k+1} = C_k + \sum_{postes} -\frac{P_{G_i} \times durpos_i}{\eta_G} + P_{D_i} \times durpos_i \times \eta_D \quad (2.6)$$

Donde $durpos_i$ es la duración del poste i , P_{G_i} la potencia generada en el mismo y P_{D_i} la demandada. η_G y η_D son los rendimientos del sistema de almacenamiento en su calidad de generador y demanda respectivamente. Los postes se introducen en la plataforma SimSEE para mejorar la representación del sistema sin aumentar de forma significativa la cantidad de pasos de simulación (más costoso desde el punto de vista computacional). En cada paso de tiempo de la simulación se resuelve con qué generadores se abastece la demanda. El paso de tiempo debe ser lo suficientemente pequeño como para que la potencia de cada actor se pueda considerar constante en el paso. Cuanto más pequeño sea el paso, mejor será la representación del sistema y menores serán los errores. La idea de los postes horarios es permitir desordenar un paso de tiempo. Para eso se divide el paso de tiempo en sub-pasos temporales y estos se desordenan reagrupándolos en niveles similares de demanda. En cada uno de estos postes el nivel de demanda queda bien representada por su potencia media. Este desorden de las horas de un paso de tiempo en postes viene de una época en que el poder de cálculo de las computadoras era muy inferior al actual. La tendencia hoy en día es a disminuir el paso de tiempo y trabajar con un único poste. Sin embargo, se ha mantenido la programación por postes en SimSEE para realizar cálculos que se puedan comparar con programas existentes [12].

En el planteo del problema de despacho se deben agregar las restricciones para el banco de baterías en cuanto a la potencia máxima que puede generar en un poste, la potencia máxima que puede demandar y la carga máxima que puede contener, C_N (Ecuación 2.7).

$$\begin{aligned} 0 &\leq P_{G_i} \leq P_{G_{max}} \\ 0 &\leq P_{D_i} \leq P_{D_{max}} \\ 0 &\leq C_{k+1} \leq C_N \end{aligned} \quad (2.7)$$

Como resultado de la optimización se obtendrán la derivada del costo futuro respecto a la variable de estado, en este caso el estado de carga. Esta derivada con el signo cambiado es el valor que se le asigna a la energía almacenada por el banco de baterías, que se utilizará luego en la simulación para la realización del despacho.

Los parámetros para la operación del banco de baterías utilizados en este trabajo se muestran en la Tabla 2.1. La justificación de la elección de estos valores aparecerá a lo largo de este capítulo.

Tab. 2.1 Parámetros para el modelado de la operación de la batería.

Capacidad máxima [MWh]	80
Potencia máxima de descarga [MW]	20
Rendimiento de descarga	0.9
Potencia máxima de carga [MW]	20
Rendimiento de carga	0.9
Disponibilidad fortuita	0.99
Tiempo medio de reparación [h]	72
Valor de la energía almacenada [USD/MWh]	0
Pago por disponibilidad [USD/MWhh]	1.63

Incorporación de la degradación

Como se explicó en la sección anterior, el modelo existente en la plataforma SimSEE para un banco de baterías solo consideraba como costo variable para el despacho el costo de oportunidad asociado a la utilización de un recurso en el presente. Este es calculado como el opuesto de la derivada del costo futuro respecto a la variable de estado, que se eligió como el estado de carga del sistema de almacenamiento. Sin embargo, si se quiere modelar de forma precisa la operación de una batería en el mercado, se deben considerar además los costos en los que incurre la batería al operar de forma que el precio que oferte le garantice la recuperación de este capital. El aspecto más determinante de estos costos es la degradación. Una batería electroquímica pierde parte de su capacidad energética con cada ciclo que realiza. Los mecanismos de degradación son mecanismos complejos que, entre otros factores, dependen de la profundidad de descarga de cada ciclo y el estado de carga de la batería, viéndose entonces directamente afectados por la forma en que esta es operada en el mercado mayorista.

Frente a la problemática de considerar el costo de operación en el que incurren las baterías existen distintas posturas encontradas en la literatura [58]. Algunos autores consideran un

costo de operación fijo, el cual se determina a partir del costo de reemplazo de la unidad y la vida útil dada por el fabricante. Estos modelos, de alguna forma, asumen que la batería realiza un ciclo diario. En la medida en que esto no se cumpla estos modelos se alejan de la realidad. Para resolver este problema algunos otros autores limitan artificialmente la cantidad de ciclos que una batería puede hacer por día. Si bien resolvería el problema, no es la forma más eficiente de hacerlo dado que restringen su rentabilidad. Cada vez más, los investigadores se inclinan hacia el desarrollo de modelos para la degradación de las baterías con el ciclado. En la medida en que la penetración de estos sistemas aumente se necesitará contar con estos modelos para reflejar de forma más fidedigna su operación, asegurando que recuperen los costos en los que incurren y permitiendo que obtengan el mayor beneficio posible en el mercado, ciclando sucesivas veces en un día y con ciclos completamente irregulares.

Es por esto que en este trabajo se desarrollará un modelo para estimar el costo variable asociado a la degradación de la batería, el cual se incorporará al actor “Banco de Baterías” de SimSEE para ser considerado tanto en la optimización como en la simulación del sistema eléctrico. Esto permitirá un mejor análisis del valor que le agrega al sistema la introducción de baterías de Li-ion a gran escala. Como se vio en el Capítulo 1, se escoge esta tecnología en particular por ser la más prometedora para aplicaciones a gran escala en la red en un futuro por su alta densidad en energía y potencia, su larga vida útil (comparadas a otras tecnologías de almacenamiento) y el fuerte decaimiento en sus costos.

Los mecanismos de degradación son mecanismos complejos de modelar que dependen de múltiples factores. Los acercamientos que existen hoy en día van desde la escala microscópica a la macroscópica, debido a la dicotomía de que la degradación ocurre a escala microscópica pero las decisiones y los mecanismos de control se basan en sus variables macroscópicas [32].

Los modelos de degradación a escala microscópica consideran las ecuaciones diferenciales que gobiernan los procesos electroquímicos que ocurren en la celda para simular el rendimiento de la batería a tiempo real y su degradación. Estas ecuaciones se resuelven en cada paso de tiempo de forma simultánea, calculándose a partir de ellas las variables asociadas a la degradación como la pérdida de iones litio ciclables o la resistencia SEI (Solid Electrolyte Interface). Esta última es una capa resistiva que se forma entre el electrodo (mayoritariamente el ánodo) y el electrolito en los primeros ciclos de la batería, protegiendo al electrodo de corroerse y al electrolito de reducirse. Su forma y propiedades vienen determinadas por los materiales constitutivos de la batería. El SEI aumenta su grosor con el tiempo, viéndose fundamentalmente afectado por la temperatura y el ciclado. Al aumentar su grosor genera una pérdida en la superficie efectiva del ánodo, un aumento en la resistencia contra la penetración de iones litio y una pérdida en el litio ciclable [32].

Si bien estos modelos químicos detallados logran explicar cómo ocurren los diversos procesos de degradación internamente y cómo estos se ven afectados por el uso y el estado de la batería no resultan útiles para incorporar al despacho debido a que en el mismo solo se tienen en cuenta las características operativas de las baterías y no se considera el detalle microscópico de lo que ocurre en la celda [57]. Los modelos macroscópicos son más útiles para este fin. En estos, la batería es considerada como un circuito eléctrico equivalente, cuya propiedades varían con el tiempo. Se desarrollará entonces un modelo macroscópico sin entrar en el detalle de lo que ocurre a nivel químico. Estos modelos macroscópicos suelen ser empíricos, obteniéndose a partir de ajustes matemáticos sobre un conjunto de datos lo suficientemente extenso.

En el modelo a desarrollar se tendrá en cuenta que una batería electroquímica no solo se degrada al ser utilizada sino que también se degrada en su modo de almacenamiento. Además se considerará que el proceso de degradación depende de un conjunto de factores cuyo efecto se puede determinar a partir de datos experimentales. Estos factores se separarán en dos grupos teniendo en cuenta si se ven afectados o no por la forma en que la batería es operada [58]:

- Factores no operativos: temperatura ambiente, humedad ambiente, vida de calendario.
- Factores operativos: profundidad de descarga, corriente de carga/descarga, sobrecarga, sobredescarga, estado de carga.

El operador o dueño del sistema puede tener control sobre la temperatura o humedad ambiente por lo que no se tendrán en cuenta en la degradación. Normalmente el efecto de la temperatura es modelado utilizando ecuaciones del tipo Arrhenius [32]. El operador también pueden evitar sobrecargas o sobredescargas limitando el estado de carga máximo y mínimo del sistema, por lo que tampoco se considerarán estos factores en el modelo a desarrollar. Por otro lado, tampoco se tendrá en cuenta el efecto de la corriente de carga o descarga ya que normalmente es pequeño en aplicaciones a gran escala en el mercado mayorista debido a que las capacidades de estos sistemas suelen ser grandes. Finalmente, el estado de carga tampoco será tenido en cuenta ya que su efecto en la tasa de degradación es menor frente a los demás [58]. Por lo tanto, teniendo en cuenta estas hipótesis, se hará una simplificación del problema, y el único factor operativo que se considerará directamente en este modelo será la profundidad de descarga. De todas formas, al estar esta relacionada con otras variables como la corriente carga o descarga o el estado de carga del sistema, indirectamente se estarán también teniendo en cuenta en el modelo.

La mayoría de las baterías electroquímicas presentan una relación no lineal entre la cantidad de ciclos de vida y la profundidad de descarga. En la Figura 2.1 se muestra un

comportamiento típico entre estas variables. Si bien los datos experimentales de la figura corresponden a baterías LMO (de litio/óxido de manganeso), se encuentra un comportamiento similar para otras configuraciones químicas de las baterías Li-ion.

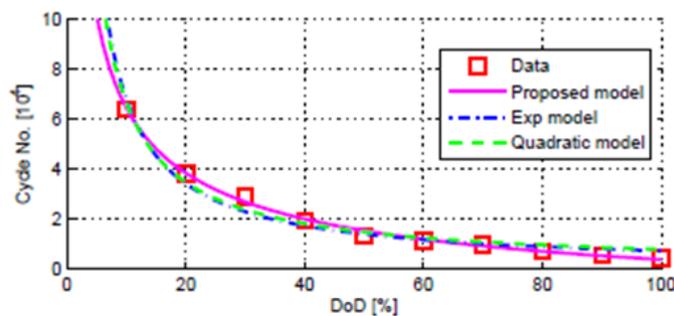


Fig. 2.1 Ciclos de vida hasta llegar a un 80% de la capacidad instalada para LMO [57].

En la literatura existen dos grandes modelos para la dependencia de los ciclos de vida con la profundidad de descarga [57]:

- Exponenciales: $N_c(\delta) = k_1 \delta e^{k_2 \delta}$
- Cuadráticos: $N_c(\delta) = k_1 \delta^{k_2}$

Donde δ es la profundidad de descarga y los k 's son los parámetros del modelo que se obtienen realizando un ajuste sobre los datos experimentales. Estos ajustes se muestran en la Figura 2.1. En ella aparece un tercer ajuste, de la forma $N_c(\delta) = (k_1 \delta^{k_2} + k_3)^{-1}$, similar al modelo cuadrático pero agregando una constante adicional k_3 . Este modelo, propuesto en [57], logra un ajuste mejor a los datos experimentales de la Figura 2.1, con $R^2 = 0.993$, mientras que para el modelo exponencial $R^2 = 0.958$ y para el cuadrático $R^2 = 0.967$. Sin embargo, estos coeficientes de correlación varían dependiendo del tipo de batería.

De forma similar a lo que se hace en [32] o en [57], en este trabajo se considerará una dependencia funcional del tipo cuadrática con la profundidad de descarga escrita de la forma en que se muestra en la Ecuación 2.8. Pero, a diferencia de esos modelos, se despreciarán las demás variables influyentes sobre la degradación por lo explicado anteriormente.

$$N_c(\delta) = e^\alpha \delta^{-\beta} \quad (2.8)$$

Se puede estimar una primera aproximación, simplificada, de los valores de los parámetros α y β conociendo dos puntos de la curva dada por el fabricante, los cuales verifican que:

$$\ln(N_{c_1}) = \alpha - \beta \ln(\delta_1)$$

$$\ln(N_{c_2}) = \alpha - \beta \ln(\delta_2)$$

Por lo tanto, α y β quedan determinados por las Ecuaciones 2.10 y 2.9 respectivamente.

$$\beta = -\frac{\ln(N_{c_2}) - \ln(N_{c_1})}{\ln(\delta_2) - \ln(\delta_1)} \quad (2.9)$$

$$\alpha = \ln(N_{c_2}) + \beta \ln(\delta_2) \quad (2.10)$$

Los valores utilizados en este trabajo para N_{c_1} , N_{c_2} , δ_1 y δ_2 se muestran en la Tabla 2.2. Los mismos corresponden a una batería de litio/óxido de níquel manganeso cobalto (Li-NMO) [58].

Conocida la relación entre la cantidad de ciclos de vida y la profundidad de descarga, la degradación por unidad causada por un ciclo viene determinada por:

$$Deg_{ciclo_{pu}} = \frac{1}{N_c(\delta)} = e^{-\alpha} \delta^\beta \quad (2.11)$$

En la simulación de la operación del “Banco de Baterías” en SimSEE se plantea el problema de que no existen ciclos bien definidos y por lo tanto es difícil determinar cuál es la profundidad de descarga de cada ciclo. Se buscará entonces expresar la degradación por unidad de cada paso de tiempo. Para ello, primero se define el complemento de la carga, u , por unidad de la capacidad nominal, C_N :

$$u = \frac{C_N - C(t)}{C_N}$$

Siendo $C(t)$ el estado de carga en el instante t .

Se supondrá que en un ciclo de profundidad δ la batería se descarga a corriente constante durante un tiempo T_{des} hasta una profundidad δ y luego se carga nuevamente a corriente constante en un tiempo T_{car} . Durante la descarga, se cumple que:

$$\int_{t=0}^{t=T_{des}} |\dot{u}| u^{\beta-1} dt = \int_{u=0}^{u=\delta} u^{\beta-1} du = \frac{u^\beta}{\beta} \Big|_{u=0}^{u=\delta} = \frac{\delta^\beta}{\beta}$$

Donde se usó que $\dot{u} > 0$ en la descarga y que $du = \dot{u} dt$. Haciendo un procedimiento análogo para el proceso de carga se encuentra que:

$$\int_{t=T_{des}}^{t=T_{des}+T_{car}} |\dot{u}| u^{\beta-1} dt = - \int_{u=\delta}^{u=0} u^{\beta-1} du = - \frac{u^{\beta}}{\beta} \Big|_{u=\delta}^{u=0} = \frac{\delta^{\beta}}{\beta}$$

Por lo tanto, en un ciclo de descarga y carga de profundidad δ la degradación puede escribirse como:

$$Deg_{ciclo_{pu}} = e^{-\alpha} \delta^{\beta} = \frac{\beta}{2} e^{-\alpha} \int_{t=0}^{t=T_{des}+T_{car}} |\dot{u}| u^{\beta-1} dt \quad (2.12)$$

El expresar la degradación como una integral (Ecuación 2.12) permite identificar que en un paso de tiempo dT , en el cual la batería solo se carga o se descarga, la degradación será:

$$Deg_{paso_{pu}} = \frac{\beta}{2} e^{-\alpha} \int_{t=t}^{t=t+dT} |\dot{u}| u^{\beta-1} dt = \frac{e^{-\alpha}}{2} \left| \frac{u^{\beta}}{\beta} \Big|_{u=u(t)}^{u=u(t+dT)} \right| = \frac{e^{-\alpha}}{2} \left| u(t)^{\beta} - u(t+dT)^{\beta} \right| \quad (2.13)$$

Para poder optimizar de forma simultánea la vida útil de la batería y el costo de la energía que intercambia, se definirá en el algoritmo del “Banco de Baterías” un costo variable de operación adicional relacionado con la degradación, $c_{v_{deg}}$. Al igual que se hace en [27], el mismo se definirá como:

$$c_{v_{deg}} = Costo_{recambio} [USD/MWh] \times Deg_{paso_{pu}} \quad (2.14)$$

El $Costo_{recambio} (USD/MWh)$ de la Ecuación 2.14 se calcula como:

$$Costo_{recambio} [USD/MWh] = (1 - Porcion_{fija}) \times Anualidad_{costo_{recambio}} [USD/MWh_{año}] \times Años_{recambio}$$

Donde:

- $Porcion_{fija}$ es una porción que se considera que se degrada de todas formas por el paso del tiempo, use o no se use la batería. En este trabajo se consideró que esta porción que se degrada de todas formas es del 10%.
- $Anualidad_{costo_{recambio}} [USD/MWh_{año}] = \frac{Costo_{recambio} [USD/kWh-inst] \times 10^3}{s_q}$
- $Años_{recambio}$ es la vida útil de la batería dada por el fabricante.

El parámetro s_q que aparece en la anualidad se define como:

$$s_q = \frac{1 - q^{AR}}{1 - q} \quad (2.15)$$

Donde q es el actualizador anual, que se puede obtener de la Ecuación 2.2 considerando un paso anual, quedando entonces $q = \frac{1}{1+\alpha}$, y $AR = Años_{recambio}$ es la vida útil de la batería.

El valor de los parámetros incorporados al modelo para el cálculo de la degradación del banco de baterías utilizados en este trabajo se muestran en la Tabla 2.2. La justificación de algunos de los valores utilizados aparecerá en la siguiente sección.

Tab. 2.2 Parámetros para el modelado de la degradación de la batería. El costo de recambio es el costo únicamente de las baterías que se toma de [36].

Profundidad de descarga (1)	0.1
Número de ciclos (1)	50,000
Profundidad de descarga (2)	1
Número de ciclos (2)	500
Años envejecimiento natural	40
Tasa de descuento	0.1
Costo de recambio [USD/kWh-inst]	232
Años recambio (vida útil)	10

2.2 Metodología para la valorización de la capacidad de filtrado

En primer lugar se analizó la evolución en el largo plazo del valor marginal para el sistema de diferentes capacidades de filtrado, calculado como la diferencia entre las ganancias por la energía vendida al sistema al costo marginal (descarga) y los costos por la energía comprada al sistema al costo marginal (carga). Esto se hizo incorporando un banco de baterías en la sala SimSEE de paso semanal resultante del plan de expansión óptimo para el período 2019-2046 obtenido a través de la herramienta OddFace de SimSEE. Esta sala considera como posibles tecnologías de expansión unidades eólicas, solares o turbinas aeroderivativas. La herramienta OddFace es una plataforma que permite la búsqueda distribuida del óptimo en un problema de optimización mediante un conjunto de agentes exploradores que comparten la información de las zonas exploradas del dominio del problema a través de una base de datos central [15].

En este análisis de largo plazo se estudiaron tres capacidades diferentes para el banco de baterías: 80, 400 y 800 MWh. A su vez, para cada una de estas capacidades se consideraron siete casos modificando las potencias de carga y descarga, o equivalentemente las horas de

capacidad del sistema de almacenamiento energético. El beneficio marginal de cada uno de los 21 casos se comparó luego con la proyección en los costos de las baterías, la cual se determinó a partir de [33]-[36]. En las simulaciones se asumió una eficiencia global de 0.81 en el sistema de almacenamiento, siendo la eficiencia de carga y descarga iguales a 0.9 (ver Tabla 2.1). Si bien el rendimiento varía con la potencia de carga y descarga, en este trabajo se asumió constante y se tomó el caso más desfavorable según [48]. El objetivo final de este primer análisis era tener una primera aproximación sobre cuándo se volverían económicamente viables los sistemas de filtrado y cuál resulta la capacidad más adecuada para el sistema.

Este primer estudio realizado ayudó a mejorar la comprensión sobre el valor que le agrega al sistema incorporar capacidad de filtrado y cómo este evoluciona en el tiempo. A su vez permitió evaluar su sensibilidad a las potencias de carga y descarga y a la capacidad del sistema de filtrado. Además, al comparar la evolución del beneficio marginal de los sistemas de almacenamiento energético con la proyección de sus costos, se obtuvo una primera aproximación de cuándo comenzarían a volverse viables desde el punto de vista económico.

Sin embargo, incorporar un banco de baterías en un plan de expansión que no las considera como unidades para expandir el sistema eléctrico no resulta lo más óptimo desde el punto de vista del sistema eléctrico ni del banco de baterías. Es por esto que se realizó un nuevo plan de expansión para el período 2019-2046, utilizando la herramienta OddFace de SimSEE, incorporando los bancos de baterías como posibles unidades de expansión. Las unidades permitidas para la expansión del sistema se muestran en la Tabla 2.3. Estas tecnologías fueron seleccionadas teniendo en cuenta la política energética que está transitando Uruguay a partir de la cual se diversificó la matriz de generación eléctrica con una fuerte componente de fuentes autóctonas. Este camino se seleccionó por ser el óptimo desde el punto de vista económico y robusto en cuanto a variaciones de precios externos. En este camino se excluyeron grandes centrales de base, como centrales a carbón o nucleares, por dos razones. La primera es que considerando el pequeño tamaño de Uruguay una gran central de base implicaría grandes vulnerabilidades frente a una falla, y la segunda es que no se diversificarían las fuentes de generación aumentando la dependencia a un suministro externo al país. Además los precios de tecnologías como el carbón o la generación nuclear no resultan competitivos con los precios de la energía eólica en Uruguay dada la capacidad del sistema hidroeléctrico de filtrar este recurso. En el análisis también se excluyeron las centrales de generación a partir de sub-productos de biomasa de procesos industriales porque este tipo de inversiones no son planificables por el sector eléctrico y depende de la instalación de alguna planta industrial [14].

La demanda, junto con los precios de las tecnologías, son factores determinantes a la hora de analizar la expansión del sistema. En este estudio se utilizó el informe de la Programación Estacional de noviembre 2017 a abril del 2018 de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) para determinar la demanda anual desde el 2017 hasta el 2023, año a partir del cual se consideró una tasa de aumento del 2.5% anual.

En cuanto a los costos de expansión de las tecnologías que aparecen en la Tabla 2.3, según el plan de expansión óptimo para el período 2019-2046, los costos de expansión de la tecnología solar oscilan entre 40 y 60 USD/MWh, mientras que para la eólica el rango va entre 30 y 50 USD/MWh [16]. En este trabajo se consideró el mismo precio para estas tecnologías, siendo este de 50 USD/MWh. Por otro lado, para las turbinas aeroderivativas se consideró un costo de 14 USD/MWh a partir de [14].

Tab. 2.3 Unidades consideradas para la expansión del sistema eléctrico.

Tecnología	Tamaño unidad	Costo
Parque eólico	50 MW	50 USD/MWh-disp
Parque solar	50 MW	50 USD/MWh-disp
Turbinas aeroderivativas	60 MW	14 USD/MWh-disp
Baterías de Li-ion	80 MWh	57 MUSD

Los bancos de baterías que se consideraron en la expansión fueron de 80 MWh, debido a que su valor marginal era superior al de capacidades mayores y 20 MW de potencia de carga y descarga, debido a que el caso en que las potencias eran iguales e igual a 10 MW resultó ser el más desfavorable en el primer análisis. Se decidió aumentar la potencia para que el efecto en el sistema eléctrico fuera más apreciable procurando mantener la habilidad de dar energía durante el pico de la demanda, lo cual es cierto si los sistemas de almacenamiento tienen 4 horas de capacidad. El costo del banco de baterías se tomó en 57 MUSD, calculado a partir de su costo nivelado [36]. Se consideró una tasa de decaimiento del 10% sobre el 70% de la inversión, teniendo en cuenta [36], contemplando de esta forma el rápido decaimiento en los precios de las baterías de ion-litio.

Finalmente se tomó del plan de expansión óptimo que incluía los bancos de baterías como unidades para expandir la fecha y la capacidad óptima a instalar en el sistema. Se analizaron tres salas SimSEE anuales nuevas, de paso horario, correspondientes al año 2039, año en que resulta óptimo instalar los primeros bancos. Los tres casos estudiados fueron:

1. Caso base: sala con las potencias instaladas al 2039 que resultan del plan de expansión óptimo sin baterías.

2. Caso batería: sala con las potencias instaladas al 2039 que resultan del plan de expansión óptimo con baterías en la que se despreció el costo variable asociado a la degradación del banco de baterías.
3. Caso degradación: sala con las potencias instaladas al 2039 que resultan del plan de expansión óptimo con baterías en la que se incorporó el costo variable asociado a la degradación del banco de baterías.

En estas salas el costo de expansión de las baterías se consideró como un Pago por Disponibilidad, el cual viene dado por la Ecuación 2.16. En la misma $s_q \sim 20$. Este se determinó a partir de la Ecuación 2.15 con $\alpha = 0.1$ y $AR = 20$ según [36], dado que el costo nivelado utilizado para la determinación del valor de la inversión contempla los costos asociados al recambio de las tecnologías al finalizar su vida útil para que el proyecto tenga una vida útil de 20 años. El costo de la inversión considerado fue de 22 MUSD teniendo en cuenta un decaimiento anual del 10% sobre el 70% de la inversión, buscando afectar únicamente la proporción de la inversión relacionada a los costos de la tecnología. Por otro lado, $Horas\ Disponibles = 8400\ h$ son las horas disponibles en las cuales se deben recuperar los costos fijos a partir del pago por disponibilidad.

$$PagoPotencia [USD/MWhh] = \frac{Costo\ Inversion [USD/MWh] / s_q}{Horas\ Disponibles} \quad (2.16)$$

A partir de los resultados obtenidos de las simulaciones de las tres salas se analizó el efecto de la incorporación de unidades de filtrado en el despacho del sistema, evaluando en particular cómo se ve afectada la seguridad de suministro de la demanda, los excedentes de energía no gestionables que se deben volcar al “sumidero”, las emisiones de CO₂ del sistema eléctrico, el costo de abastecimiento de la demanda y su aversión al riesgo. También se estudió la utilización y el beneficio marginal de los sistemas de almacenamiento al considerar un paso horario, comparando los casos con y sin degradación. Se estudió cómo el ciclado afecta la vida útil y el impacto del costo variable asociado a la degradación tanto en la utilización del sistema como en el beneficio que obtiene por la venta de energía en el mercado mayorista. Finalmente se analizó la economía del proyecto de filtrado, evaluando su rentabilidad.

La Figura 2.2 muestra el diagrama de flujo simplificado de las fases de este trabajo.

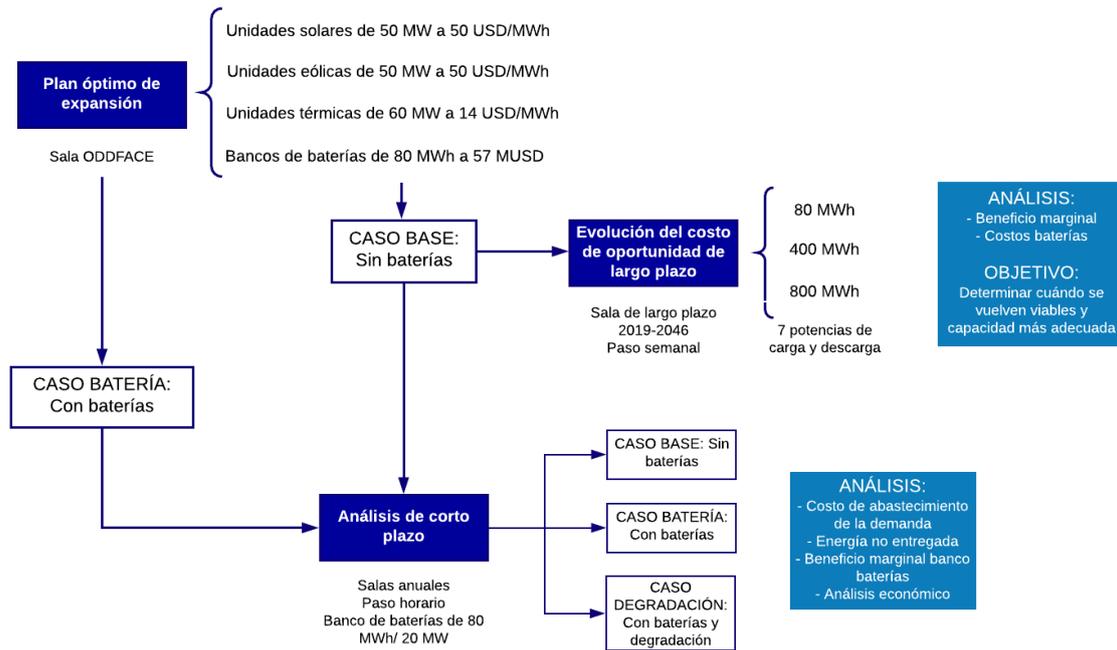


Fig. 2.2 Diagrama de flujo de las fases del trabajo.

2.3 Resultados

2.3.1 Análisis a largo plazo

La Figura 2.3 muestra la evolución del beneficio marginal para 80 MWh de capacidad de filtrado mientras que la Figura 2.4 corresponde a 400 y 800 MWh instalados. En cada una de ellas se pueden observar los siete casos estudiados para potencias de carga y descarga.

De las Figuras 2.3 y 2.4 se puede concluir que los sistemas con capacidades de filtrado menores ven un mayor beneficio, volviéndose rentables antes que los sistemas con mayor capacidad. Por otro lado, se observa que los beneficios crecen con el tiempo, consistente con un aumento en la generación eólica y solar y una capacidad de filtrado (generación hidroeléctrica) que se mantiene constante. Finalmente, se puede observar que para cada uno de los casos, al comienzo el beneficio marginal es mayor para los sistemas con mayores potencias de carga, mientras que esta situación se revierte al final, volviéndose más redituable contar con mayores potencias de descarga. Esto puede deberse a que en los primeros años la diferencia en el costo marginal del sistema entre horas de punta y horas de valle es menor, por lo que la batería se beneficia de contar con una potencia de carga mayor que le permita cargarse rápidamente aprovechando precios bajos para disminuir sus costos de compra de energía. Hacia el final del período la diferencia en los costos marginales aumenta, por lo que

el banco de baterías obtiene un mayor beneficio al descargarse más rápidamente aprovechando el período de mayores precios marginales para vender su energía almacenada, aumentando así sus ingresos en la venta. Este efecto es mayor para capacidades bajas ya que al tener que comprar y vender menos energía pueden aprovechar mejor las diferencias en los costos marginales.

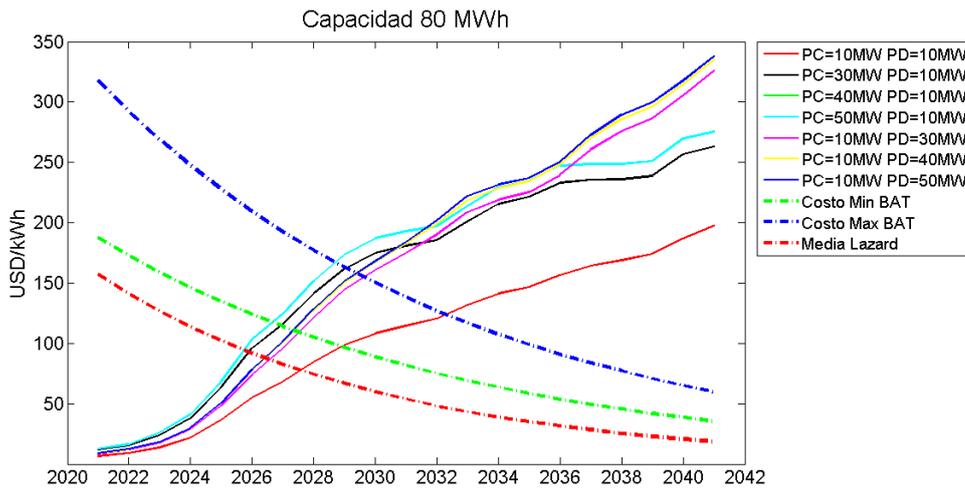


Fig. 2.3 Evolución beneficio marginal para 80 MWh de capacidad de filtrado. “PD” se refiere a la potencia de descarga mientras que “PC” se refiere a la potencia de carga.

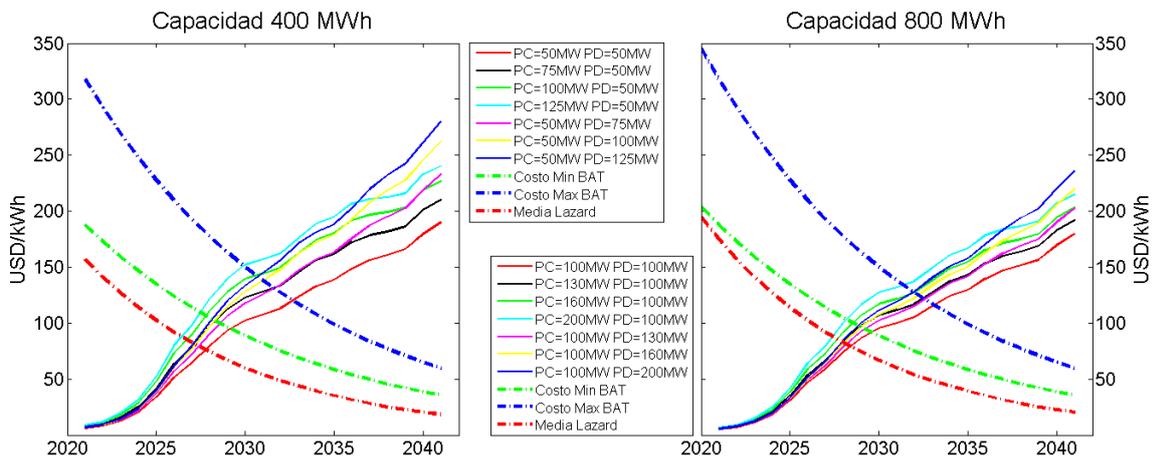


Fig. 2.4 Evolución beneficio marginal para 400 MWh de capacidad de filtrado (derecha) y 800 MWh (izquierda).

En las Figuras 2.3 y 2.4 “Costo Min BAT” es la evolución del costo mínimo de las baterías al ser usadas en el mercado mayorista a partir del valor registrado en 2018, según

[36], mientras que “Costo Max BAT” es la evolución del máximo costo registrado en ese mismo año. La evolución de dichos costos se obtiene considerando la tasa anual a la cual decaen los costos medios según [36]. En las Figura 2.3 y 2.4 también aparece la evolución del costo medio entre el máximo y el mínimo valor proyectado según [33]-[36]. En la Figura 2.5 se muestra la evolución esperada para los costos de las baterías según las últimas cuatro versiones del informe Lazard para el almacenamiento energético. En la misma se ve que la diferencia entre el máximo y el mínimo valor registrando va disminuyendo. En una curva continua se observa la evolución de la media, cuya tasa de decaimiento anual es en promedio del 10.4%.

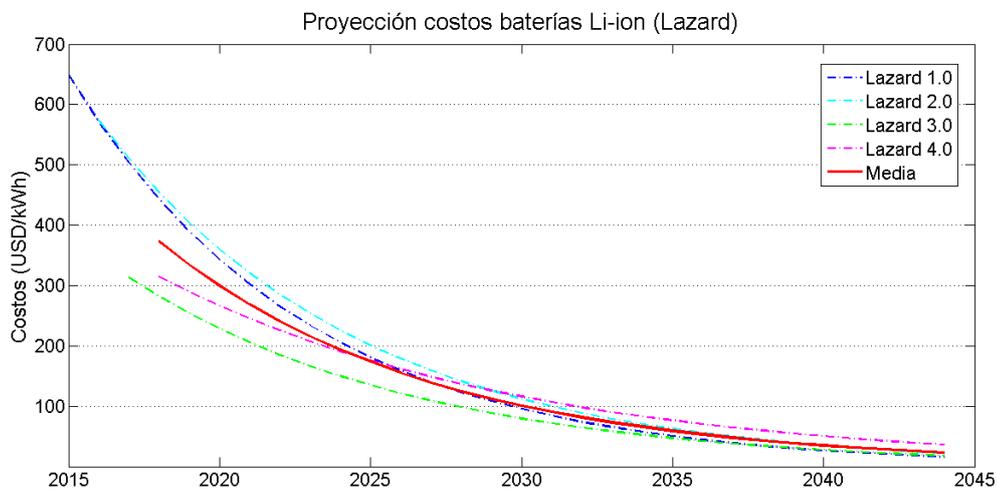


Fig. 2.5 Proyección costos baterías de Li-ion para su uso a gran escala.

A partir de las Figuras 2.3 y 2.4 se puede concluir que los bancos de baterías que primero se deberían incorporar al sistema son los de menor porte. Es por esto que para el siguiente análisis se considerarán bancos de 80 MWh de capacidad. Por otro lado, a partir de la Figura 2.3 se puede observar que el caso de misma potencia de carga y descarga es el más desfavorable, por lo que será este el escogido para el siguiente análisis. Sin embargo, en lugar de considerar 10 MW de carga y descarga se supondrán 20 MW para que el efecto sobre el sistema sea mayor y aún así el sistema sea capaz de dar energía durante la extensión del pico de demanda, aproximadamente de 4 horas.

Finalmente, observando la Figura 2.3, se puede concluir, en este primer análisis de viabilidad de la tecnología, que los bancos de baterías de 80 MWh podrían volverse competitivos entre el 2026 y el 2033, considerando los diversos escenarios planteados. De todas formas este análisis considera únicamente los costos de la tecnología y no incorpora

los costos financieros asociados al proyecto que harán que su introducción en realidad sea rentable en un tiempo posterior.

2.3.2 Planes de expansión óptimos

Como incorporar un banco de baterías en un plan de expansión que no las considera como unidades para expandir el sistema eléctrico no resulta lo más óptimo desde el punto de vista del sistema eléctrico ni del banco de baterías, se realizó un nuevo plan de expansión para el período 2019-2046, utilizando la herramienta OddFace de SimSEE. En este se incorporaron los bancos de baterías como posibles unidades adicionales de expansión. Las unidades permitidas para la expansión del sistema y sus características se muestran en la Tabla 2.3. El conjunto de hipótesis consideradas en el problema se detallan en la Sección 2.2.

La Figura 2.6 muestra los resultados de los planes de expansión para cada uno de los casos. En esta se puede observar que la potencia instalada de eólica es prácticamente la misma en las dos expansiones consideradas. La solar, en cambio, es mayor en el “Caso Batería”. Como el sistema dispone de mayor capacidad de filtrado para el fin del período, se puede contar con una mayor instalación de generación intermitente. La potencia resultante de cada tecnología depende también de su complementariedad. Finalmente, el cambio de pendiente que se puede observar en la expansión eólica se debe a que en el año 2035 comienzan a salir de servicio las unidades instaladas al día de hoy en el sistema.

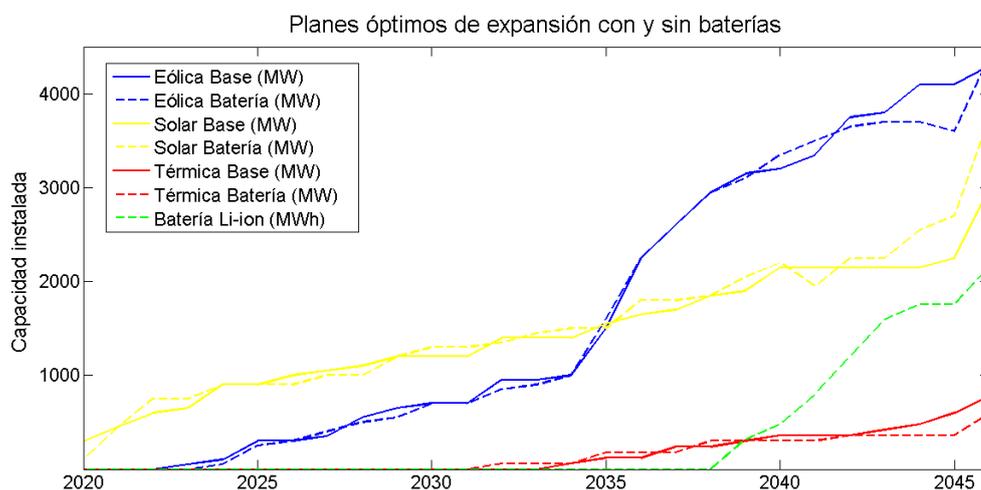


Fig. 2.6 Planes óptimos de expansión sin baterías (trazos continuos) y con ellas (curvas punteadas).

Por otro lado, se puede observar que la potencia instalada de generación térmica es mayor al final del período para el caso sin baterías. Esto es razonable dado que un banco de baterías

no agrega energía al sistema sino que agrega capacidad de trasladar a la hora de mayor demanda la energía existente. Las turbinas a gas cumplen un rol similar en el sistema y es permitir que se satisfagan los picos de demanda. Por eso, en la medida en que aumenta la capacidad instalada de filtrado disminuye la potencia de respaldo necesaria mediante turbinas de gas.

Los primeros bancos de baterías se instalan en el año 2039, instalándose 4 unidades con una capacidad de 320 MWh en total. Este será el año entonces en que se harán simulaciones con paso horario de un año de duración para estudiar el impacto de los sistemas de filtrado en el sistema.

En la Tabla 2.4 se muestran las potencias instaladas al año 2039 de cada una de las tecnologías permitidas para la expansión del sistema, en los casos “Base” y “Batería”. A partir de la misma se puede concluir que las primeras baterías instaladas no generan un cambio significativo en la expansión del sistema. En la medida en que su potencia instalada aumenta, se empiezan a notar diferencias como se puede apreciar en la Figura 2.6.

Tab. 2.4 Capacidad instalada por tecnología al año 2039 para los casos “Base” y “Batería”.

Tecnología	“Caso Base”	“Caso Batería”
Eólica	3,150 MW	3,100 MW
Solar	1,900 MW	2,050 MW
Turbinas aeroderivativas	300 MW	300 MW
Baterías de Li-ion	—	320 MWh

2.3.3 Análisis anual paso horario

Para el análisis del impacto del banco de baterías en la operación del sistema se consideraron tres salas como se explicó en la Sección 2.2. En las mismas el horizonte de optimización se extiende desde el 26/04/2039 al 30/04/2040 mientras que el horizonte de simulación se extiende entre el 28/04/2039 y el 28/04/2040. Se utilizaron 2 crónicas en la optimización y 500 en la simulación, con un número máximo de iteraciones de 0 en el primer caso y 2 en el segundo. El número de crónicas de optimización es significativamente menor debido a que al optimizar se hace un recorrido hacia atrás en el tiempo en forma de árbol, analizando la cantidad de crónicas estipuladas por paso e incrementando así la cantidad de casos de forma potencial. De esta forma se logra abarcar un abanico amplio de posibilidades. La tasa de descuento considerada fue de 10% anual. Cada una de las salas se enganchó a una sala de dos meses de paso horario que a su vez tenía definido un enganche con la sala de largo plazo de paso semanal usada en el análisis inicial de largo plazo del sistema (ver Sección 2.2).

En cuanto a las condiciones iniciales se partió con el embalse de Bonete a una altura de 79.44 m y con los bancos de baterías inicialmente descargados.

En la salas de los casos con baterías se consideró como pago por disponibilidad 1.63 USD/MWhh según lo explicado en la Sección 2.2.

Seguridad de suministro de la demanda

La Figura 2.7 muestra la evolución temporal del valor esperado de la energía acumulada de los racionamientos en el año simulado. En la misma se puede apreciar que este es mayor en el caso “Base” que en los casos que incorporan baterías. Esto era de esperarse considerando que un banco de baterías puede actuar como reserva ante contingencias, como la salida intempestiva de una máquina. De todas formas, dado el pequeño tamaño considerado de los bancos de baterías, cada uno de los cuales solo puede almacenar 80 MWh, el efecto es menor. En promedio los racionamientos disminuyen entre 388 y 265 MWh en el año dependiendo de si se incorpora o no el modelo de la degradación de la batería respectivamente. Esta energía representa el consumo medio anual de 141 y 96 hogares. En esta estimación se utilizó que el consumo promedio por hogar por mes es de 230 kWh según la Dirección Nacional de Energía.

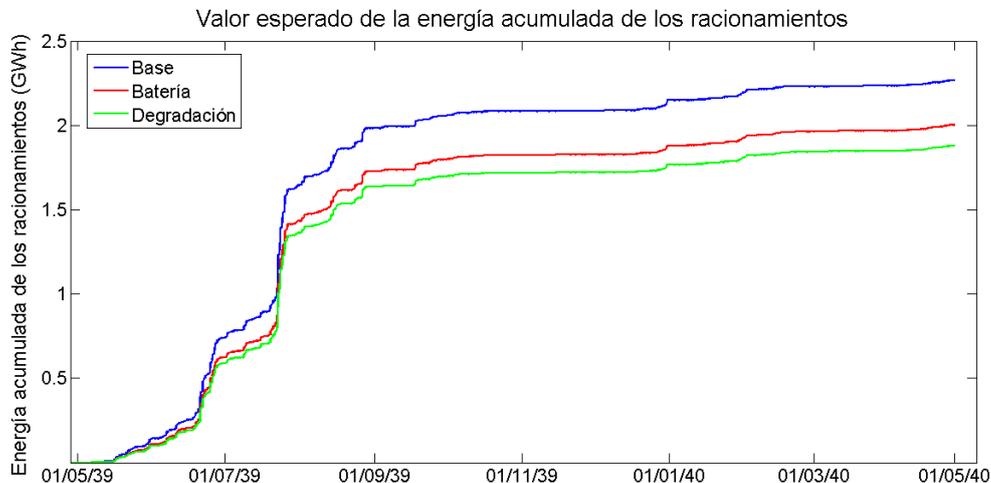


Fig. 2.7 Valor promedio de la energía acumulada de los racionamientos.

En la Figura 2.8 se muestra la energía acumulada de los racionamientos con probabilidad de excedencia 5% y en el del 5% de las crónicas con menor hidraulicidad. La diferencia en estos casos de la energía no entregada entre el “Caso Base” y los casos con baterías es mayor. Hay un 5% de probabilidad de que esta diferencia se encuentre entre 649 y 431 MWh, lo cual representa el consumo anual de 235 y 156 hogares respectivamente. En el 5% de las

crónicas más secas estos valores son aún mayores. Los mismos se encuentran entre 1,116 y 800 MWh, que corresponden al consumo anual de 404 y 290 hogares respectivamente.

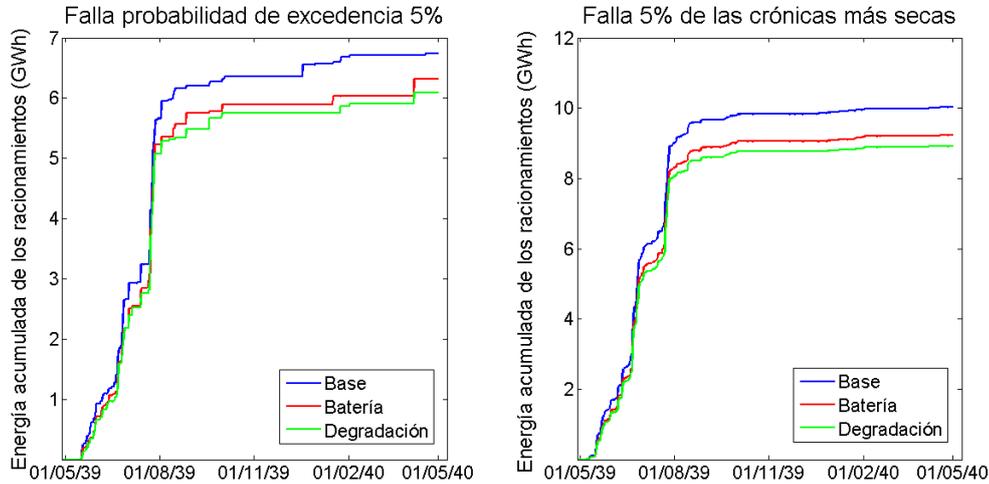


Fig. 2.8 Energía acumulada de los racionamientos con probabilidad de excedencia 5% (izquierda). Energía acumulada de los racionamientos en el 5% de las crónicas más secas (derecha).

En la Figura 2.8 se puede observar también que la diferencia entre los casos “Batería” y “Degradación” es más pequeña que entre estas y el caso “Base”. La incorporación del modelo de degradación disminuye levemente las probabilidades de falla. Esto se puede deber a que al incorporar el costo variable de degradación en el modelo, la operación de la batería lleva a que tienda a encontrarse con carga, pudiendo aprovechar los momentos de alza de precio por la rotura de alguna máquina para vender su energía almacenada.

Finalmente, en la Figura 2.9 se muestra la energía mensual de los racionamientos. En la misma se puede observar que el efecto de las baterías sobre la energía racionada es más significativo mes a mes que promediándolo en el año. En los meses con mayor probabilidad de falla, de mayo a agosto, los casos con baterías pueden disminuir en promedio entre 328 y 236 MWh que representan el consumo mensual de 1,425 y 1,024 hogares, y con probabilidad de excedencia del 5% podrían llegar a disminuir la energía racionada en 1,196 y 760 MWh, siendo este el consumo mensual de 3,258 y 5,201 hogares respectivamente.

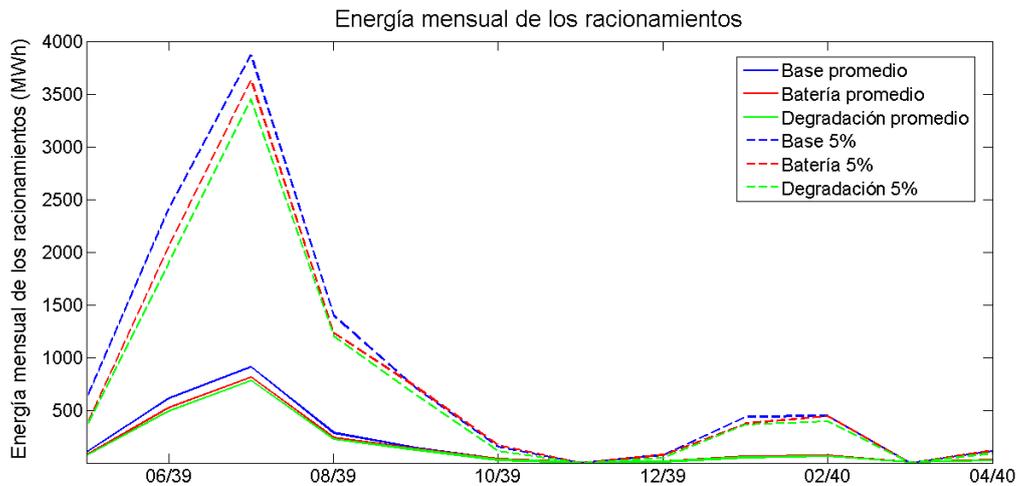


Fig. 2.9 Energía mensual de los racionamientos.

Costo de abastecimiento de la demanda

En la Figura 2.10 se muestra la evolución del valor esperado del costo de abastecimiento de la demanda (CAD). Este es el valor acumulado del costo directo del paso para abastecer la demanda. El costo directo del paso se calcula como la suma de los costos variables de los generadores, más los costos por la energía racionada, más los costos de la energía importada menos los costos de las exportaciones. En este estudio se supuso que las fronteras con Argentina y Brasil se encuentran cerradas. Esto se hace en general en los estudios de planificación para mantener la soberanía energética del país.

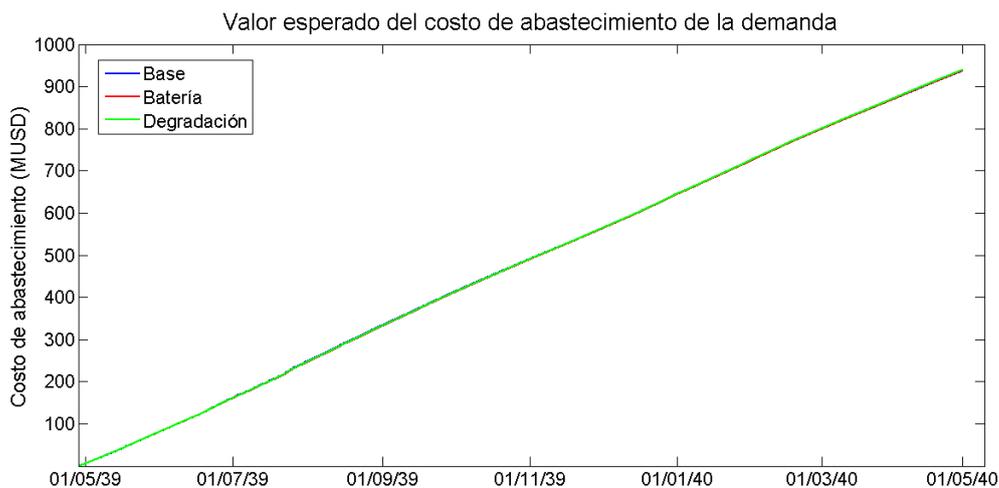


Fig. 2.10 Valor esperado del costo de abastecimiento de la demanda.

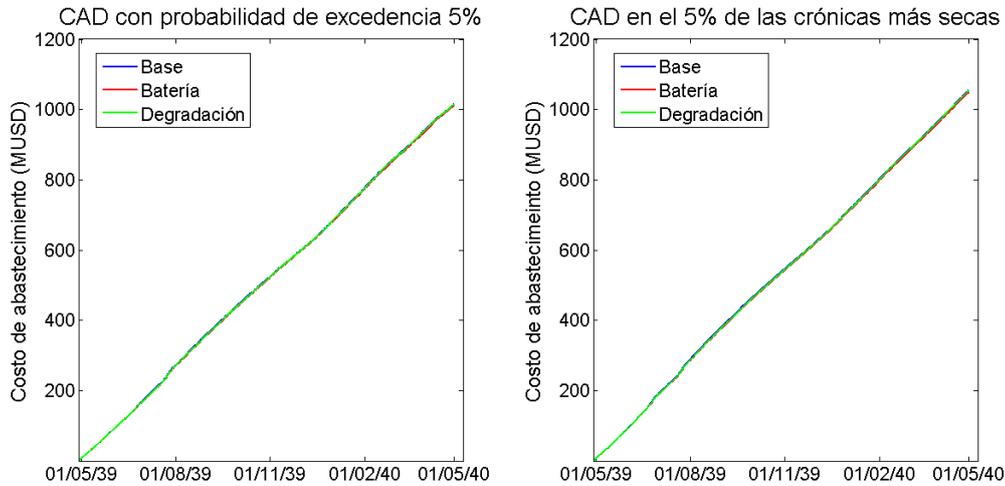


Fig. 2.11 Costo de abastecimiento con probabilidad de excedencia 5% (izquierda). Costo de abastecimiento en el 5% de las crónicas más secas (derecha).

En las Figuras 2.10 y 2.11 prácticamente no se pueden apreciar diferencias en el costo de abastecimiento de la demanda. De todas formas si se puede notar que el caso “Degradación” resulta ser el de mayores costos. En promedio el CAD es 2.46 MUSD mayor que en el caso “Base”, lo cual representa un 0.26% de aumento. La diferencia entre el caso “Base” y “Batería” es menor, de 0.55 MUSD, significando este un 0.06% de aumento. En la Figura 2.12 se pueden apreciar estas diferencias. A partir de estos resultados se puede concluir que la incorporación de baterías al 2039 no representa un ahorro para el SIN en promedio, pero tampoco resulta en un aumento, la acumulación de los costos variables anuales resulta ser prácticamente la misma. Por otro lado, dado lo ajustado de las diferencias, se debería realizar un análisis de la sensibilidad de la herramienta para poder extraer afirmaciones más concluyentes de los resultados obtenidos.

Si se analiza el CAD en las peores crónicas simuladas se encuentra que con probabilidad de excedencia 5% el CAD en el caso “Base” resulta superior al caso “Batería” en 3.72 MUSD y en 0.12 MUSD al caso “Degradación”. Si bien la diferencia es un poco mayor en el 5% de las crónicas más secas, llegando a 5.45 y 0.45 MUSD, no se puede afirmar que exista un ahorro efectivo en los costos variables incurridos en el año por la incorporación de las baterías dado que las diferencias son menores, no superando un 0.5% de ahorro. Esto se puede apreciar en las Figuras 2.11 y 2.12.

Finalmente, si se analizan las crónicas más favorables, el CAD aumenta entre 3 y 4 MUSD por contar con bancos de baterías, lo cual representa entre un 0.3 y un 0.4% de aumento. Este resultado era de esperarse considerando que cuando la hidraulicidad es alta la

generación más económica es la hidroeléctrica. En la Figura 2.12 se aprecia esta la diferencia en el valor esperado de los CAD en las tres salas analizadas.

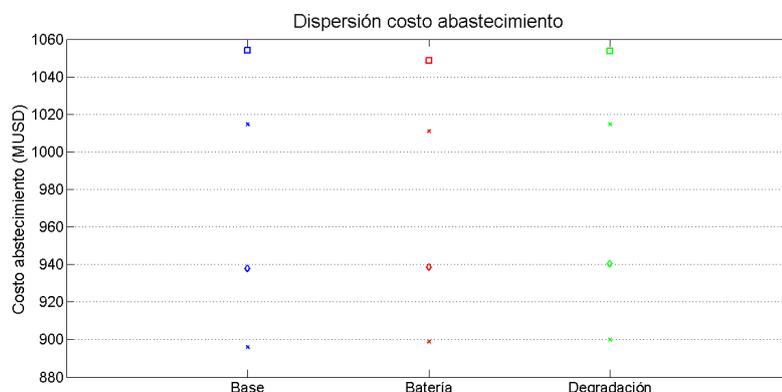


Fig. 2.12 Dispersión en el costo de abastecimiento de la demanda. Con diamantes se muestra el valor promedio, con cuadrados el valor en el 5% de las crónicas más secas y con cruces el valor con probabilidad de excedencia 95% (abajo) y 5% (arriba).

A partir de los resultados obtenidos se puede apreciar que, en todos los casos analizados, el caso “Degradación” resulta más caro que el caso “Batería”, lo cual era de esperarse teniendo en cuenta que el primero incorpora un costo variable adicional para la operación de las baterías. Por otro lado también se puede vislumbrar que el beneficio de contar con baterías tiende a ser superior para el sistema en los años con baja hidraulicidad, lo cual es lógico teniendo en cuenta que las baterías compiten con las represas hidroeléctricas con embalse en la prestación de sus servicios. Es en años más secos o que partan de un embalse de Bonete con menor cantidad de agua almacenada, cuando el beneficio de contar con estos sistemas es mayor. De todas formas como la capacidad instalada de baterías tampoco es significativa, este efecto es menor.

Si se observa la evolución mensual del CAD (Figura 2.13) también se puede notar este efecto que la mayor o menor disponibilidad de agua tiene en el ahorro que las baterías pueden brindarle al sistema. En promedio, los costos variables mensuales acumulados son mayores en el caso “Base” que en los casos con baterías durante los meses de otoño e invierno y disminuyen durante los meses de verano y primavera por la mayor disponibilidad de agua. En las crónicas más desfavorables la diferencia en el CAD en los meses de otoño e invierno es aún mayor por la reducción en la generación hidroeléctrica. Por lo tanto, puede que en promedio el efecto de tener baterías en el sistema sea menor, pero si se tienen en cuenta los meses con menor disponibilidad de agua su beneficio se vuelve más significativo, llegando a representar hasta un 1% de ahorro en promedio y un 3% de ahorro en las crónicas más desfavorables en el CAD mensual.

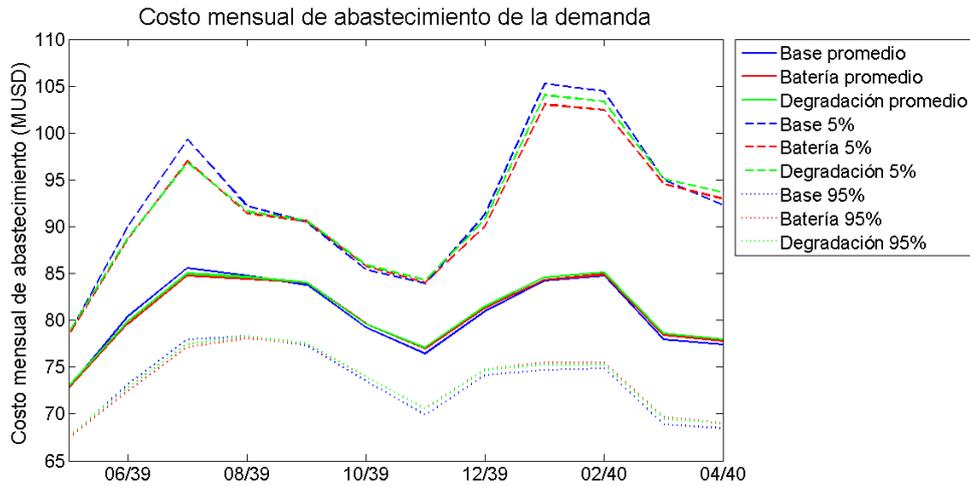


Fig. 2.13 Evolución mensual del costo de abastecimiento de la demanda.

Si se analiza el costo futuro, que tiene en cuenta también el estado final del sistema, en particular de los embalses de las represas hidroeléctricas, y no solo los costos variables de cada paso, se encuentra que el caso “Degradación” es el que presenta los menores costos, tanto en promedio como en las crónicas más desfavorables. Es decir, es el que minimiza los costos variables incurridos para el abastecimiento de la demanda a la vez que optimiza el uso de la energía almacenada por el sistema. De todas formas las diferencias son muy pequeñas (menores al 0.1% en promedio y al 0.4% en las crónicas más desfavorables) como para afirmar que exista un ahorro efectivo con la incorporación de estos sistemas. Esto se puede ver en las Figuras 2.14 y 2.15.

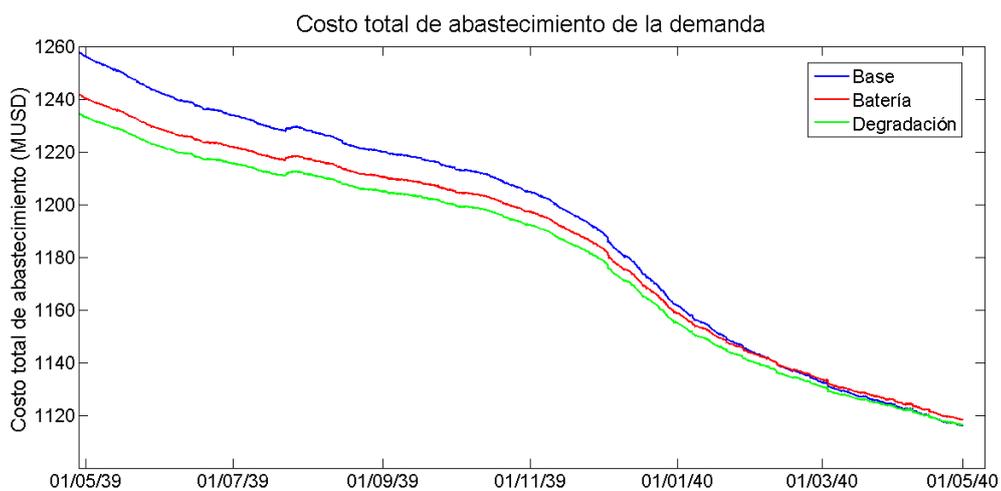


Fig. 2.14 Valor esperado del costo total de abastecimiento de la demanda.

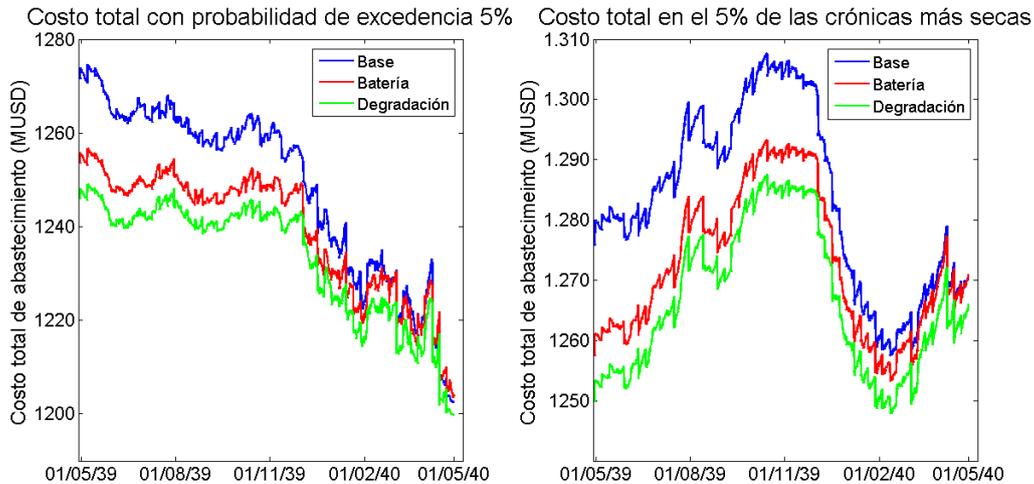


Fig. 2.15 Costo total de abastecimiento con probabilidad de excedencia 5% (izquierda). Costo de abastecimiento total en el 5% de las crónicas más secas (derecha).

La Figura 2.16 muestra la dispersión en los costos totales de abastecimiento teniendo en cuenta los tres escenarios estudiados y en cada uno de ellos cortes de probabilidad del 5 y 95% y de hidraulicidad también. A partir de la misma se puede ver que el caso “Degradación” es el que presenta los menores costos, seguido del “Base” y finalmente el caso “Batería”. Es interesante notar como el agregado del costo variable de degradación en las baterías resulta en una operación que tiende a optimizar el uso de los recursos del sistema, haciendo que los costos totales disminuyan por más que los costos variables de las baterías sean mayores. Además, a partir de la Figura 2.16, se puede establecer que el agregar la degradación de al batería sería el escenario con menor incertidumbre.

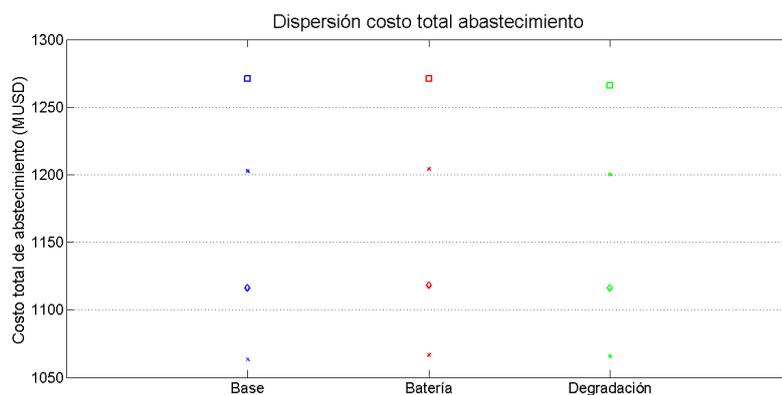


Fig. 2.16 Dispersión en el costo total de abastecimiento de la demanda. Con diamantes se muestra el valor promedio, con cuadrados el valor en el 5% de las crónicas más secas y con cruces el valor con probabilidad de excedencia 95% (abajo) y 5% (arriba).

Finalmente, en la Figura 2.17 se muestra el costo marginal del sistema en cuatro meses del año, cada uno correspondiente a una de las cuatro estaciones. A partir de la misma se puede concluir que los casos con baterías reducen en general el costo marginal del sistema, disminuyendo en consecuencia el costo de cada MWh en el mercado mayorista. Estas diferencias son mayores en el mes de julio lo cual es lógico teniendo en cuenta que la contribución de generación térmica, más cara, y la probabilidad de falla es mayor en el invierno. Debido a esto los costos marginales se incrementan en este período como se puede apreciar observando los ejes de las gráficas de la Figura 2.17. En la primavera y verano las diferencias son menores, como era de esperarse teniendo en cuenta que en primavera aumenta la generación hidráulica y la solar. De todas formas se aprecia que el caso “Base” presenta en la mayor parte del tiempo costos marginales mayores que los otros dos. Finalmente, en los cuatro meses estudiados, las diferencias en los casos con baterías es menor, siendo el caso “Degradación” el de mayores costos entre los dos.

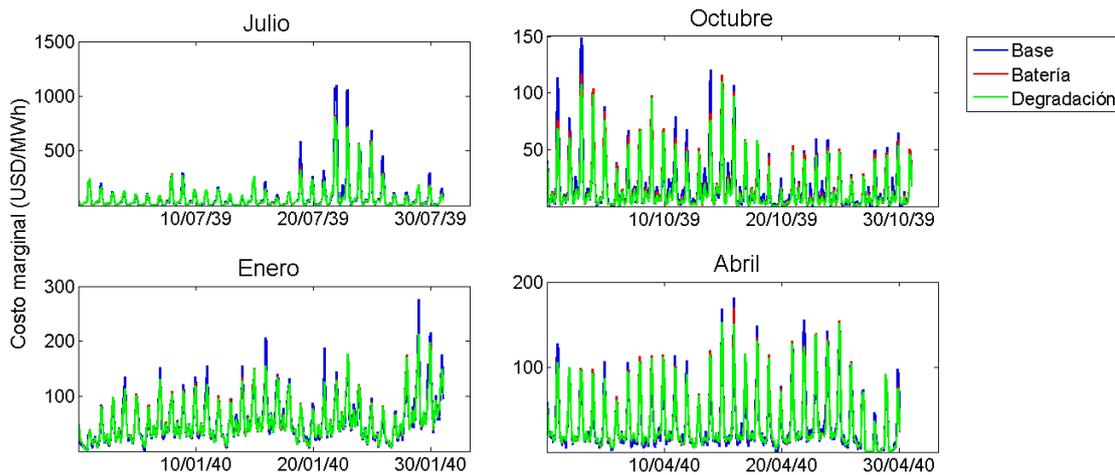


Fig. 2.17 Costo marginal en cada una de las estaciones del año.

Excedentes no gestionables

En la Tabla 2.5 se muestran los excedentes no gestionables del sistema. En la misma se puede observar que la energía excedente aumenta levemente en los casos con baterías. Los bancos de baterías deberían contribuir en realidad a que esta baje. Al no ser generadores netos de energía se deberían cargar aprovechando los excedentes del sistema. Por otro lado, consumen más energía de la que generan por su eficiencia global. Por lo tanto, los excedentes deberían bajar en una cantidad igual a la diferencia entre la energía demandada y la generada por las baterías. A pesar de esto, los excedentes no bajan porque cambia la proporción de unidades

instaladas en el sistema, en particular del mix de generación solar y eólica. En la Tabla 2.6 se puede apreciar que en los casos con baterías hay 50 GWh más de generación eólica y solar. Como la demanda es la misma, el sumidero aumenta en definitiva en una cantidad igual a la diferencia entre el aumento en la generación eólica y solar y la disminución que induce la introducción de baterías.

A partir de los valores presentados en la Tabla 2.5 se puede observar que el nivel de excedentes en el sistema es importante, teniendo en cuenta que la demanda del año es de 18,415 GWh aproximadamente. La expansión óptima en Uruguay considerando fronteras cerradas es con un importante volumen de excedentes en valor esperado.

Tab. 2.5 Excedentes no gestionables y energía demandada por el banco de baterías.

	“Caso Base”	“Caso Batería”	“Caso Degradación”
Excedentes	5,099 GWh	5,102 GWh	5,120 GWh
Demanda batería Li-ion	—	222 GWh	72 GWh

Generación por fuentes

En la Tabla 2.6 se muestra la energía generada por cada una de las fuentes del sistema en el año de simulación considerado. En primer lugar se puede observar que la generación a partir de biomasa es prácticamente la misma en los tres escenarios. Esto se debe a que la potencia instalada de esta generación es la misma en las tres salas y a que se trata de generación de base. También es muy similar la generación hidráulica en los tres casos dado que la potencia instalada de esta tecnología es la misma.

En cuanto a la generación térmica, se puede apreciar una disminución en las salas con baterías respecto al caso “Base”. Esto era de esperarse teniendo en cuenta que las baterías cumplen un rol similar a la generación térmica en el sistema, dando energía para satisfacer los picos de demanda. Además, a partir de la Tabla 2.6 se puede concluir que al incluir el modelo de degradación la operación resultante de la batería lleva a que puedan responder al abastecimiento del pico de la demanda o a reservas ante contingencias de forma más óptima, ya que tienden a encontrarse con carga en estos momentos como resultado de su operación. De esta forma se logra reducir un poco más la intervención de generación térmica en estas funciones.

En la generación eólica y solar se encuentra una diferencia entre el “Caso Base” y los casos con baterías debido a que la potencia instalada de estas tecnologías no es la misma (ver Tabla 2.4). En el primero, el plan de expansión óptimo instala más potencia eólica que en el caso con baterías y menos potencia solar. Esto se refleja en la generación anual de cada

tecnología (ver Tabla 2.6). Si se considera la suma de la generación eólica con la solar esta es 50 GWh mayor en las salas con baterías. Por lo tanto, la introducción de esta tecnología permite incrementar el mix de generación eólica y solar, aunque el efecto es todavía menor en el 2039 por la pequeña capacidad instalada a la fecha en bancos de baterías.

Finalmente, se puede ver una diferencia importante en la energía generada por el banco de baterías con y sin el modelo de degradación. Es razonable que genere menos energía en el caso “Degradación” debido a que el costo de utilizar la batería es mayor al tener en cuenta su costo variable por el ciclado. El efecto final es que la batería cicla menos, entregando menos energía y aumentando su vida útil.

Tab. 2.6 Generación por fuentes.

Fuente	“Caso Base”	“Caso Batería”	“Caso Degradación”
Biomasa	832 GWh	846 GWh	840 GWh
Eólica	11,202 GWh	11,023 GWh	11,023 GWh
Solar	2,881 GWh	3,100 GWh	3,100 GWh
Hidráulica	8,510 GWh	8,518 GWh	8,521 GWh
Térmica	99 GWh	90 GWh	86 GWh
Baterías de Li-ion	—	180 GWh	58 GWh

Emisiones de CO₂

En la Tabla 2.7 se muestran las emisiones anuales promedio de CO₂ resultantes de la operación del sistema eléctrico. Para una unidad m de la cual se conoce el tipo de combustible que utiliza, el factor de emisión de CO₂, EF_{m_y} , en el año y en tonCO₂/MWh, se calcula a partir de la Ecuación 2.17, según [37].

$$EF_{m_y} = \frac{EF_{CO_2_{m_y}} \times 3.6}{\eta_{m_y}} \quad (2.17)$$

Donde $EF_{CO_2_{m_y}}$ es el factor de emisión de CO₂ promedio para el tipo de combustible i utilizado por la unidad m en el año y en tonCO₂/GJ, y η_{m_y} es la eficiencia promedio de conversión de energía neta de la unidad m en el año y . Estos valores se obtuvieron a partir de [37] y [15].

Como era de esperarse, la incorporación de baterías al sistema resulta en una disminución en las emisiones de CO₂, tal como se puede observar en la Tabla 2.7. Estas reducciones son del 11% en el “Caso Batería” y del 18% en el “Caso Degradación” y provienen de la disminución en la generación térmica.

Tab. 2.7 Emisiones de CO₂.

“Caso Base”	“Caso Batería”	“Caso Degradación”
1.62×10^5 ton	1.44×10^5 ton	1.33×10^5 ton

Análisis económico

En la Figura 2.18 se muestra la evolución del valor esperado del beneficio marginal del banco de baterías. Este se calcula como la diferencia entre la energía vendida al precio spot menos la energía comprada a este precio. Lo primero que se puede observar es que existe una diferencia en las ganancias obtenidas por el banco de baterías entre el caso “Batería” y “Degradación”. Sin embargo, a pesar de lo que se podría haber intuido, es incorporando el modelo de degradación que las baterías consiguen un mayor beneficio. Si bien este modelo incorpora un costo variable adicional y hace que la energía entregada por la batería sea menor, permite que estos sistemas aprovechen de forma más eficiente las diferencias de precios del mercado consiguiendo un beneficio mayor, pero ciclando menos, y por lo tanto, desgastándose menos.

En el caso “Batería” el beneficio alcanza en promedio los 6.68 MUSD mientras que en el caso “Degradación” es de 8.82 MUSD. Teniendo en cuenta que en el 2039 existen 4 baterías instaladas en el sistema, cada una gana 1.67 MUSD en el primer caso y 2.21 MUSD en el segundo, siendo en ambos casos superior a la anualidad de la inversión, la cual es de 1.10 MUSD.

En el caso de las crónicas más desfavorables las baterías encuentran un beneficio mayor, como era de esperarse. Esto se debe a que al disminuir la capacidad de filtrado actual (generación hidroeléctrica), la utilización de estos sistemas se incrementa. En las Figuras 2.19 y 2.20 se puede apreciar que con probabilidad 5% el beneficio supera los 10.5 MUSD en el caso “Batería” y los 13.1 MUSD en el caso “Degradación”. Esta diferencia de casi 3 MUSD en los dos casos se debe a que el modelo de degradación permite utilizar la batería de forma más eficiente aprovechando diferencias de precios más significativas, obteniendo un mayor beneficio como resultado. En el 5% de las crónicas más secas estos valores son mayores, superando los 12.3 MUSD en el primer caso y los 14.6 MUSD en el segundo. Por lo tanto, en años de baja hidraulicidad el beneficio que pueden obtener los sistemas de acumulación de energía es mucho mayor.

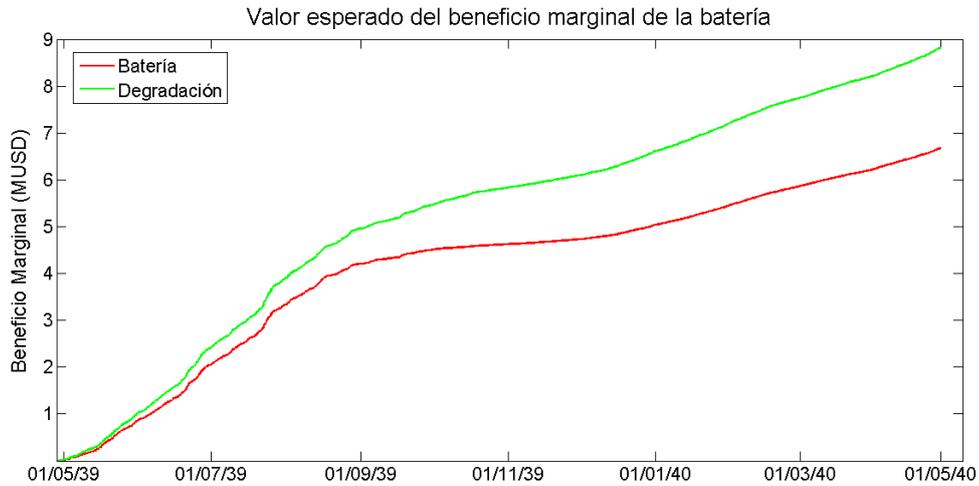


Fig. 2.18 Valor esperado del beneficio marginal del banco de baterías.

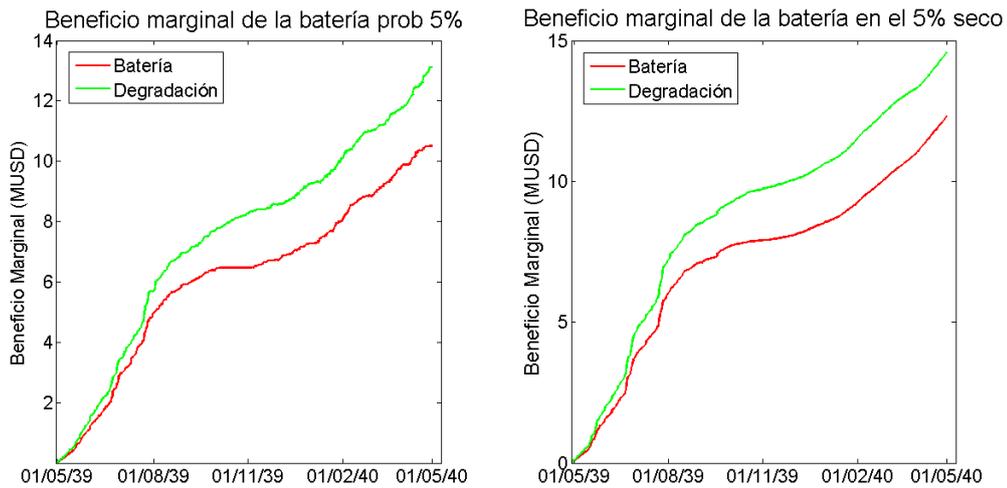


Fig. 2.19 Beneficio marginal del banco de baterías con probabilidad de excedencia 5% (izquierda). Beneficio marginal del banco de baterías en el 5% de las crónicas más secas (derecha).

Como contrapartida, el beneficio baja en años de alta hidraulicidad. En particular, en la Figura 2.20 se observa que existe una probabilidad del 5% de que el beneficio no supere los 4.2 MUSD en el caso “Batería” y los 6.3 MUSD en el caso “Degradación”. De todas formas, incluso en años de una hidraulicidad extremadamente alta, las baterías prácticamente podrían recuperar la anualidad de la inversión en ambos casos al recibir 1.05 MUSD y 1.58 MUSD respectivamente.

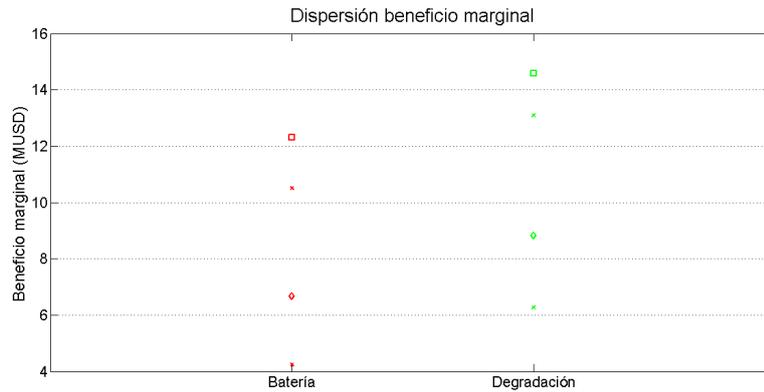


Fig. 2.20 Dispersión en el beneficio marginal del banco de baterías. Con diamantes se muestra el valor promedio, con cuadrados el valor en el 5% de las crónicas más secas y con cruces el valor con probabilidad de excedencia 95% (abajo) y 5% (arriba).

Para estimar el impacto de la operación sobre la vida útil se supondrá que se puede representar el remanente de la vida de la batería por una magnitud que se denominará R . El valor inicial de esta magnitud será $R = 1$, y en cada paso de tiempo disminuirá según la Ecuación 2.18. En la misma se usó la Ecuación 2.13.

$$R_{k+1} = R_k - \frac{1}{Deg_{paso_{pu}}} = R_k - \frac{e^{-\alpha}}{2} \left| u(t)^\beta - u(t + dT)^\beta \right| \quad (2.18)$$

Cuando el valor de $R = 0$ es momento de cambiar la batería. Si se asume que la utilización de la batería será similar en cada año y se llama R_{an} a la vida remanente luego de un año, se tiene que la vida útil consumida en ese año será $(1 - R_{an})$. Al cabo de $N_{años}$ se tiene que la vida remanente será:

$$R(N_{años}) = 1 - N_{años} \times (1 - R_{an})$$

Por lo tanto, la vida útil de la batería en años antes de que $R = 0$ será:

$$N_{años} = \frac{1}{1 - R_{an}} \quad (2.19)$$

En la Tabla 2.8 se muestran los resultados obtenidos para el valor de R_{an} , calculado utilizando la Ecuación 2.18, y para la cantidad de años de vida, $N_{años}$, determinados a partir de la Ecuación 2.19 considerando que la utilización de la batería año a año es similar. A partir de la misma se puede concluir que el caso “Degradación” disminuye notoriamente el desgaste anual de la batería aumentando su vida útil. Considerar que el ciclado año a año es

igual al del 2039 es una aproximación que puede ser optimista. Podría hacerse un análisis más profundo en este punto de forma de mejorar esta aproximación.

Tab. 2.8 Vida remanente luego de un año (R_{an}) y vida útil esperada para la batería ($N_{años}$).

	Caso “Batería”	Caso “Degradación”
R_{an}	0.6449	0.9254
$N_{años}$	2.8 años	13.4 años

Finalmente se analizará la rentabilidad del sistema de almacenamiento a partir de los resultados obtenidos. Los parámetros económicos considerados se muestran en la Tabla 2.9. En la misma se puede ver que el costo de la inversión es menor a los 22 MUSD por unidad considerados anteriormente. Esto se debe a que se descontaron los costos asociados a la reposición de la tecnología de forma tal que la vida útil del proyecto alcance los 20 años como hace [36]. Para estudiar la rentabilidad de la inversión se determinó el PAYBACK de cada caso. Los resultados se muestran en la Tabla 2.9.

El PAYBACK, definido a partir de la Ecuación 2.20, es el tiempo que se requiere para recuperar la inversión realizada considerando la ganancia anual del sistema. En este caso solo se consideraron como ganancias los beneficios marginales por arbitraje de energía anuales. Como se puede observar a partir de los resultados de la Tabla 2.9 los PAYBACK de los casos con y sin degradación resultan ser de 5.88 y 7.77 años respectivamente.

$$PAYBACK = \frac{Inversión\ Inicial}{Ganancia\ Anual} \quad (2.20)$$

Si se consideran las vidas útiles de cada uno de los sistemas se encuentra que si no se tienen en cuenta el costo variable asociado a la degradación la inversión no resulta rentable puesto que a lo largo de la vida útil del sistema no se logra recuperar la inversión. Por lo tanto, es fundamental considerar el envejecimiento de la batería por ciclado. Al tenerlo en cuenta el sistema resulta económicamente viable. Incluso se logra recuperar la inversión a la mitad de la vida útil y se tienen 7 años de ganancias netas.

A partir de los resultados presentados a lo largo de este capítulo se puede concluir que las baterías son marginales para el sistema al año 2039. La mejor evaluación de las mismas es su beneficio marginal. Habiendo realizado el análisis económico sobre este y la inversión de capital se encontró que se trata de una buena inversión.

De todas formas, se debe considerar que el costo marginal del sistema tiene un límite. Actualmente este es de 250 USD/MWh. Por lo tanto, el beneficio marginal de las baterías será menor y su rentabilidad también. Igualmente, en este análisis solo se consideraron las ganancias que las baterías obtienen por la compra de energía en el mercado mayorista.

Tab. 2.9 Parámetros económicos para analizar la rentabilidad de la inversión de la batería.

	Caso “Batería”	Caso “Degradación”
Costo inversión (MUSD)	52	52
Capacidad instalada (MWh)	320	320
Tasa de descuento	0.12	0.12
Vida útil (años)	2.8	13.4
Ganancia anual (MUSD)	6.68	8.82
PAYBACK (años)	7.77	5.88

Estas se pueden complementar con otras fuentes de ingresos provenientes de la prestación de servicios adicionales de forma que su rentabilidad no se vea afectada, o sea incluso mayor. En el Capítulo 3 se estudiarán posibles oportunidades de negocio adicionales para estos sistemas en el SIN.

Capítulo 3

Análisis regulatorio de los sistemas de acumulación y su aplicación en Uruguay

Si se analiza la matriz de generación eléctrica a nivel mundial se encuentra una fuerte predominancia de los combustibles fósiles. En el 2016, dos terceras partes de la energía eléctrica se obtuvo a partir de los mismos. El primer energético utilizado a nivel mundial para la generación eléctrica es el carbón, seguido del gas natural y en tercer lugar el petróleo [30]. Esto presenta algunas desventajas considerando que se trata de energéticos no renovables, finitos, que se están agotando, que presentan precios altamente variables y difíciles de predecir, y con emisiones de CO₂ considerables. La situación con la matriz energética primaria mundial es similar, pero con un mayor peso relativo de los combustibles fósiles (mayor al 80% de la matriz en 2016 [31]), y con el petróleo como el energético más consumido, seguido del carbón y del gas natural.

Este consumo desmedido de hidrocarburos ha aumentado exponencialmente las emisiones de gases de efecto invernadero desde la Revolución Industrial, llevando a un aumento en la temperatura media del planeta. En los últimos años, frente a las evidencias del calentamiento global y a las preocupaciones por el inminente cambio climático, la reducción de emisiones se ha vuelto parte de la agenda internacional, constatándose numerosos esfuerzos por frenar el cambio climático. En particular se debe mencionar el Acuerdo de París, firmado por 195 países en el 2015, cuyo principal objetivo es mantener el aumento en la temperatura media global respecto a los niveles preindustriales por debajo de los 2 °C, y si es posible debajo de 1.5 °C [21]. En este contexto internacional, teniendo en cuenta además que el sector eléctrico es responsable de más del 60% de las emisiones globales de CO₂ [56], las cuales provienen de la utilización de combustibles fósiles en su mayoría, la descarbonización del sector energético se ha vuelto parte de la política energética de la mayoría de los países. Este proceso de descarbonización implica, entre otras medidas: (i) electrificar algunos usos energéticos, en

particular el transporte y el acondicionamiento térmico, (ii) sustituir generación fósil con generación baja en carbono, principalmente generación renovable y nuclear, (iii) mejorar la eficiencia energética.

Estas medidas tienen un fuerte impacto en el sector eléctrico. Por un lado se prevé un aumento más significativo de la demanda por la electrificación de algunos usos energéticos, antes abastecidos con otras fuentes. Por otro lado, la introducción de grandes cantidades de generación renovable y nuclear exige una mayor flexibilidad del sistema. Este se debe adaptar a una mayor variabilidad en la oferta por la generación renovable, la cual es altamente fluctuante debido a las fuentes que la alimentan, y a la poca flexibilidad en la oferta que tiene la generación nuclear.

Este camino que está recorriendo el sector eléctrico vuelve necesario repensar su forma de diseño para poder afrontar los nuevos desafíos a los cuales se enfrenta de forma de poder asegurar el abastecimiento de la demanda futura. Un diseño como el que se tiene hoy en día, que agrega capacidad de respaldo con baja utilización, resultaría muy costoso en infraestructura y en un bajo factor de utilización de la red. La evolución del sistema requiere pensar en otras alternativas que aumenten la flexibilidad del sistema para garantizar el suministro de una forma más eficiente.

En este contexto, el almacenamiento energético a gran escala se plantea como una solución a este problema dado que permite desacoplar temporalmente la oferta y la demanda. A pesar de no ser la única solución, la ventaja de estos sistemas es su posibilidad de brindar múltiples servicios al sistema eléctrico. Como se mencionó en la Introducción, estos sistemas permiten ajustar generación y demanda, regular la calidad de la energía y la estabilidad del sistema, aplazar inversiones en transmisión y distribución, reducir costos de operación y en generación, y pueden usarse para el arranque en negro del sistema. Además contribuyen a disminuir las emisiones de CO₂ del sector eléctrico, como se vio en el Capítulo 2.

Aún considerando los diversos beneficios que el almacenamiento energético brinda, su participación en los mercados es muy baja. La principal razón radica en sus altos costos. Para una mayor penetración de estas tecnologías una disminución en sus costos es fundamental. Pero por otro lado, la estructura actual de los mercados, la cual fue desarrollada en otra época con otras tecnologías en mente debido a que la participación de los recursos de almacenamiento era escasa en ese entonces, y las barreras regulatorias pueden también impedir un mayor desarrollo de estas tecnologías. Se deben desarrollar mercados que reflejen la naturaleza de estos recursos y marcos regulatorios eficientes que incentiven su desarrollo ponderando los múltiples beneficios que brindan.

En este capítulo se analizarán algunos aspectos regulatorios que podrían constituir barreras para el desarrollo de los sistemas de almacenamiento, los cuales se están debatiendo

hoy en día en diversos mercados. Se considerarán luego dos mercados, PJM y Reino Unido, buscando aprender lecciones para el desarrollo de un marco regulatorio adecuado y buscando identificar oportunidades de negocio adicionales para estos sistemas en Uruguay.

3.1 Evolución de la estructura de los mercados eléctricos

Cuando se comenzó a utilizar la electricidad, luego de que Thomas Edison probara su uso en 1879, los sistemas eléctricos eran muy distintos a los que se conocen hoy en día. Estos empezaron a surgir con generación distribuida, próxima a los centros de consumo. El uso de electricidad en las primeras ciudades comienza con generadores y redes eléctricas locales. Los generadores eran construidos por las industrias para abastecer sus necesidades, o por empresas privadas o municipios para abastecer a las ciudades. No había regulación, se daban concesiones con relaciones de servidumbre.

En los sistemas eléctricos tradicionales las cuatro actividades principales del sector eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización) eran realizadas por una misma empresa. Esto es lo que se conoce como empresa verticalmente integrada. En la Figura 3.1 se muestra una representación de estas empresas. Cada compañía tenía sus propios generadores y coordinaba la planificación tanto en generación como en transmisión para satisfacer a sus clientes. Cada empresa tenía un monopolio regional sobre un conjunto de clientes, por lo que su actividad debía ser regulada por el Estado.



Fig. 3.1 Esquema de una empresa verticalmente integrada.

De esta forma funcionó el sector eléctrico por casi todo el siglo XX. Sin embargo, hacia el final del siglo, los sectores eléctricos de los distintos países comienzan a experimentar diversos problemas que conducen a la denominada “Reforma del Sector Eléctrico”. Esta surge como respuesta a las dificultades del sector. En ella se muestra que el sector eléctrico puede funcionar, de forma más eficiente, con otro modelo distinto al de las empresas verticalmente integradas.

La reforma se da en un contexto económico donde se había impuesto el modelo de libre mercado. En él se busca reducir la intervención del Estado y aumentar la intervención privada. La base conceptual de este modelo es que las decisiones descentralizadas tomadas por productores y consumidores llevan a la eficiencia económica del sistema. En este contexto, con la convicción de que el modelo más eficiente era el de libre mercado, restaba resolver si era posible la creación de un mercado en el sector eléctrico.

Un mercado de corto plazo es un ámbito (virtual o real) donde oferentes y demandantes asisten y tranzan en un tiempo dado una cantidad de un bien por dinero ajustando un precio y una cantidad de equilibrio. Para que exista un mercado competitivo de corto plazo debe cumplirse que:

- No exista poder de mercado. Para esto debe haber atomicidad e independencia de los agentes oferentes y demandantes.
- El bien debe ser único, homogéneo.
- No pueden existir barreras de entrada o salida de un agente.
- Todos los actores del mercado deben manejar idéntica información.

Las reformas de la década de los 90 buscan crear un mercado competitivo en el sector eléctrico. En este mercado el bien intercambiado sería la energía eléctrica (que verifica que es única y homogénea), y los actores que participarían serían:

- Generadores: oferentes o productores del bien
- Transportistas: transportan grandes bloques de energía en alta tensión, de los centros generadores al sistema de distribución
- Distribuidores: transportan pequeños bloques en media y baja tensión hacia los consumidores finales
- Comercializadores: compran energía a los generadores en el mercado mayorista y la venden a los clientes finales en el mercado minorista, realizan la facturación, atención al cliente, gestión del retiro instantáneo del bien, la medición de consumos, pero no almacenan
- Demandantes: consumidores finales

Con la “Reforma del Sector Eléctrico” se busca separar cada una de sus etapas e introducir competencia donde sea posible, de forma de crear un mercado. Al analizar el andamiaje de las curvas de costos de cada una de las etapas del sector eléctrico se encuentra que no todas pueden ser competitivas. La transmisión y la distribución constituyen lo que se denominan monopolios naturales puesto que la tecnología disponible impone que un único productor puede abastecer toda la demanda y aún así presentar economía de escala. En estas etapas la competencia no es viable, por lo que debe existir un agente adicional, el regulador, que determine la cantidad del bien necesario y el precio del mismo. El regulador debe además asegurar que haya acceso abierto a las redes, que no existan barreras de entrada y salida a las mismas y que no haya discriminaciones entre los agentes, para que no se distorsione la competencia a nivel de generación.

Por otro lado, en la generación y comercialización sí es factible la creación de un mercado competitivo, denominado mercado mayorista. Este es el mercado en el que compiten generadores para la venta de energía a las empresas comercializadoras, a grandes consumidores en algunos mercados o a cualquier consumidor en otros, según el grado de penetración de competencia que haya en las distintas etapas del sector. En la Figura 3.2 se muestra la estructura del sector eléctrico si en este se establece un mercado. Se cumple que cuanto mayor es el número de productores independientes que participan de este mercado y cuanto más eficientes son sus curvas de costos menor será el precio de oferta de cada kWh. Por lo tanto, es importante que el regulador promueva la introducción de competencia en estos ámbitos del sector eléctrico.

Debido a la naturaleza distinta de los negocios de la red (transmisión y distribución) de los negocios de generación y comercialización, siendo los primeros monopolios naturales regulados y los segundos negocios competitivos, se debe procurar que los primeros no intervengan en los segundos para no distorsionar la competencia. Esto en particular implica que las empresas que operan las líneas de transmisión o distribución no pueden poseer ni operar activos a nivel de generación, puesto que sino se podrían crear subsidios cruzados o barreras de entrada o salida a la red. En caso de que una empresa tenga activos de generación y además opere las líneas de transmisión o distribución, se debe garantizar que las actividades sean completamente independientes dentro de la empresa y que una no acceda a la información (confidencial) de la otra.

Por otro lado, el sector eléctrico posee algunas características que lo distinguen de otro tipo de mercados y que hacen necesaria la aparición de un actor adicional. La primera es que necesita un balance instantáneo entre oferta y demanda porque al día de hoy la capacidad de almacenamiento es limitada. Además existe un muy alto valor de la continuidad del suministro, la demanda es inelástica, una discontinuidad del funcionamiento del mercado es

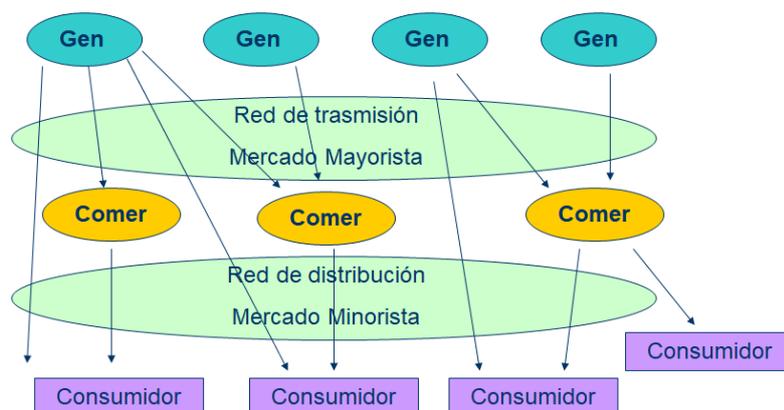


Fig. 3.2 Esquema de la estructura del mercado eléctrico.

intolerable. Es por esto que debe existir un operador del sistema, independiente de los demás agentes del mercado, encargado de igualar la oferta a la demanda instante a instante de forma de mantener el sistema de transmisión estable. Como la demanda no se puede controlar, el operador del sistema gestiona la generación para que iguale a la demanda instante a instante, es decir, realiza el despacho de cargas del sistema. Al hacerlo, busca minimizar el costo de abastecimiento de la demanda pero está sujeto a algunas restricciones: debe mantener generadores en reserva, prontos para arrancar, por cualquier contingencia que ocurra, y debe cumplir los requerimientos mínimos que imponga el regulador para la calidad del servicio. El operador del sistema es además responsable de garantizar que todos los agentes del mercado manejen idéntica información.

Los generadores que ofertan en el mercado mayorista de energía pueden competir en dos mercados, de acuerdo al tiempo en que se da la transacción y el intercambio:

- Mercado spot: mercado en que las transacciones e intercambios ocurren en el mismo tiempo. Es el mercado a tiempo real.
- Mercado de contratos: mercado en que las transacciones e intercambios ocurren a tiempos distintos.

Como el mercado spot presenta en general riesgos altos por las variaciones en la oferta (déficit de potencia, pérdidas de máquinas o líneas de transmisión), se usan los contratos como herramientas financieras para reasignar riesgos. Existe un mercado bien definido en el que los agentes compran o venden por adelantado, acordando un precio y una cantidad del bien entre las partes, antes de la fecha de entrega. Así se reduce el riesgo tanto a nivel de las inversiones como a nivel de los consumidores. Normalmente se busca cubrir con contratos cerca de un 80% de la demanda prevista en un futuro.

La energía que se intercambia entre vendedores y compradores para la operación del sistema puede no concordar con lo acordado en los contratos, debido a que cuando el operador del sistema realiza el despacho de cargas busca la operación que permita abastecer la demanda al menor costo posible, sin mirar los contratos. El despacho se realiza mediante un software que optimiza la operación del sistema y tiene en cuenta los parámetros de cada generador. Los generadores se van despachando en orden creciente de costos variables hasta alcanzar la energía demandada, siempre y cuando se cumplan los requerimientos mínimos. En caso en que esto no sea así, el software se sale del despacho óptimo para verificarlos.

Las diferencias entre los contratos bilaterales y la producción y demanda reales (que surgen del despacho) se arreglan en el mercado spot. El mercado spot cierra la energía contratada, el consumo real y la generación real. Cumple dos grandes funciones: completar el abastecimiento cuando los contratos no cubren el 100% de la demanda y establecer el precio spot que se usa para liquidar las diferencias. Este es el costo marginal de abastecer un incremento de demanda en el nodo dentro de los criterios de desempeño mínimo.

Cuando el operador se sale del despacho óptimo para verificar los requerimientos mínimos de calidad, llama a un generador para brindar lo que se denomina un servicio auxiliar. Estos principalmente consisten de las reservas operativas y la regulación de frecuencia y voltaje. El control de frecuencia y voltaje lo realizan generadores capaces de modificar rápidamente su salida de forma de garantizar que la oferta iguale a la demanda, mientras que las reservas operativas son generadores con capacidad disponible para entrar al sistema rápidamente en caso de ser requerido por el operador. Cuando un generador da un servicio de reserva incurre en dos tipos de costos. Por un lado, tiene los costos variables de operación. Pero si además el generador se priva de participar del mercado spot con su capacidad por dar el servicio auxiliar tiene un costo adicional, un costo de oportunidad de vender energía perdida, igual a la ganancia que hubiese obtenido vendiendo su energía al marginal del sistema. Normalmente estos servicios se pagan con un costo fijo por estar disponibles, y cuando se llaman a generar se les paga su energía al marginal del sistema.

Para la provisión de estos servicios se debe procurar establecer un mercado competitivo siempre que sea posible, tanto a tiempo real como a largo plazo (con contratos). Este mercado se denomina mercado de servicios auxiliares. Al igual que en el mercado de energía, se utilizan contratos para reasignar riesgos y las diferencias se liquidan en el mercado spot. Finalmente existe un tercer mercado, denominado mercado de capacidad que se encarga de mantener la cantidad suficiente de recursos como para asegurar que se puedan abastecer los picos de demanda con un cierto margen de reservas. El programa de optimización realizado por el operador del sistema debe mirar los mercados en conjunto, de forma de establecer el despacho al menor costo posible sujeto a las restricciones operativas.

En la actualidad, los sectores eléctricos de los diferentes países poseen diversas estructuras. Hunt propone cuatro modelos de los mercados eléctricos según el grado de penetración de competencia en las distintas etapas del sector [28]:

- I. Empresa verticalmente integrada. Realiza las cuatro etapas. No existe competencia.
- II. Comprador único. Competencia únicamente en generación. Los generadores compiten por un contrato con la distribuidora/comercializadora (con monopolio sobre los clientes finales), por el mercado y no en el mercado.
- III. Competencia en el mercado. Existe competencia en generación y hay más de un agente demandante independiente, participando del mercado mayorista, limitado por la escala dispuesta por el regulador. Grandes consumidores pueden competir en el mercado.
- IV. Competencia plena. Multiplicidad de agentes oferentes y demandantes sin límites de escala, participando del mercado mayorista. Cualquier generador puede venderle a cualquier consumidor.

En la Figura 3.3 se muestran representaciones para las cuatro estructuras mencionadas. Qué modelo es el más adecuado depende de las características de cada sistema y de la política del país. El modelo más distribuido es el de competencia en el mercado. Es el modelo del sector eléctrico chileno y argentino, por ejemplo. Reino Unido es uno de los pocos ejemplos de modelo con competencia plena.

En cuanto a Uruguay, en 1997 se aprobó la Ley 16,832 del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico que divide el sector eléctrico en tres etapas: generación, transmisión y distribución. Los Decretos del Poder Ejecutivo del año 2002, que la reglamentan, establecen:

- Competencia en generación.
- Transmisión y distribución reguladas (monopolios naturales).
- Distribuidoras operan como monopolios geográficos. Hay una única distribuidora en todo el territorio, UTE.
- Un operador independiente del sistema, ADME, encargado de la operación del sistema y de la administración comercial del mercado mayorista.
- Un regulador del mercado, la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), que dicta reglamentos de seguridad, calidad del servicio y materiales, normas y procedimientos técnicos.

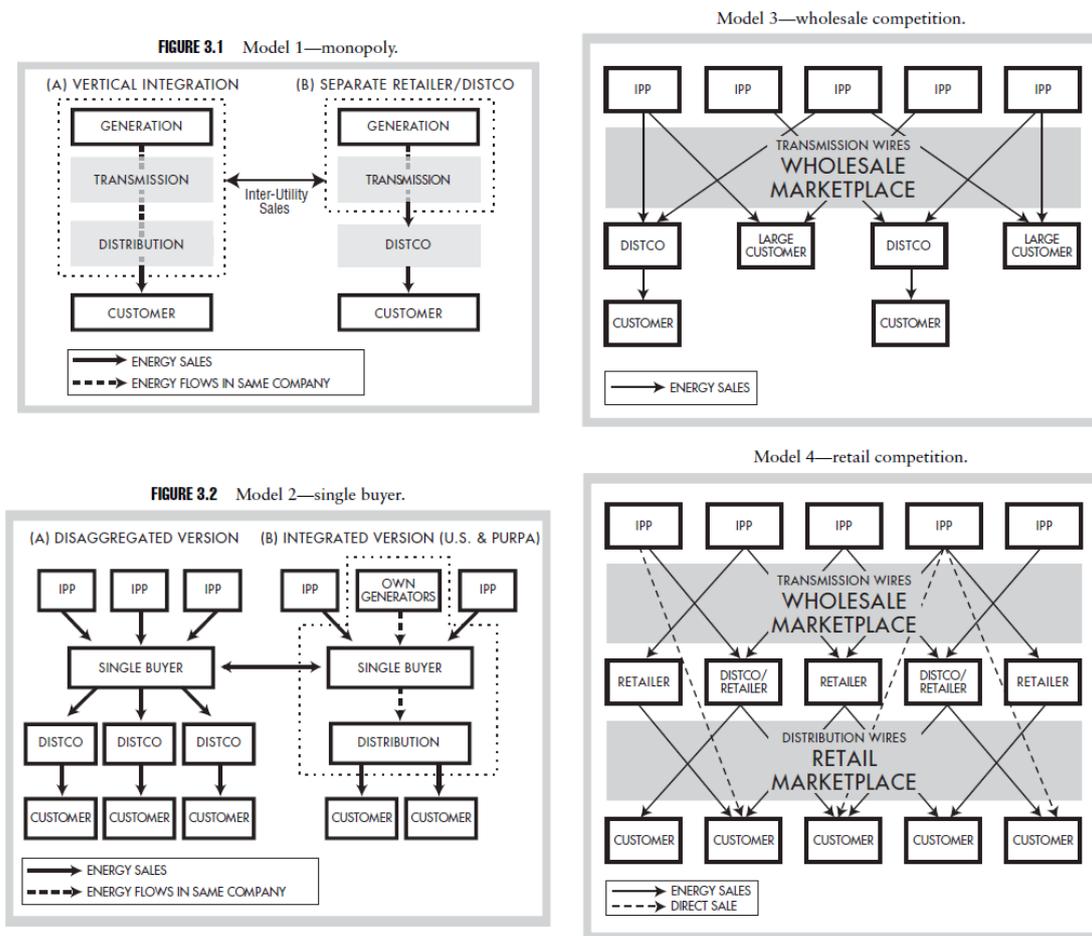


Fig. 3.3 Los cuatro modelos del sector eléctrico propuestos por Hunt [28].

- Acceso abierto a las redes.
- Competencia en comercialización limitada según la escala del demandante. Grandes consumidores (con potencia contratada mayor a 250 kW) pueden comprar la energía en el mercado mayorista directamente, y no a una comercializadora.

Por lo tanto, el reglamento vigente establece un modelo del tipo III en el sector eléctrico uruguayo, con competencia en generación y más de un agente demandante dependiendo de su escala. Sin embargo, no es el modelo que se observa en la práctica. Al día de hoy no existen grandes consumidores que compitan en el mercado mayorista, por lo que los generadores no compiten en el mercado en realidad, sino que compiten por el mercado, por un contrato con UTE (empresa verticalmente integrada). El modelo aplicado es entonces un modelo del tipo II, de comprador único. En la Sección 3.5.1 se analiza con mayor detalle la situación de Uruguay.

3.2 Incorporación de un nuevo actor en el sector eléctrico: los sistemas de almacenamiento energético

La mayoría de los mercados eléctricos se desarrollaron en una época donde la participación de los sistemas de almacenamiento energético era escasa. Sin embargo, en un futuro cercano, estos sistemas podrían ser claves para el sector eléctrico teniendo en cuenta el crecimiento exponencial que ha experimentado la generación en base a energías renovables no convencionales, en una búsqueda por descarbonizar el sector. La estructura actual del mercado, elaborada en otra época con otras tecnologías en mente y sin tener en cuenta los recursos de almacenamiento energético, presenta barreras regulatorias que podrían impedir que su participación alcance valores cuantificables.

A lo largo de esta sección se analizarán algunos aspectos regulatorios que se están debatiendo hoy en día en los diversos mercados, prestando especial atención a las propuestas regulatorias de la FERC (Federal Energy Regulatory Commission), el agente regulador del sector energético en Estados Unidos, y de Ofgem (Office of electricity regulation), el agente regulador del sector eléctrico en el Reino Unido.

3.2.1 Clasificación

Dado el gran abanico de servicios que los sistemas de almacenamiento pueden brindar, existen diversos agentes del mercado (generadores, consumidores, distribuidores) que podrían tener interés en su propiedad y operación:

- Distribuidores: interesados en los servicios de red que los sistemas de almacenamiento energético pueden brindar y como alternativas a inversiones en infraestructura.
- Operadores de la red de transmisión: los sistemas de almacenamiento pueden brindarles servicios de balance.
- Generadores: interesados en utilizar los sistemas de almacenamiento en el mercado mayorista como activos comerciales.

Técnicamente, los sistemas de almacenamiento pueden dar servicios en las cuatro etapas del mercado eléctrico. Por lo tanto, uno de los primeros aspectos sobre el que se debe debatir es sobre su clasificación: si deben ser considerados como agentes generadores, a nivel de la transmisión y distribución o en una nueva categoría. Cómo se clasifiquen tiene importantes consecuencias en su operación y propiedad debido al requerimiento de separación de las

actividades monopólicas de la red de la generación y comercialización (ver Sección 3.1). Por lo tanto, se debe prestar especial atención a este asunto.

En la mayoría de los sistemas eléctricos en los que existe algún sistema de almacenamiento, se los considera como generadores por defecto. Esto impediría que los negocios de transmisión y distribución tengan propiedad de estos sistemas, dado que constituyen monopolios naturales y no pueden participar de las actividades libres del mercado. Si, en cambio, se clasificaran como activos a nivel de transmisión y distribución, estos serían sus dueños, y los sistemas de acumulación no podrían participar del mercado mayorista. Técnicamente, los sistemas de acumulación podrían usarse para dar más de un servicio a la vez. Sin embargo, la regulación actual no les permite vender en el mercado mayorista a la vez que reciben un pago por los servicios de transmisión y distribución (fijado por el regulador).

Este tratamiento por defecto de los sistemas de almacenamiento como activos a nivel de generación es más bien un accidente histórico que una elección deliberada. Como estos sistemas pueden competir con generación tradicional para la provisión de energía o servicios de balance a la red, lo más sencillo es incluirlos como activos a nivel de generación. Esto puede no ser un problema para los sistemas de gran escala, pero si puede serlo para los de pequeña que tienen aplicaciones distintas, como por ejemplo dar servicios a la red. La clasificación como activos de generación impone restricciones a la operación y propiedad de estos sistemas por parte de las distribuidoras que pueden obtener beneficios de los mismos. A pesar de que los sistemas de almacenamiento energético comparten algunas características con los generadores, se diferencian en muchas otras, por ejemplo, consumen más energía de lo que generan por la eficiencia global del sistema.

En este contexto, la percepción en el Reino Unido es que formalizar a los sistemas de acumulación como activos a nivel de generación no sería adecuado. Sería una definición insatisfactoria de estos sistemas, que no se adecúa a su naturaleza y no refleja sus características. Se debería reconocer que estos sistemas son diferentes a los sistemas de generación. Como se mencionó anteriormente, la clasificación como activos de generación surgió como una solución sencilla para sistemas de almacenamiento de gran escala, sin tener en cuenta un desarrollo masivo de las tecnologías de almacenamiento ni la gran variedad de tecnologías que existen, cada una con sus propias características y aplicaciones. Debido a su naturaleza, los dispositivos de almacenamiento energético deberían clasificarse como activos en una nueva categoría propia. La definición de esta categoría debería ser lo más amplia posible de forma de reconocer la gran diversidad de tecnologías que existen y debería tener en mente una mayor penetración de estas tecnologías en un futuro. Al definirse como una actividad diferente, se podría reglamentar su propiedad y operación en los diversos mercados, así como el mecanismo de remuneraciones de estos sistemas de forma diferente a los generadores.

Además en su reglamentación se podría permitir que las distribuidoras tuvieran propiedad de los sistemas de almacenamiento, siempre que la regulación sea la adecuada para garantizar que no se distorsione el mercado [8].

En cambio, la FERC considera que las cuatro etapas existentes son suficientes para encuadrar los diversos usos de los sistemas de almacenamiento energético y que una nueva clasificación no introduciría beneficios adicionales [5]. Por el contrario, una nueva clasificación podría crear nuevas fronteras en el sector cuando las nuevas tecnologías las están de hecho desdibujando. El sistema eléctrico está evolucionando con el desarrollo de los nuevos recursos (generación distribuida, autos eléctricos, recursos de respuesta en la demanda, entre otros) y con los cambios en los patrones de consumo. Por ejemplo, la generación distribuida está creciendo (con una mayor penetración de paneles solares fotovoltaicos) y los límites tradicionales entre generación, transmisión y distribución se están desdibujando. El marco actual, con las tecnologías enmarcadas en una clasificación específica parece ser adecuado para el sector eléctrico tradicional con grandes centrales generadoras apartadas de los centros de consumo y largas líneas de transmisión. Esta separación tan clara puede resultar ineficiente teniendo en cuenta la evolución que está teniendo el sector eléctrico. Parece ser que la única forma de garantizar que emerja el sistema de potencia más eficiente al menor costo posible es permitirle a los recursos que están desdibujando los límites entre las diversas etapas del sector ingresar al mercado en cualquier categoría que demande el servicio que puede brindar, sin importar dónde esté localizado o de qué tipo de recurso se trata.

La propuesta de la FERC en la orden 841 es crear nuevas figuras de participación en las clasificaciones actuales de forma de considerar la naturaleza de los recursos de almacenamiento [23]. Estas nuevas figuras deben reconocer las características propias de estos sistemas, en particular, su habilidad de brindar múltiples servicios en diversas etapas del sector. De todas formas, estos nuevos modelos de participación debe procurar que no se distorsione la competencia, manteniendo a los operadores de las redes de transmisión y distribución alejados de cualquier actividad del mercado. En la próxima sección se profundizará sobre esto, analizando cómo debería ser la operación y propiedad de estos sistemas.

3.2.2 Propiedad y operación

Es deseable que los activos de almacenamiento energético sean considerados preferentemente como actores del mercado mayorista y que su actividad se lleve a cabo principalmente en el mismo, participando de los diversos mercados: el de capacidad, energía y servicios auxiliares; limitando la participación de las distribuidoras en su actividad. Sin embargo, si el almacenamiento energético se clasifica como una actividad aparte, diferente a la generación,

como propone Reino Unido, en principio distribuidores y transmisores podrían ser propietarios y operarlos, beneficiándose de los servicios que estos sistemas le pueden brindar a la red. En este caso, se debe tener cuidado que no se distorsione el mercado mayorista. El requerimiento de separación de las actividades de red de las demás cumple un papel fundamental en la defensa de la competencia. Por lo tanto, la reglamentación que se desarrolle para los sistemas de almacenamiento energético debe procurar mantenerlo.

Si se le permite a una empresa distribuidora ser propietaria de un activo de almacenamiento debe garantizarse de alguna forma que esta no lleve a cabo su actividad comercial de compra y venta de energía al sistema para que no se involucre en el mercado mayorista. Una forma en que se podría lograr esto es tercerizando la actividad comercial, de forma que no se lleve a cabo por la misma empresa. En el contrato entre la distribuidora y la empresa se deberá especificar el flujo de fondos hacia la distribuidora de forma de recuperar el capital invertido. La porción del capital que la distribuidora recupere del mercado y la porción que recupere de las tarifas debe ser determinada por el regulador puesto que se trata de una actividad monopólica.

De todas formas, esta debería ser la última alternativa. Es decir, si una distribuidora identifica la necesidad de adquirir un servicio de red o la posibilidad de aplazar una inversión instalando un sistema de almacenamiento, es deseable establecer un proceso abierto, transparente y competitivo, para que la realización de la instalación la lleve a cabo un tercero. En ese proceso se deben establecer de forma detallada los requerimientos de la distribuidora. Solo en el caso en que ninguna oferta verifique lo exigido por la distribuidora se le podría permitir que ella lleve a cabo la obra.

En el modelo que propone la FERC, los sistemas de almacenamiento serían considerados como activos a nivel de generación pero con un modelo de participación propio que les permitiría vender servicios en las múltiples etapas del sector. Por lo tanto, los operadores de la red de transmisión o distribución no podrían ser propietarios ni operar estos sistemas, pero si podrían contratar sus servicios. Igualmente, existen algunas preocupaciones frente a la provisión de múltiples servicios por parte de un sistema de almacenamiento energético [29]. Si se le permitiera a los sistemas de almacenamiento participar en el mercado mayorista a la vez que reciben una remuneración en las tarifas reguladas por los servicios que le venden a las distribuidoras, podría pasar que queden posicionados en una situación ventajosa frente a otros recursos cuyos ingresos dependan exclusivamente de dar servicios de mercado, se generen distorsiones en el mercado o se comprometa la independencia del operador del sistema. La solución que propone la FERC es modificar la acreditación de ingresos del mercado de forma que un recurso solo acredite la fracción de ingresos que espera recuperar por la prestación de servicios auxiliares. El resto, lo recuperaría en el mercado mayorista.

Otra solución que se podría implementar es el modelo que la FERC aplicó al gas natural a través de la Orden 656. En este modelo los sistemas de almacenamiento serían de propiedad privada, y el dueño de los mismos podría vender capacidad de almacenamiento a terceros. Cada uno de ellos podría usar su capacidad para el uso que quiera. Por ejemplo, una industria podría comprar parte de la capacidad para disminuir los costos de compra de energía, mientras que un operador de transmisión podría comprar otra parte de la capacidad para control de voltaje. Dependiendo de la naturaleza del servicio que se brinde con la capacidad comprada, si los costos se recuperan en el mercado o en las tarifas reguladas [49].

Considerando las diversas posturas, la mejor solución parece ser un modelo de operación y propiedad en el que los servicios de red contraten los servicios que necesitan de un proveedor externo de servicios de almacenamiento. Los servicios de transmisión y distribución deberán establecer de forma clara licitaciones competitivas para brindar un servicio de red que no discriminen por las tecnologías. Por otro lado, los oferentes que compitan por el contrato con los servicios de transmisión y distribución podrán incluir en su remuneración ingresos potenciales de servicios en el mercado mayorista, por fuera del contrato por los servicios de red. Esto le permite a los dueños de los sistemas de almacenamiento usar parte de su capacidad para dar servicios de red, mediante un contrato con las empresas de transmisión y distribución, y usar otra parte de su capacidad para competir en el mercado mayorista, respetando los servicios acordados con la compañía de red [29].

3.2.3 Estructura de los mercados

La gran mayoría de los mercados fueron diseñados en una época en que la participación de los sistemas de almacenamiento era escasa. En la medida en que la penetración de estos sistemas aumenta se vuelve necesario revisar el diseño de los mismos analizando posibles limitaciones a la participación de los sistemas de acumulación en el mercado de capacidad, en el mercado de servicios auxiliares y en el de venta de energía. Con este análisis se busca proponer medidas que aumenten la participación de estos sistemas sin crear situaciones favorables para estas tecnologías, sino eliminando condiciones adversas que impidan una inversión y operación eficiente de las mismas.

Mercado de capacidad

Los mecanismos de remuneración por capacidad han sido identificados como una fuente importante de ingresos para los sistemas de almacenamiento energético [29]. Sin embargo, su habilidad de brindar capacidad firme es aún cuestionada en numerosos países que no permiten

su participación en estos mercados. En los países que sí están abiertos a su participación, existen algunas reglamentaciones que pueden limitarla.

Una de las principales limitaciones radica en los requerimientos mínimos que se establecen en estos mercados. En general, los mecanismos de remuneración por capacidad incluyen un incentivo por rendimiento en el cual se establece el período en el que el sistema debe poder dar la capacidad que compromete. En caso de no cumplir con lo acordado se debe abonar una multa. El objetivo de este incentivo es asegurar que un recurso comprometido con un servicio de capacidad gestione el dispositivo de forma de cumplir con el servicio cuando es requerido. Normalmente, los períodos establecidos suelen ser difíciles de cumplir para los sistemas de almacenamiento, quedando estos expuestos a multas. Por ejemplo, CAISO (California Independent System Operator) requiere que cuando son solicitados los recursos deben dar su capacidad máxima por 4 horas y hacerlo por 3 días consecutivos. Para sistemas con capacidades pequeñas esto puede ser difícil de cumplir.

Por otro lado, los requerimientos mínimos son esenciales para asegurar una operación confiable del sistema, por lo que no es posible modificarlos. De todas formas, existen algunas soluciones a este problema:

- PJM propone ofrecer dos mercados con requerimientos diferentes en cuanto a la duración del servicio. De esta forma los recursos con capacidades limitadas participarían en otro mercado. La dificultad se encuentra en diseñar apropiadamente cada uno de estos mercados y sus requerimientos. El regulador debe determinar de antemano la cantidad necesaria de cada producto [29].
- Permitir que los sistemas de almacenamiento se asocien con otros recursos a la hora de hacer la oferta para cumplir con los requerimientos mínimos (esto se denomina “aggregation”). Esto ya se hace en algunos mercados como PJM [29].
- Permitir que los sistemas de acumulación bajen su capacidad para cumplir con los requerimientos de duración (se denomina “de-rate”). Este diseño es apoyado por la FERC. De esta forma, se le permitiría a un recurso de 1 MW/1 MWh ofrecer 0,25 MW en un mercado que requiera 4 horas de duración [29].

Combinar los mecanismos actuales con “de-rating” y “aggregation” parece ser la opción más factible de implementar en el corto plazo para mejorar la habilidad de los sistemas de almacenamiento energético de competir en el mercado de capacidad manteniendo la confiabilidad del sistema eléctrico.

Mercado de servicios auxiliares

Los sistemas de almacenamiento de respuesta rápida pueden brindar numerosos servicios auxiliares: control de frecuencia, soporte de voltaje, arranque en negro del sistema, entre otros. Sin embargo, se necesitan algunos avances para garantizar un desarrollo eficiente de los mismos en el mercado de servicios auxiliares.

Hasta hace poco tiempo los servicios auxiliares eran brindados por las operadoras de las líneas de transmisión. Aunque esto tiene la ventaja de requerir poca flexibilidad, control y supervisión, seguramente no sea la alternativa más eficiente, especialmente considerando una mayor penetración de recursos de energía distribuidos. Es entonces importante basarse en los mecanismos de mercado tanto como sea posible para asignar los servicios auxiliares y definir productos de mercado neutrales en cuanto a las tecnologías que reflejen las necesidades del mismo.

Uno de los aspectos que se debe revisar es la forma en que se adjudican los precios de estos mercados [5]. Con generación tradicional el precio del mercado de servicios auxiliares era el costo de oportunidad incurrido por un generador cuando retenía parte de su capacidad del mercado de venta de energía para dar un servicio auxiliar. Este costo de oportunidad es la venta de energía perdida en el mercado de energía al precio marginal del sistema. El problema de los sistemas de almacenamiento, es que si están diseñados únicamente para dar un servicio auxiliar no tienen definido un costo de oportunidad en el mercado. De esta forma, si hay suficiente almacenamiento instalado para abastecer los requerimientos del sistema, el precio del mercado colapsa a cero. Sin un mercado para cubrir sus costos de capital, los sistemas de almacenamiento no son viables, aún cuando sus costos totales sean menores que los costos marginales de oportunidad de los generadores tradicionales. Los mercados basados en costos marginales no funcionan para tecnologías cuyos costos están dominados por los costos fijos. Una solución a esto es que las transacciones se den mediante contratos con precios acordados entre las partes.

Por otro lado, dado que los mercados de servicios auxiliares fueron diseñados enfocados en la generación tradicional, puede haber algunas restricciones técnicas que limiten su participación. Por ejemplo, normalmente existen valores mínimos de capacidad o períodos específicos en los que entregar energía que pueden ser obstáculos para los sistemas de almacenamiento, en particular para los de menor tamaño. Al igual que en el mercado de capacidad, la forma más sencilla e inmediata de lidiar con estas restricciones es con “de-rating” y “aggregation”.

La definición de la provisión de regulación de frecuencia hacia arriba y hacia abajo como un único producto constituye otra barrera adicional. La regulación que un sistema de almacenamiento puede brindar depende fuertemente de su estado de carga. Esta oferta

simétrica obliga a los operadores de estos sistemas a mantener la habilidad de dar regulación en ambas direcciones impidiendo el uso de la capacidad total del dispositivo. Incluso, la separación de la regulación hacia arriba y hacia abajo en dos productos puede resultar más eficiente para el sistema en su conjunto.

La falta de incentivos por flexibilidad en los mercados de servicios auxiliares constituye también una barrera para los sistemas de almacenamiento. Normalmente se centran más en la capacidad y no remuneran por la flexibilidad de los mismos. Sin embargo, en los últimos años se pueden destacar algunos esfuerzos realizados en este sentido. Por ejemplo, la orden 755 de la FERC propone el concepto de “pago por rendimiento” [22]. Este concepto tiene en cuenta la velocidad y precisión de los servicios de regulación de frecuencia y no solo su capacidad. En la Sección 3.3.3 se profundizará sobre esta iniciativa.

Finalmente, en muchos mercados algunos servicios brindados por los sistemas de almacenamiento no se rigen por un mercado competitivo. Esto constituye una barrera para su desarrollo puesto que el impedirles acceder a una fuente adicional de ingresos disminuye su competitividad. Esto normalmente se debe a que un único generador, monopolista, puede dar el servicio completo. Al mismo se le paga por la energía brindada de forma que recupere sus costos variables.

Mercado de energía

La gran mayoría de los sistemas eléctricos están abiertos a la participación de los sistemas de acumulación en los mercados diarios de venta de energía, debido a que normalmente se clasifican como generadores y por lo tanto participarían de este mercado naturalmente. De todas formas presentan algunos desafíos por sus limitaciones en la capacidad energética y sus restricciones intertemporales.

La participación de estos sistemas en el mercado diario de energía exige modelos complejos que programen su operación de la forma más eficiente posible y respeten sus limitaciones operativas. Hoy en día existen formatos de arbitrajes mejorados que permiten operar a los sistemas de acumulación de forma más eficiente dentro de sus limitaciones operativas.

Un protocolo apropiado debería permitir que el algoritmo del mercado de compensaciones programe el consumo y la generación de energía en los períodos de mayor diferencia de precios, con algunas restricciones básicas, como que el sistema se descargue solo si antes se cargó. Una posible forma de asegurar esto en la participación de estos sistemas en el mercado es que el operador del sistema de acumulación envíe una orden de compra fuera del pico (carga), vinculada a una orden de venta en el pico (descarga). Al vincular las dos órdenes se asegura que antes de descargarse el sistema se cargó. Sin embargo no es la forma más

eficiente de operarlos. La dificultad de este procedimiento radica en estimar las horas de pico y fuera de pico. Esto se podría solucionar permitiendo que los operadores envíen más de una orden vinculada, con diferentes patrones. Si cada una de ellas se diferencia en el precio, el algoritmo ejecutará la que minimice los costos de operación. Este tipo de protocolo es el ofrecido por la European Price Coupling of Regions. Esta es una iniciativa de siete países europeos de crear una solución única, es decir, un único algoritmo para acoplar las ofertas de los actores y así calcular los precios de la electricidad a lo largo de Europa y localizar capacidad en las fronteras en una base diaria.

La FERC a través de la orden 841 le exige a cada RTO/ISO (Regional Transmission Organization/Independent System Operator) la realización de modelos nuevos de participación en el mercado diario de energía para los sistemas de acumulación que tengan los parámetros adecuados para reflejar las características físicas y operativas de estos recursos [23]. Los parámetros que la FERC sugiere deben ser agregados para que el operador independiente del sistema (ISO por sus siglas en inglés) pueda optimizar de forma más eficiente el despacho son: el estado de carga, el límite de carga superior e inferior, la tasa de carga y descarga máxima y mínima, el tiempo de carga máximo y mínimo, y el tiempo de operación máximo y mínimo.

También sugiere que a los operadores de los sistemas de acumulación se les de la posibilidad de automanejar su estado de carga y algunos otros parámetros con sus propias estrategias en el mercado. Esto le permitiría a los dueños de los sistemas de acumulación brindar múltiples servicios. De todas formas, el despacho más eficiente se logra cuando estos sistemas están en manos del operador del sistema.

La orden se aprobó en febrero de 2018 y el plazo que dio la FERC para efectuar los cambios fue de un año, por lo que recién estaría entrando en vigencia. De todas formas, en este tiempo, se han creado algunos modelos en Estados Unidos en los que se puede enmarcar la participación de los sistemas de acumulación en los mercados diarios de energía. Luego de la implementación de la orden quizás alguno sufra modificaciones. Algunos de los modelos creados son:

- CAISO: Agregó el “Non-Generator Resource (NGR)”. Se asume que tienen un rango de operación continuo entre un valor positivo y negativo de la potencia de salida, consumiendo o dando energía. Estos recursos deben dar parámetros adicionales como los límites de carga superior e inferior, el estado de carga y las eficiencias de carga y descarga.
- NYISO (New York Independent System Operator): Los sistemas de almacenamiento pueden participar del mercado de corto plazo como “Energy Limited Resources

(ELR)”. Estos actores se definen como recursos que debido a restricciones operativas, requerimientos cíclicos (como la necesidad de recargarse) o alguna otra razón no económica no pueden operar continuamente en una base diaria pero pueden al menos operar por 4 horas consecutivas en un día. Para poder ser elegible para dar energía el recurso debe ser capaz de contribuir con una inyección de 1 MW por 4 horas. No permite a estos actores regular su estado de carga, están sujetos al despacho.

- PJM: Los sistemas de almacenamiento conectados a la red de transmisión o distribución participan de los mercados de corto plazo como recursos de generación. Las centrales de bombeo pueden elegir auto programar su despacho o ser despachadas por PJM. En el segundo caso deben especificar ciertos parámetros. Para unidades de almacenamiento más pequeñas no hay parámetros específicos aún.

En la Sección 3.3.3 se profundizará sobre las exigencias e implicancias de la orden 841 de la FERC en los mercados RTO/ISO.

Finalmente, tanto la IEA-RETD (International Energy Agency’s Renewable Energy Technology Deployment) como la European Commission insisten en la necesidad de modificar el tiempo de transacción en los mercados, creando mercados que permitan a los recursos participar en tiempo más cercano al real. Esto le permite a los agentes corregir los errores en los pronósticos del tiempo y en la intermitencia de la generación renovable. Los sistemas de acumulación podrían obtener ventajas de esto, dado que se benefician de la diferencia de precio al que compran y venden la energía. Como contrapartida, modificar el tiempo de transacción en los mercados le agregaría complejidad al operador del sistema y al operador de las líneas de transmisión.

3.2.4 Valorización económica

Como se mencionó en secciones anteriores el almacenamiento energético puede brindar un amplio abanico de servicios, y muchas veces podría brindar aún más de ser capturados por los mercados. Valorizar de forma adecuada estos servicios resulta complejo, en particular cuando se tienen combinaciones de los mismos. Analizar múltiples aplicaciones presenta desafíos, sobre todo en el modelado debido a que requiere la cooptimización simultánea de múltiples servicios. Esta cooptimización simultánea es necesaria debido a que los diferentes servicios pueden competir o complementarse entre sí. Por lo tanto sumar valores de estudios individuales para cada servicio no suele ser válido.

Un primer aspecto que se debe revisar en cuanto a la valorización económica de estos recursos, es si la señal de precios resulta adecuada. Estos sistemas obtienen beneficios por las diferencias de precio a la que compran la energía y a la que la venden. Por lo tanto, se

debe intentar ir hacia transacciones en tiempos más cercanos al real para que estos recursos puedan obtener un mayor beneficio de las diferencias de precios.

Por otro lado, sería deseable que los costos marginales se calculen localmente y reflejen el nivel de congestión de la red. De esta forma se incentivaría a los recursos de almacenamiento a instalarse en lugares donde puedan aliviar la congestión de la red de transmisión, obteniendo mayores beneficios por brindar este servicio adicionalmente al arbitraje de energía.

Finalmente, existen otros servicios que en general no son capturados por el mercado pero que deberían incorporarse para una justa valorización de estos sistemas. En particular, la reducción en las restricciones operativas en la generación renovable o el aplazamiento de inversiones a nivel de distribución, podrían ser dos flujos de ingresos importantes para estos sistemas, por lo que habría que analizar cómo cuantificar estos servicios.

3.3 Análisis de PJM Interconnection

Estados Unidos no posee un único mercado eléctrico, sino que está dividido en numerosas regiones. En los estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el distrito de Columbia, el RTO/ISO es PJM Interconnection. Un RTO es una autoridad otorgada por el gobierno federal para actuar de manera neutral e independiente para coordinar el movimiento de electricidad en el mercado mayorista. PJM es el encargado de: la operación confiable del sistema eléctrico, coordinando y dirigiendo la operación de las líneas de transmisión y manteniendo el equilibrio entre oferta y demanda; de la operación eficiente y administración de los mercados eléctricos competitivos de capacidad, energía y servicios auxiliares; y de la planificación regional tanto en generación como en transmisión para asegurar la fiabilidad del sistema y evitar congestiones en la red de transmisión.

Surgió en 1927 con la unión de “Public Service Electric and Gas Company”, “Philadelphia Electric Company” y “Pennsylvania Power and Light Company”, formando la empresa Pennsylvania - New Jersey Interconecion. Su nombre actual, Pennsylvania - New Jersey - Maryland Interconnection fue adquirido en 1956 cuando se unen “Baltimore Gas and Electric Company” y “General Public Utilities”. Originalmente era una empresa verticalmente integrada encargada de despachar la generación de forma de obtener el menor costo posible. Se transforma en un ISO en 1997, tras la orden 880 de la FERC, el regulador del sistema eléctrico, que establece un mercado mayorista en el mismo, permitiendo la participación de terceros en actividades que antes eran responsabilidad de la empresa verticalmente integrada. Fue designado como RTO en 2001 por la FERC. Esta regula su actividad y aprueba sus tarifas de transmisión.

En la actualidad su estructura de mercado sigue un modelo del tipo III (ver Sección 3.1). PJM opera 132,845 km de líneas de transmisión, coordina el despacho de 1,304 generadores con una capacidad instalada de 183,604 MW y abastece una carga máxima de 165,492 MW. Administra el mercado mayorista competitivo más grande del mundo con más de 1,000 agentes participando en el mercado [29]. La población bajo su servicio es de 61 millones de habitantes (20% de la población de Estados Unidos).

PJM Interconnection fue el primer RTO/ISO en Estados Unidos en probar cómo los sistemas de almacenamiento pueden brindar servicios de regulación de frecuencia participando en un mercado competitivo. Desde el primer plan piloto en 2009, PJM ha incorporado cerca de 300 MW de sistemas de almacenamiento avanzados a su mercado. Además en estos años ha evolucionado en su regulación para permitir la participación de estos sistemas en el mercado mayorista de energía.

3.3.1 Estructura de los mercados

PJM coordina la actividad de tres mercados: el mercado de energía, el de capacidad y el de servicios auxiliares.

El mercado de energía de PJM tiene dos partes. Por un lado se encuentra el mercado del día anterior (day-ahead) con precios calculados por hora para el día siguiente. Este se liquida en base a las ofertas de los generadores teniendo en cuenta los requerimientos de reserva del sistema (day-ahead reserve market), las ofertas de demanda y las transacciones bilaterales programadas. Por otro lado se tiene el mercado a tiempo real (real time) en el que se optimiza tanto la energía como los servicios auxiliares necesarios para hacer el balance entre generación y demanda, mantener las reservas y evitar congestiones en la red de transmisión. El resultado del mercado a tiempo real es el despacho de cargas y los costos marginales locales, calculados cada 5 minutos. Estos reflejan el precio de la energía en el lugar y momento específico en que se entrega, con las condiciones de la red en ese instante. Tienen en cuenta el costo de generación pero también la congestión en la red de transmisión y los costos marginales asociados a las pérdidas.

El mercado de capacidad se encarga de mantener la cantidad suficiente de recursos como para asegurar que haya suficiente capacidad para abastecer los picos de demanda en el futuro con un cierto margen de reservas. En el 2016 PJM comenzó a implementar los pagos por rendimiento, y no solo por capacidad, en los que esencialmente se requiere que estén disponibles y sigan el despacho de PJM cuando se los requiere [29].

En cuanto al mercado de servicios auxiliares, este tiene dos señales, una más lenta diseñada para los recursos tradicionales con capacidad para corregir desviaciones por un tiempo más largo, pero con rampas más lentas, y una más rápida diseñada para los recursos

de respuesta rápida. Siguiendo la orden 755 de la FERC, el precio de liquidación tiene tres componentes en cuenta: capacidad, rendimiento y el costo de oportunidad perdido al dar un servicio de regulación [22].

3.3.2 Penetración de los sistemas de acumulación

Las tecnologías de almacenamiento que se encuentran actualmente en operación en PJM son: centrales hidroeléctricas con bombeo, baterías, volantes, vehículos eléctricos y almacenamiento térmico a nivel residencial y comercial.

La primera central hidroeléctrica de bombeo se instaló en el PJM en 1965. Hoy en día la capacidad instalada es de 5,591 MW. Además PJM despacha la central hidroeléctrica de bombeo más grande del mundo, Bath Country Pumped Storage con una capacidad de 3,003 MW [29].

En cuanto a las baterías, el primer proyecto en ser conectado a la red fue un proyecto de 1 MW de celdas de Li-ion que ofrecía servicios de regulación, instalado en 2009. AES Energy Storage era el dueño y operador del mismo. Hoy en día AES opera una batería de 2 MW/500 kWh. En 2015 entró en operación un proyecto mucho más grande, una batería de Li-ion de 31.5 MW. El proyecto, de nombre “Invenergy’s Grand Ridge”, se instaló en Illinois junto a un parque eólico de 210 MW y uno solar de 20 MW. Para el 2017, la capacidad total instalada en baterías era de 289 MW [29]. En total hay 69 baterías de Li-ion de más de 1 MW, 5 baterías de flujo de más de 1 MW y 11 de ácido-plomo de más de 1 MW [47]. Este crecimiento se debió principalmente a la implementación del pago por rendimiento en la prestación de servicios auxiliares tras la orden 755 de la FERC .

Existe un banco de volantes de 20 MW en Hazel, Pennsylvania, desde el 2013. Contiene un total de 200 volantes, cada uno capaz de girar a 16,000 RPM. La central brinda servicios de regulación.

Al conectar los vehículos eléctricos a la red, estos pueden actuar como dispositivos de almacenamiento del lado de la demanda (DSR en inglés). Podrían cargarse con electricidad fuera del pico, moviendo cargas a las horas de la noche, y podrían brindar servicios auxiliares mientras estén conectados. En 2014 un proyecto de la Universidad de Delaware y PJM reportó una ganancia de 150 USD por vehículo por mes en el mercado de regulación [29].

Finalmente, una flota de calentadores de agua controlable puede ofrecer su capacidad en los mercados del PJM como recursos DSR. En el 2010 PJM demostró que el efecto de aumentar o disminuir la carga de los calentadores es similar a aumentar o disminuir la generación por parte del operador. Para hacerlo utilizó un piloto propio. Como resultado del exitoso plan piloto se agregaron cerca de 45 MW de almacenamiento térmico para participar en el mercado de regulación [29].

3.3.3 Orden 841 FERC: recursos de almacenamiento energético en mercados RTO/ ISO

En el 2018 la FERC emitió la orden 841: “Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independant System Operators”, la cual busca eliminar barreras para la participación de los recursos de almacenamiento energético en los mercados RTO/ISO [23]. Las barreras para la participación de los sistemas de almacenamiento energético pueden surgir cuando las reglas que gobiernan su participación en los mercados están diseñadas para recursos tradicionales, limitando con sus exigencias, los servicios que las tecnologías emergentes pueden brindar. En situaciones donde esto ocurre, los recursos que son técnicamente capaces de brindar servicios se ven en desventaja para competir con recursos que ya participan de los mercados. Esto debilita la competencia en los mismos, disminuyendo la eficiencia del mercado.

En la orden 841, la FERC le exige a las RTO/ISO revisar su reglamentación de forma de establecer un modelo de participación, es decir, un conjunto de reglas del mercado, que reconociendo las características físicas y operativas de los recursos de almacenamiento energético facilite su participación en los mercados RTO/ISO. El modelo de participación debe:

- Asegurar que un recurso que utilice el modelo de participación pueda brindar todos los servicios de energía, capacidad y servicios auxiliares que es técnicamente capaz de dar en los mercados RTO/ISO.
- Tener en cuenta las características físicas y operativas de estos recursos mediante los parámetros de oferta o de alguna otra manera.
- Establecer un tamaño mínimo para la participación en los mercados que no exceda los 100 kW.

Además la orden establece que la venta de energía del mercado al recurso, que luego la vuelve a vender al mercado debe ser al precio marginal local del mercado y no, por ejemplo, al precio de un distribuidor si estuviera conectado al sistema de distribución, puesto que su actividad es parte del mercado mayorista. De todas formas, el precio si debe incluir los costos de trasmisión que se le aplican a las cargas, salvo cuando el recurso se está cargando para dar un servicio auxiliar, como la regulación de frecuencia.

En la orden la FERC no establece reglas uniformes a las cuales se deben adherir las RTO/ISO, sino que define un conjunto de requerimientos mínimos, como el tamaño de los recursos o los parámetros de oferta a tener en cuenta en los modelos, que cada RTO/ISO debe

incorporar en sus modelos de participación. Esto le permite a cada una establecer el modelo que más se ajuste a sus mercados siempre y cuando se verifiquen las exigencias mínimas. A continuación se desarrollarán los diversos requerimientos establecidos por la orden 841.

Definición

La orden 841 define un recurso de almacenamiento energético como “un recurso capaz de recibir energía eléctrica de la red y almacenarla para la posterior inyección de energía eléctrica de vuelta a la red”. Es importante definir qué recursos se enmarcarán en el nuevo modelo de participación para poder tener en cuenta las características físicas y operativas propias de estos dispositivos, en particular su capacidad bidireccional de inyectar y recibir energía de la red.

Esta definición es independiente del medio de almacenamiento, es decir, incluye tanto a baterías como a volantes, aire comprimido, centrales de bombeo, entre otras. La idea es asegurar que las reglas de mercado no se diseñen para ninguna tecnología en particular. También es independiente de su localización, ya que estén conectadas a la red de transmisión, distribución o detrás del medidor, si cumplen la definición serán consideradas como recursos de almacenamiento energético.

Por otro lado, la FERC considera que la definición no debe incluir a aquellos recursos que localizados detrás del medidor no inyectan electricidad a la red. Esto se debe a que este tipo de recursos se consideran respuesta del lado de la demanda y ya existe un modelo con reglas bien definidas para estos dispositivos.

Elegibilidad para la participación en los mercados

Para poder dar un servicio en el mercado cada recurso debe verificar los requerimientos técnicos necesarios para el servicio que desea dar, al igual que cualquier otro recurso. Cada RTO/ISO tiene un conjunto de requerimientos técnicos, operativos y de rendimiento estandarizados que un recurso debe cumplir para dar cada uno de los servicios del mercado. El objetivo de los mismos es asegurar que el servicio se brinde de forma confiable y segura. Estos requerimientos aplican a cualquier tecnología, incluyendo por tanto a los sistemas de almacenamiento energético. Quien debe determinar si un recurso es capaz o no de dar el servicio es el RTO/ISO, analizando cada caso en particular.

Uno de los requerimientos que las RTO/ISO suelen especificar es el tiempo mínimo en que un recurso debe suministrar energía. Esto suele ser un problema para los recursos de almacenamiento energético dado que suelen tener capacidades limitadas. La orden propone entonces permitirle a los sistemas de almacenamiento de-rate (disminuir) su capacidad de

forma de cumplir con los tiempos mínimos de operación. Esto permitiría asegurar que los recursos de almacenamiento sean elegibles para brindar todos los servicios que son técnicamente capaces de dar teniendo en cuenta sus características físicas y operativas, a la vez que se mantiene la calidad y seguridad de los servicios que pretenden dar. La cantidad permitida de de-rate debería basarse en la cantidad de energía que el recurso puede entregar continuamente en el mínimo período de operación exigido por la RTO/ISO. Con este mecanismo, un recurso de 10 MW/20 MWh podría ofrecer 5 MW en un mercado de capacidad que exija un tiempo mínimo de operación de 4 horas. Sin esta oportunidad de de-rate el recurso no podría participar del mercado aún cuando tiene la habilidad de brindar con seguridad 5 MW en el tiempo mínimo exigido.

Participación en los mercados

La orden 841 exige que el modelo de participación de los recursos de almacenamiento energético permita que sean despachados como generación y como demanda, teniendo en cuenta su capacidad bidireccional para inyectar y recibir energía de la red. De esta forma, los sistemas de almacenamiento pueden establecer el precio de liquidación del mercado como vendedores y como compradores, de acuerdo a lo establecido por la RTO/ISO para la forma de determinar el precio de liquidación del mercado. Por otro lado la orden requiere que:

- Los recursos usando el nuevo modelo puedan también establecer el precio en el mercado de capacidad cuando aplique.
- Las RTO/ISO deben aceptar las ofertas en el mercado mayorista para comprar energía de los recursos de almacenamiento.
- A los recursos de almacenamiento se les permite participar en los mercados RTO/ISO como “price takers” de forma consistente con las reglas existentes para recursos autoprogramados.

Esta orden busca reconocer que la participación de los recursos de almacenamiento energético en el mercado es distinta de la de otros recursos puesto que pueden ser despachados no solamente para dar energía sino para consumirla, por ejemplo, para dar un servicio de regulación de frecuencia.

Por otro lado, se debe tener cuidado que la estrategia de oferta de un recurso no permita señales contradictorias de despacho, es decir, la RTO/ISO no debe aceptar una oferta y una compra de un recurso en el mismo intervalo de tiempo. Por lo tanto, cada RTO/ISO debe tener reglas de mercado que impidan señales conflictivas en un mismo intervalo. Por ejemplo, NYISO sugiere construir una señal de precios para estos recursos que asegure que en un

intervalo el precio para vender sea mayor que el precio del recurso para comprar. Esta sería una alternativa para evitar este problema.

Características físicas y operativas

La orden 841 le exige a las RTO/ISO crear modelos de participación para los recursos de almacenamiento que incorporen parámetros de oferta propios de estos sistemas de forma de tener en cuenta sus características físicas y operativas. Esto permitirá que los mismos puedan brindar todos los servicios que son técnicamente capaces de dar y a las RTO/ISO adquirirlos de forma más eficiente. La falta de consideración de las características propias de estos recursos constituye una barrera para la participación de los mismos en los mercados, limitando la competencia y haciendo que los precios no sean los más justos y adecuados. Los parámetros que obligatoriamente se deben incluir a partir de la orden 841 son:

- Estado de carga: cantidad de energía almacenada en proporción a la máxima energía que puede ser almacenada, expresada como porcentaje. Como parámetro sería el nivel de energía que se prevé que el recurso tendrá disponible al comienzo del intervalo.
- Límite de carga superior: estado de carga que no debe ser excedido cuando el sistema recibe energía de la red.
- Límite de carga inferior: estado de carga que no debe ser sobrepasado cuando el sistema entrega energía a la red.
- Máxima tasa de carga: máximo valor de potencia (MW) que un sistema puede recibir de la red.
- Máxima tasa de descarga: máximo valor de potencia (MW) que un sistema puede entregar a la red.

Además propone algunos parámetros que pueden ser tenidos en cuenta de forma opcional por parte de las RTO/ISO, reconociendo que la estructura de cada mercado puede requerir la incorporación de parámetros adicionales a los obligatorios. Estos son: mínimo y máximo tiempo de carga, mínimo y máximo tiempo de operación, mínima tasa de carga y descarga y rampa de carga y descarga.

Para poder despachar un recurso de forma eficiente las RTO/ISO deben contar con los parámetros correctos. Para esto, cada recurso de almacenamiento que participe en el mercado deberá darle estos parámetros a las RTO/ISO tanto en el mercado del día anterior como en el mercado a tiempo real, en particular el estado de carga. Este debe monitorearse

continuamente de forma de asegurar que no se sobrepasan los límites superior e inferior. Las máximas tasas de carga y descarga pretenden tener en cuenta qué tan rápido puede un sistema de almacenamiento recibir y entregar energía a la red.

Autogestión

La orden 841 le exige a las RTO/ISO darle la opción a los recursos de almacenamiento de gestionar su estado de carga. Esto le permitirá a los sistemas de almacenamiento optimizar su operación de forma de brindar todos los servicios en el mercado mayorista que sean técnicamente capaces de dar.

En caso en que un recurso escoja autodespacharse, entonces no es responsabilidad de la RTO/ISO monitorear el estado de carga para verificar que no se sobrepasen los límites superior e inferior, siendo ahora responsabilidad del recurso. Por otro lado, los sistemas de almacenamiento que elijan gestionar su estado de carga deben estar sujetos a las mismas penalizaciones que los demás recursos por desviarse del programa de despacho. Finalmente, si el sistema brinda un servicio que requiere seguir una señal de despacho, como la regulación de frecuencia, entonces tendrá la obligación de seguir la señal por más que gestione su estado de carga.

Tamaño mínimo

El modelo de participación para los recursos de almacenamiento debe establecer un valor mínimo para la participación de estos recursos en los mercados RTO/ISO que no puede ser superior a 100 kW. Es decir, la mínima potencia exigida puede ser menor a 100 kW como en CAISO, igual como en PJM, pero no mayor. Este valor mínimo en el tamaño es tanto para el mercado de energía como para el de capacidad.

Los recursos de almacenamiento suelen ser más pequeños que los recursos tradicionales, con tamaños en el rango de 100 kW a 1 MW normalmente. Las exigencias actuales, pensadas para recursos tradicionales pueden entonces constituir una barrera para estos recursos que son técnicamente capaces de participar en estos mercados, pero con potencias en general menores.

3.3.4 Situación regulatoria en PJM

La regulación actual de PJM permite la participación de los sistemas de almacenamiento en cualquiera de los mercados, como activos a nivel de generación, siempre y cuando los recursos cumplan con los requerimientos exigidos en cada caso.

Los dispositivos de almacenamiento energético podrían participar de los mercados conectados a la red de transmisión o distribución. En caso de querer conectarse a la primera deben seguir las mismas reglas que otras tecnologías. Deben primero esperar a que PJM determine si existe o no un impacto en la fiabilidad del sistema con la incorporación, y para especificar los requerimientos de la interconexión al sistema. Si no hay inconvenientes, el recurso debe ejecutar lo previsto por PJM y puede comenzar a participar de los mercados.

Cuando un recurso de almacenamiento se encuentra detrás del medidor participa de los mercados como una demanda. Desde el 2007 los DSR participan en los mercados de energía, capacidad y servicios auxiliares a nivel de distribución en PJM. Para participar de estos mercados se exige una potencia umbral mínima de 100 kW. Por otro lado, PJM ofrece para la demanda precios sensibles que permitan a las cargas actuar como recursos despachables en el mercado de tiempo real. Hoy en día muchos recursos de almacenamiento eligen participar de los mercados como DSR porque son más simples en cuanto a los requerimientos e informes.

Actualmente, la única tecnología de almacenamiento energético que participa de todos los mercados conectada a la red de transmisión es la central hidroeléctrica de bombeo. El resto, cerca de 300 MW, que incluyen a los volantes y baterías, los cuales se caracterizan por su rápida respuesta, limitada capacidad energética y pequeñas potencias de salida, solo participan del mercado de servicios auxiliares. Sin embargo, en el marco de la orden 841 de la FERC (ver Sección 3.3.3), PJM está evaluando su regulación buscando garantizar condiciones justas para la participación de los sistemas de almacenamiento en el resto de los mercados.

Mercado de energía

Como se mencionó anteriormente, la única tecnología de almacenamiento energético presente en el mercado de energía es la central hidroeléctrica de bombeo. Con una gran penetración de generación nuclear y en base a carbón, estas centrales se usan tanto para nivelar cargas como para recortar el pico de demanda.

En su participación en el mercado pueden elegir autodespacharse o estar sujetas al despacho de PJM. En el año 2006 PJM implementó un modelo de optimización de estas centrales en el mercado del día anterior. En lugar de autodespacharse, las centrales pueden brindar algunos parámetros adicionales (eficiencia de bombeo y la altura inicial, máxima y mínima del embalse), y PJM optimiza el despacho respetando estos parámetros. Luego, en el mercado a tiempo real, las centrales siguen el plan del mercado del día anterior, con la posibilidad de hacer compensaciones a los precios del mercado a tiempo real.

El modelo de las centrales hidroeléctricas con embalse permite reducir la incertidumbre del sistema ayudando a la convergencia entre los mercados del día anterior y a tiempo real.

Mercado de capacidad

Hoy en día, solamente las centrales hidroeléctricas con bombeo y los DSR participan del mercado de capacidad. Desde el 2016, existen reglas estrictas para el rendimiento en este mercado y multas para sus incumplimientos.

En teoría cualquier tecnología de almacenamiento puede participar en este mercado. La capacidad que pueden ofrecer se mide como el valor promedio de los MWh que pueden entregar durante el pico estacional esperado, que va de 3 a 5 h de inyección continua. Como se mencionó en la Sección 3.2.3 las horas exigidas de inyección continua pueden ser un problema para algunas tecnologías de almacenamiento. Una solución que PJM permite es que no ofrezcan toda su capacidad, sino que ofrezcan menos de forma de cumplir con los requerimientos de tiempo de inyección (de-rating). Por otro lado se les permite asociarse con otras tecnologías para participar de este mercado (aggregation). En caso de no cumplir con lo acordado están sujetas a las mismas penalidades por rendimiento que las otras tecnologías.

Mercado de servicios auxiliares

La mayoría de los recursos de almacenamiento energético, incluyendo centrales PHS, volantes y baterías, participan directamente en el mercado de servicios auxiliares. De hecho PJM Interconnection es uno de los mercados más exitosos para los sistemas de almacenamiento y ha sido tomado de ejemplo en muchos otros mercados. Algunos recursos participan de este mercado pero desde detrás del medidor. PJM le paga como a los demás recursos que participan de este mercado, pero impone un límite máximo del 25% en la cantidad de servicios de regulación que pueden provenir de detrás del medidor.

Como se mencionó en la Sección 3.3.1 el mercado de servicios auxiliares tiene dos partes: un mercado de respuesta más rápida (ReD) y otro de respuesta más lenta (ReA). Las baterías participan del primero puesto que pueden seguir señales más rápidas con mayor precisión que los recursos que participan de ReA. La implementación de estas dos señales en el mercado de servicios auxiliares trajo consigo algunos problemas. La incorporación de los incentivos por rendimiento, exigidos en la orden 755 de la FERC, hizo que se invirtiera de forma significativa en ReD, puesto que las baterías pueden seguir fácilmente los requerimientos impuestos, recibiendo un multiplicador en el pago que volvía interesante la inversión. Este incentivo hizo que el precio por servicios de regulación fuera mayor al de servicios de reserva (15.72 USD/MW contra 4.88 USD/MW en 2016 [29]). A raíz de los mismos, las centrales PHS comenzaron a participar y a calificar como recursos ReD, a partir del año 2015. Esto hizo que la cantidad de recursos ReD se triplicara en un período corto. Las centrales de bombeo se autoprograman en el mercado, bajando los precios de liquidación en el mismo.

Como el servicio ReD desplaza económicamente a ReA en el mercado, comenzó a haber una disminución en la cantidad de recursos tradicionales que brindan servicios ReA. Con esta disminución, PJM comenzó a observar que era más difícil controlar el ACE (area control error: diferencia entre la programación y el despacho real de generación en un área determinada teniendo en cuenta el sesgo de la frecuencia) durante las horas de rampa y por lo tanto puso límites a la cantidad de ReD permitida durante las horas de rampa. Las medidas adoptadas por PJM bajaron las tasas de retorno lo cual frenó el crecimiento de la inversión en baterías para ReD.

PJM detectó que si bien la señal para ReD funcionaba correctamente para corregir desviaciones de corto plazo en el ACE, no era un diseño adecuado para controlar desviaciones de largo plazo. Con el sistema anterior, se les estaba enviando señales a los sistemas ReD para que hagan movimientos considerables y se les pagaba por estos servicios más que a los sistemas tradicionales, pero estos movimientos no producían un control efectivo. Además PJM se dio cuenta que la estructura de pagos incentivaba la potencia máxima a instalar y no la capacidad de energía. Esto hacía que las baterías no pudieran corregir las desviaciones por más de 10 minutos.

En enero de 2017, tras corroborar que no se estaba enviando una señal adecuada para la inversión eficiente tanto en recursos de rápida respuesta como en recursos de respuesta más lenta, PJM modificó su sistema para solucionar los inconvenientes que se generaron en el mercado. Debido a esto implementó cambios en la reglamentación del servicio de regulación de frecuencia que han disminuido el ingreso de un sistema de 20 MW/5 MWh un 85% aproximadamente, entre el 2014 y el día de hoy [47]. Este cambio refleja la pequeña escala del mercado de regulación. Si bien fue una forma de que estos sistemas se volvieran redituables y pudieran comenzar a participar de los mercados, deben empezar a buscar otras alternativas en PJM. Por ejemplo, su potencial para arbitraje de energía es mucho mayor. Pero el servicio que elijan prestar determina en gran medida el diseño de estos sistemas en cuanto a la relación potencia/capacidad. En la medida en que el marco regulatorio evolucione, probablemente los sistemas de acumulación tendrán que revisar estas relaciones de forma de mejorar su rendimiento en los diferentes mercados.

Principales desafíos regulatorios

En el año 2018, la FERC emitió la orden 841 (ver Sección 3.3.3) para remover las barreras existentes para los sistemas de almacenamiento energético, de forma que puedan participar del mercado mayorista. En esta orden se señalan los principales desafíos relacionados con los sistemas de almacenamiento, que se presentan a continuación [29].

- **Modelado:**

Los sistemas de almacenamiento energético poseen características complejas respecto a los sistemas tradicionales: pueden actuar como cargas o generadores; tienen rampas hacia arriba y hacia abajo muy rápidas; no tienen mínimo operativo; no tienen límites en la cantidad de inicios por día; tienen costos de arranque mínimos; poseen una capacidad energética limitada y su tiempo de operación depende de su estado de carga.

Los modelos de participación existentes, desarrollados para tecnologías tradicionales son inadecuados para analizar la participación de los recursos de almacenamiento en el mercado, constituyendo barreras para su desarrollo. Se necesitan nuevos modelos que reconozcan todas estas características para reflejar de forma más precisa la operación de estos sistemas en la red. Estos modelos deberían incluir parámetros como el estado de carga, límites de carga superior e inferior y las potencias de carga y descarga del sistema.

El desarrollo de estos modelos presenta desafíos en cuanto a la complejidad y al tiempo de resolución del algoritmo final. Sin embargo, en la medida en que la capacidad instalada de almacenamiento en la red aumente, estos modelos serán críticos para poder optimizar el despacho de cargas. En este sentido PJM se encuentra trabajando para abordar este problema. En particular, ya creó un modelo de participación para las centrales hidroeléctricas de bombeo que elijan estar sujetas a despacho de PJM y no autodespacharse. Este modelo podría servir de base para otras tecnologías.

- **Valorización económica:**

El principal problema que presentan los sistemas de almacenamiento para aumentar su participación en el sistema eléctrico son sus altos costos. Hoy en día, la única tecnología económicamente viable para cualquier aplicación es la central hidroeléctrica de bombeo. Otras tecnologías están bajando significativamente sus costos con el desarrollo de la industria, en particular, las baterías de Li-ion, pero todavía son soluciones caras para muchas aplicaciones.

Por lo tanto, una disminución en los precios de los sistemas de almacenamiento es crítica para el incremento de su participación en el sistema eléctrico. Pero por otro lado, también se vuelve fundamental una adecuada valoración de los beneficios que estas tecnologías brindan a la red para que recuperen sus costos y se vuelvan económicamente viables. Por ejemplo, la orden 755 de la FERC le permite a los sistemas de almacenamiento tener un flujo de ingresos más adecuado por brindar servicios a la red basado en sus características, como su rápida respuesta. De forma análoga se deben analizar otros flujos de ingresos teniendo en cuenta su posible aporte en el mercado de capacidad o energía. Flujos de ingresos más justos, que valoren las características propias de estos sistemas pueden hacer que estas tecnologías se vuelvan económicamente viables más rápido. De todas formas hay que tener cuidado de no

favorecerlas tampoco, como pasó en un comienzo en PJM con la implementación de la orden 755.

Hoy existen numerosas barreras, además de la económica, para la participación de los recursos de almacenamiento en otros mercados, que le impiden obtener otros flujos de ingresos. La orden 841 plantea revisiones a realizar para eliminar algunas de ellas. En el marco de esta nueva orden, PJM está trabajando para cambiar sus reglas de mercado de forma de permitirle a los sistemas de almacenamiento brindar todos los servicios que son capaces de ofrecer. Crear un marco regulatorio adecuado es un desafío, al cual se le suma la capacidad de reconocer adecuadamente el valor en la flexibilidad y confianza que estos sistemas le dan a la red. Este valor es incluso más significativo para los RTO/ISO si se tiene en cuenta su rol como planificador de expansiones para abastecer futuros picos de demanda, puesto que los sistemas de almacenamiento son fáciles de construir y se pueden localizar donde se necesiten, a diferencia de una central tradicional que tiene períodos de construcción largos y en general no se pueden ubicar geográficamente en cualquier sitio.

- **Tratamiento regulatorio:**

Uno de los principales desafíos regulatorios en cuanto a los sistemas de almacenamiento es cómo deben ser operados y cómo se les debe pagar cuando el servicio que brindan es disminuir las inversiones a nivel de las líneas de transmisión.

En primer lugar, se debe mencionar que la FERC permitió en la Western Grid que los sistemas de almacenamiento sean tratados como dispositivos a nivel de transmisión, con lo cual pueden recuperar sus costos a través de este servicio. El problema que se plantea es cómo deben ser tratados estos sistemas cuando no son requeridos por el operador, y quién debería operarlos. ¿Se les puede permitir participar de otros mercados recibiendo un pago por los servicios que brinden en ellos? En este caso ¿cómo deben influir estos ingresos en la evaluación de la rentabilidad del proyecto para los pagadores de tasas?

La FERC emitió una declaración en la que establece que no habría ninguna prohibición regulatoria para que un sistema de almacenamiento energético brinde múltiples servicios. PJM cree que debería probarse esto en un plan piloto antes de tomar una decisión.

3.4 La situación regulatoria en el Reino Unido

El proceso de liberación del mercado en el Reino Unido, que empezó en la década de los 90, dividió el sector eléctrico en cuatro etapas: generación, transmisión, distribución y comercialización. Esta división separó los monopolios naturales, es decir las actividades de la red (transmisión y distribución), de las áreas donde es factible introducir competencia

(generación y comercialización), buscando mejorar la eficiencia del sector eléctrico en su conjunto. Como se vio en la Sección 3.1, la forma de mejorar la eficiencia varía en las distintas etapas del sector. En las actividades de la red se debe contar con una regulación mientras que la generación y comercialización deben regirse por las reglas del mercado competitivo, con la menor intervención posible. El modelo que rige hoy en día en el Reino Unido tiene entonces las cuatro etapas bien delineadas y establece competencia plena en generación y comercialización (modelo tipo IV según Hunt -ver Sección 3.1-).

El marco regulatorio vigente al día de hoy es resultado de este proceso de liberalización. La ley central es el “Electricity Act 1989” [51]. Esta ley introdujo la liberalización del mercado. Fue luego complementada con la “Utilities Act 2000” [52] y algunos otros Energy Acts. Reconoce las cuatro etapas del sector eléctrico antes mencionadas y prohíbe la ejecución de alguna de estas actividades sin una licencia. Estas licencias permiten:

- A nivel de generación, generar electricidad con el fin de proporcionar suministro a cualquier consumidor o permitir que se proporcione un suministro.
- A nivel de transmisión, participar de la transmisión de energía eléctrica permitiendo que se proporcione un suministro. Este transporte se da a través del sistema de transmisión, el cual consiste de líneas de alta tensión y se usa para llevar la electricidad de un centro generador a una subestación (distribuidor), o directamente a un cliente final.
- A nivel de distribución, participar del transporte de energía para que se brinde un suministro a través del sistema de distribución. Este consiste de líneas de baja tensión y se usa para llevar la electricidad desde las subestaciones a los consumidores finales. No incluye la venta de energía.
- A nivel de comercialización, vender energía a los clientes conectados al sistema de distribución o a una subestación directamente, que no tengan una licencia para comprar energía directamente de algún generador.

La estructura actual del mercado británico entonces reconoce y separa las cuatro etapas convencionales del sector eléctrico, pero no reconoce el almacenamiento energético como una actividad o como activo del sector. Esto se debe a que el marco regulatorio vigente refleja los intereses y preocupaciones existentes en el momento en que se desarrolló (liberalización del mercado y promoción de la competencia donde sea posible), y fue efectivo en los objetivos propuestos. Pero cuando se elaboró el marco regulatorio no se tenía el almacenamiento energético en mente, porque las preocupaciones y necesidades del sector eléctrico en ese entonces eran otras.

Hoy en día, frente a las preocupaciones por el inminente cambio climático, la descarbonización del sector energético es parte de la política energética de la mayoría de los países. En particular, Reino Unido se comprometió a reducir sus emisiones de carbono en un 80% para el 2050 comparadas con las emisiones en 1990 [53]. Esto implica numerosos desafíos y una transformación sin precedentes en la forma en como se genera, distribuye y consume la energía eléctrica. Para lograr estas reducciones algunas de las metas que se propone el gobierno que impactan directamente en la operación del sistema son [53]:

- Para el 2030 se deben instalar entre 40 y 70 GW de nueva capacidad baja en carbono que provendrá de generación renovable y nuclear principalmente.
- Para el 2050 se prevé que la demanda de electricidad aumente entre un 30 y un 60% por la electrificación del transporte y de la calefacción.

Como se observa en las metas propuestas por el gobierno del Reino Unido, en el cambio en la matriz de generación, la generación en base a energías renovables no convencionales tiene un rol importante que cumplir junto con la generación nuclear, por lo que se espera que su participación se incremente significativamente en los próximos años. Tanto la generación eólica como la solar son autónomas por naturaleza (dependen de las condiciones meteorológicas), y prácticamente no responden a los precios del mercado. Esto introduce una variabilidad e incertidumbre importante en el sistema, volviéndose difícil de predecir el mix de generación a nivel diario. Por otro lado, la generación nuclear es rígida en cuanto a su oferta. Por lo tanto, se vuelve importante que el sistema aumente su flexibilidad para afrontar la combinación de una mayor variabilidad en la oferta por el aumento de la generación intermitente, una menor flexibilidad en la oferta por el incremento en la generación nuclear y un aumento de la demanda eléctrica.

En este contexto, el almacenamiento energético a gran escala se plantea como una solución a estos problemas al permitir desacoplar temporalmente la oferta y la demanda. Con esto permite mitigar costos asociados al refuerzo de la red y el balance del sistema. El potencial de los sistemas de almacenamiento se incrementa si además se consideran servicios adicionales como el de reservas operativas en caso de fallas y el de regulación de frecuencia. Sin embargo, debido a la inmadurez comercial de la mayoría de las tecnologías de almacenamiento, con altos costos y pocos proyectos en operación, existen grandes incertidumbres (económicas, regulatorias, en su operación, en su funcionalidad, entre otras) que generan desconfianza en los inversores, limitando su desarrollo. Buscando mitigar estas incertidumbres UK Power Network llevó a cabo una serie de proyectos.

El primer proyecto de UK Power Network fue un sistema de almacenamiento de pequeña escala en Hemsby construido para demostrar los servicios que el almacenamiento energético

podía brindarle a la red. Si bien no resolvió los numerosos desafíos que los sistemas de almacenamiento presentan, demostró la viabilidad técnica de estos sistemas y dio lugar a un segundo proyecto, el Smarter Network Storage (SNS). El mismo fue desarrollado entre el 2013 y el 2016 con el propósito de estudiar a fondo las barreras regulatorias y las oportunidades de negocio de estos sistemas a gran escala.

En el marco de este proyecto se instaló una batería de Li-ion avanzada de 6 MW/7.5 MVA/10 MWh en una subestación de Leighton Buzzard de 33/11 kV. Esta subestación tenía 2 transformadores de 38 MVA, cada uno alimentado por una línea de 33 kV, con 35 MVA de utilización en invierno. Los estudios de proyección de la demanda revelaban la necesidad de reforzar la subestación con la instalación de algún otro transformador y algunas otras líneas subterráneas (aproximadamente 20 km) [53]. Por más que con esto se resolvía el problema, requería que se determinara con una anticipación de 4 años e iba a estar inutilizado la mayoría del tiempo. Este sitio era entonces ideal para la instalación de la batería de análisis del proyecto puesto que llevó dos años en instalarse y permitió diferir las inversiones en distribución, probando uno de los posibles usos de los sistemas de almacenamiento en la red. La batería fue diseñada para dar el servicio de “peak-shaving” por 1.5 horas como prioridad, dando soporte a la red en los picos de invierno, y cuando no era requerida para este servicio se la aprovechó para otros usos.

Este proyecto dejó múltiples enseñanzas en cuanto al desarrollo de las baterías tanto a nivel comercial como regulatorio. En particular, identificó ciertos elementos del marco legal y regulatorio vigente en el Reino Unido que afectan el desarrollo de los sistemas de acumulación. Entre ellos se encuentran:

- La falta de clasificación de estos activos y su tratamiento como activos a nivel de generación por defecto.
- Los requerimientos de separación entre las cuatro etapas del sector agregan incertidumbre puesto que estos activos pueden brindar múltiples servicios en más de una etapa.
- Si se siguen considerando como activos a nivel de generación, los mínimos definidos del negocio imponen una restricción al desarrollo de estos por parte de las operadoras de la red de distribución.
- La aplicación y operación de estos sistemas por parte de las distribuidoras se ve afectada por la necesidad de asegurar que no alteran la competencia a nivel de generación y comercialización.
- No está claro el valor asignado a estos sistemas cuando brindan múltiples servicios.

Si bien todavía no existe un marco regulatorio que incluya al almacenamiento energético como actividad, se está trabajando en el mismo. A lo largo de este capítulo se analizarán los diversos problemas mencionados y posibles soluciones a los mismos basados en el informe 9.5 del proyecto Smarter Network Storage [8].

3.4.1 Clasificación

En ausencia de una estructura de mercado que incluya el almacenamiento energético como actividad, en UK se ha tratado a estos sistemas como activos a nivel de generación. Las centrales hidroeléctricas de bombeo de gran escala como las que se encuentran en Ffestiniog y Dinorwig tienen licencias para generación, mientras que los sistemas de pequeña escala califican como excepciones a la necesidad de tener una licencia de generación. Estas excepciones se habilitan para generadores con potencias menores a 10 MW [8].

Este tratamiento por defecto de las centrales PHS como sistemas de generación es más bien un accidente histórico que una elección deliberada. Como estos sistemas pueden competir con generación tradicional para la provisión de energía o servicios de balance a la red, lo más sencillo era incluirlos como activos a nivel de generación. Esto puede no ser un problema para los sistemas de gran escala, pero si puede serlo para los de pequeña que tienen aplicaciones distintas, usándose en general para dar servicios a la red. Por ejemplo, la clasificación como activos de generación impone restricciones a la operación y propiedad de estos sistemas por parte de las distribuidoras que pueden obtener beneficios de los mismos. Si bien pueden acceder a estos sistemas usando la excepción a la licencia de generación (para pequeños generadores), están limitados por las restricciones en la licencia de distribución, que establece que los ingresos de la distribuidora por negocios ajenos a la distribución (como pequeña generación) no pueden exceder el 2.5% de sus ingresos [8].

A pesar de que los sistemas de almacenamiento energético comparten algunas características con los generadores, se diferencian en muchas otras, por ejemplo, consumen más energía de lo que generan por la eficiencia global del sistema. Las interconexiones internacionales o los dispositivos de respuesta del lado de la demanda también comparten características con los sistemas de generación, y sin embargo no están incluidos en el régimen de licencias de la generación. El “Electricity Act 1989” establece una licencia propia para las interconexiones y considera que la respuesta del lado de la demanda no debe ser una actividad con licencia [51]. Por lo tanto, la postura en UK es que formalizar a los sistemas de acumulación como activos a nivel de generación no sería lo más adecuado. Sería una definición insatisfactoria de estos sistemas, que no se adecúa a la naturaleza de los mismos y no refleja sus características. Se debería reconocer que estos sistemas son diferentes a los sistemas de generación. Como se mencionó anteriormente, la clasificación como activos de generación surgió como una

solución sencilla para sistemas de almacenamiento de gran escala, sin tener en cuenta un desarrollo masivo de las tecnologías de almacenamiento ni la gran variedad de tecnologías que existen, cada una con sus propias características y aplicaciones.

Por lo tanto, debido a su naturaleza, los dispositivos de almacenamiento energético deberían clasificarse como activos en una nueva categoría propia. La definición de esta categoría debería ser lo más amplia posible de forma de reconocer la gran diversidad de tecnologías que existen y debería tener en mente una mayor penetración de estas tecnologías en un futuro. Además se debe decidir si su actividad debe requerir o no una licencia. Si se considerara que no necesita una licencia, se corren algunos riesgos desde el punto de vista regulatorio, debido a que no habría forma de exigirles requerimientos u obligaciones en su operación en el mercado. Esto podría convertirse en un problema en los casos en que las distribuidoras tengan sistemas de almacenamiento porque se podrían crear subsidios cruzados y barreras de entrada y salida a la red, discriminando algunos sistemas frente a otros. De esta forma, lo recomendable sería clasificar al almacenamiento energético como una nueva actividad con una licencia asociada. Esto permitiría:

- Distinguir el almacenamiento energético de la generación, permitiendo, entre otras cosas que los operadores de los sistemas de distribución puedan tener sistemas de almacenamiento propio. Para esto, se les debe permitir a las empresas que tengan una licencia para distribución tener una licencia para almacenamiento también, pero se debe mantener la prohibición de tener una licencia para generación o comercialización.
- Establecer con claridad cómo debe ser la operación y quiénes pueden tener propiedad de estos sistemas en los mercados.
- Establecer una regulación adecuada en los casos en que operadoras de la red de distribución accedan a estos sistemas de forma de garantizar que no haya subsidios cruzados ni barreras de entrada y salida a la red.
- Distinguir los usos vinculados con los operadores de la red de distribución de los que no están relacionados con ellos, estableciendo reglas diferentes en cada caso, para no cargar con regulaciones innecesarias a los segundos, y si ser más exigentes con los primeros.

En esta nueva regulación sería recomendable que existiera un límite por debajo del cual no se requiera una licencia para almacenamiento. Esto sería para no perjudicar a aquellos sistemas pequeños que hasta el momento estaban exentos de la licencia de generación. Esto aplicaría solo a proyectos externos a las distribuidoras.

Como un cambio en el marco regulatorio genera incertidumbres para quienes están desarrollando proyectos al momento del cambio, es recomendable que exista un período de transición en el que quien desarrolle el proyecto pueda elegir entre el marco regulatorio actual o el nuevo a aplicarse. Además una vez implementado, la implementación no debería ser retroactiva a proyectos ya existentes, aunque se les debe dar la oportunidad de cambiarse a la nueva clasificación si así lo desean.

3.4.2 Operación y Propiedad

Marco regulatorio actual

El proceso de liberación de los mercados no solo separó las distintas etapas del sector eléctrico, sino que impuso restricciones a la operación y propiedad de las diferentes actividades para cada uno de los niveles. En particular, separó las actividades monopólicas de las demás, prohibiendo que un operador de activos de la red tenga actividades en los sectores de generación o comercialización. Esto se hizo para defender la competencia en estos sectores.

A nivel de la Unión Europea, el “Third Energy Package”, una ley para el mercado interno de gas y electricidad que busca abrir estos mercados en el interior de la Unión Europea, establece la separación de las actividades de la red de aquellas en que es viable la competencia. En la misma se propone que de no existir una separación efectiva entre estas actividades se corre un riesgo de discriminación en la operación de la red y en los incentivos para las empresas verticalmente integradas a invertir adecuadamente en la red. El sistema del Reino Unido incorpora esta ley en el “Electricity Act 1989” estableciendo [51]:

- En la sección 7 de la ley que la licencia de transmisión prohíbe al titular de la misma llevar a cabo actividades que requieran otra licencia. Esto es reiterado en la “Standard Condition B6” que le prohíbe al titular de una licencia de transmisión tener cualquier negocio o llevar a cabo cualquier actividad que no sea la de la transmisión de energía. Esto en particular elimina la posibilidad de que un TSO (Transmission System Operator) se involucre en actividades de generación o comercialización que como excepción no requieren licencia (pequeña generación por ejemplo).
- Para distribución la prohibición para cualquier entidad titular de una licencia de distribución tener también una licencia de generación o comercialización (sección 6 de la ley). En el caso en que el negocio de distribución pertenezca a una empresa verticalmente integrada, la “Standard Condition 42 and 43” requiere independencia en la gestión y operación del sistema, impidiendo que otras actividades con licencias presentes en la empresa accedan a la información confidencial de la distribución.

Como los dispositivos de almacenamiento energético se clasifican por defecto como activos a nivel de generación, estos requerimientos prohíben que los TSOs y DSOs (Distribution System Operators) sean dueños de los sistemas de almacenamiento que requieran una licencia a nivel de generación. Esto impide que se desarrollen cantidades cuantificables de almacenamiento por parte de los operadores de la red como alternativa a inversiones convencionales o para brindar servicios a la red.

Sin embargo, existen algunos activos de generación que no requieren licencia por su tamaño, aquellos cuya potencia de salida al sistema es menor a 10 MW [8]. Esta excepción al requerimiento de licencia a nivel de generación permite el desarrollo de proyectos de almacenamiento energético de pequeño porte por parte de las distribuidoras, siempre y cuando los flujos de energía de estos sistemas en el mercado de energía y servicios auxiliares no sean manejados por la distribuidora (por la “Standard Condition 42 and 43”). Esta actividad debe estar tercerizada. En cambio, los TSOs no pueden utilizar esta excepción porque la “Standard Condition B6” les prohíbe realizar actividades por fuera de la transmisión. De todas formas, las distribuidoras tienen un límite en las actividades que pueden realizar fuera de la distribución de energía, dado que:

- Los ingresos por actividades que no sean la distribución no pueden superar el 2.5% del total de sus ingresos.
- Las inversiones en actividades que no sean la distribución no pueden superar el 2.5% del capital del titular de la licencia, sus primas y sus reservas consolidadas.

Por lo tanto, el marco regulatorio actual limita el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento energético por parte de las distribuidoras al clasificarlas como activos a nivel de generación, lo cual es inadecuado como se vio en la Sección 3.4.1. En la medida en que se siga descarbonizando el sector energético y se necesite mayor flexibilidad en el sistema, para las distribuidoras se volverá fundamental poder contar con los servicios que los sistemas de almacenamiento pueden brindar. Por lo tanto, se debe buscar eliminar las barreras regulatorias actuales que limitan su desarrollo.

Por otro lado, preocupa el impacto que los sistemas de almacenamiento energético puedan tener en la competencia si se les permite a las distribuidoras participar de los mismos. Para su funcionamiento, los sistemas de almacenamiento energético requieren flujos de energía desde la red o un centro generador hacia el sistema, para poder luego descargarse para brindar un servicio auxiliar o para participar del mercado mayorista, proporcionando un flujo de energía desde el sistema hacia la red. Las distribuidoras deben entonces medir los flujos contabilizando energía vendida o comprada de la red según si el sistema se descarga o se carga respectivamente. Pero si el DNO se involucra directamente en la actividad comercial de los

sistemas de almacenamiento se puede generar un problema puesto que estaría participando en el mercado, pudiendo distorsionar la actividad en el mercado mayorista. Por lo tanto, se debe tener cuidado porque si el DNO participa de la actividad comercial al intervenir en la inyección y extracción de energía de estos sistemas, es probable que se generen distorsiones en el mercado de generación y comercialización, debilitando la competencia.

Lo expuesto anteriormente hace necesaria la realización de un contrato entre el DNO y un tercero para la gestión de los flujos de energía de los sistemas de almacenamiento cuando estos son utilizados para brindar servicios a la red. El objetivo de estos contratos es evitar la potencial distorsión en la competencia y asegurar que la compra y venta de energía se haga de forma transparente, siguiendo las reglas del mercado, sin barreras de entrada y salida para los diversos actores. La entidad tercerizada encargada de los flujos de energía podría pertenecer a la misma empresa que tiene el negocio de distribución siempre que las dos actividades estén bien separadas en la forma legal, contable y en sus operaciones, con los límites claros. En principio se pueden pensar en dos tipos de relaciones contractuales entre el DNO y la empresa tercerizada encargada de la gestión de los flujos de energía:

- La propiedad de los activos de almacenamiento es del DNO y la empresa se encarga de la actividad comercial. En este caso debe haber un flujo de activos desde la empresa al DNO para la recuperación del capital, que debe ser acordado en el contrato.
- La empresa tercerizada es propietaria y se encarga de la operación de los activos de almacenamiento. En este caso el flujo monetario sería desde el DNO a la empresa por la prestación de servicios de red (en caso que corresponda).

Finalmente, como no está contemplada su actividad en el marco regulatorio actual, tampoco está determinada cómo debe ser la asignación de pagos a los sistemas de almacenamiento por los servicios que prestan.

Cuando un DNO debe reemplazar o reforzar su infraestructura con activos convencionales, lo que se hace es auditar la inversión comparándola con valores esperados eficientes para el tipo de activo en el que se invierte. En base a esto se calcula un costo eficiente que formará parte del ingreso base del DNO y del valor de los activos reglamentario. Para el caso de activos de almacenamiento, el tratamiento de sus inversiones como alternativa a las convencionales no es claro.

Hoy en día, si un DNO decide invertir en un sistema de almacenamiento de pequeña escala, usando la excepción de la licencia en generación, seguramente exceda su asignación de capital, pero también percibirá ingresos por la actividad comercial del sistema (siempre por debajo del 2.5% de los ingresos totales por las restricciones impuestas por la licencia de distribución). Tanto los costos de capital como los ingresos deben ser presentados al

regulador, y en caso de que la actividad comercial esté tercerizada los ingresos provenientes de esta empresa también deben declararse, de forma de que el regulador pueda hacer un benchmarking con proyectos similares una vez que se desarrolle una mayor cantidad de proyectos, para determinar luego un “costo eficiente esperado” como se hace en el caso de infraestructura convencional.

Modelo propuesto a implementar

El requerimiento de separación entre las actividades que constituyen monopolios naturales y las actividades competitivas cumple un papel fundamental en la defensa de la competencia en el mercado mayorista. Por lo tanto, las soluciones que se busquen para los sistemas de almacenamiento energético deben procurar mantenerlo.

Como se vio hace un momento, el marco regulatorio actual en UK impone restricciones en el desarrollo de los sistemas de almacenamiento por parte de los DNOs para dar servicios de red. Una solución a este problema, compatible con la separación de las actividades de la red de las restantes, sería definir el almacenamiento energético como una nueva categoría, con una licencia aparte, que lo distinga de la generación y comercialización, estableciendo claramente las diferencias entre las actividades (ver Sección 3.4.1). El contar con una licencia diferente permite, en particular, establecer un marco adecuado con la regulación necesaria para la utilización de estos sistemas para brindar servicios de red por los DNOs, asegurando que no se distorsione la competencia, evitando subsidios cruzados y barreras de entrada y salida.

De todas formas, como se vio en la Sección 3.2.2, es deseable que los activos de almacenamiento energético sean considerados principalmente como activos del mercado y que su actividad se lleve a cabo en el mismo, limitando la participación de las distribuidoras en su actividad, para distorsionar en la menor medida posible la competencia. Por otro lado, teniendo en cuenta el crecimiento de las energías renovables que exigen mayor flexibilidad en la red, adquirir sistemas de almacenamiento energético para la prestación de servicios de red puede volverse importante para las DNO. Si se les va a permitir a las distribuidoras adquirir activos de almacenamiento, sería recomendable hacer algunas modificaciones en la licencia de distribución, de forma de garantizar que un distribuidor solo lo adquiera si es la solución más efectiva en cuanto a costos para brindar el servicio deseado, y que el proceso de adquisición sea abierto y transparente, sin discriminación.

Lo recomendable sería que en casos donde la distribuidora identifique la necesidad de reforzar la red o de adquirir algún servicio, y existen soluciones alternativas a las tradicionales, como puede ser el almacenamiento energético, que verifiquen de forma confiable los requerimientos de la distribuidora, la licencia de distribución debería exigirle a

la distribuidora que en primer lugar intente buscar soluciones por medios competitivos, de forma que el servicio sea brindado por un tercero siempre que sea posible. De todas formas, la licencia de distribución debería permitir que si del proceso competitivo surge que ninguna de las ofertas resulta aceptable (por costos, requerimientos, etc.) entonces la distribuidora pueda adquirir el activo de almacenamiento de forma de satisfacer sus necesidades. Pero esta debería ser la última alternativa.

En el caso en que el servicio de red sea brindado por un tercero (asignado por un proceso competitivo), los requerimientos del activo por parte de la distribuidora deben especificarse mediante un contrato entre las partes, siendo este un paso fundamental para que el sistema funcione correctamente. Para los casos en los que el DNO adquiere un activo de almacenamiento, debe exigirse la contratación de un tercero para llevar a cabo la actividad comercial del sistema en el mercado, relacionada con su operación, para que entonces la distribuidora no interfiera en las actividades del mercado mayorista. En el contrato deberá especificarse el flujo de fondos hacia la distribuidora para la recuperación del capital invertido. La determinación del pago al DNO debe hacerla el regulador, puesto que la distribución es una actividad regulada, y la porción de las tarifas a los usuarios finales asociada a la distribución es determinada por el regulador. Existen dos opciones extremistas:

- 1) Se proporciona el subsidio completo del capital a la distribuidora mediante la tarifa regulada a los usuarios. En este caso, el beneficio adicional por la participación del sistema de almacenamiento en el mercado mayorista debe ser trasladado a los usuarios como un descuento en la tarifa y el DNO no recibe nada del contrato con la empresa tercerizada que lleve a cabo la actividad comercial.
- 2) Mediante la tarifa regulada a los usuarios solamente se le asigna una porción del capital al DNO, que puede ser el valor asignado a una solución convencional eficiente. Luego, la distribuidora deberá recuperar la diferencia mediante la actividad del sistema en el mercado y deberá acordar ese pago en el contrato con la empresa tercerizada que lleve a cabo la actividad comercial. Este caso presenta un mayor incentivo a usar el activo de almacenamiento de forma eficiente.

Se puede también tomar posiciones intermedias. Para determinar qué proporción del capital es asignada al DNO mediante la tarifa regulada se debe hacer un análisis del negocio del sistema de almacenamiento, considerando los diversos servicios que puede brindar, las distintas tecnologías existentes y sus costos. Incluso se podrían tener en cuenta los “beneficios sociales” de estos sistemas que muchas veces no tienen asociado un precio, como puede ser la disminución en los costos por restricciones operativas en la generación renovable, el desplazamiento de generación hacia el pico o la reducción en las emisiones de carbono.

Es recomendable que el DNO solo recupere una porción del capital a través de las tarifas para promover un uso eficiente del sistema.

3.4.3 Participación en los mercados

Como se vio en el Capítulo 1 los sistemas de almacenamiento energético pueden brindar múltiples servicios a la red. Hoy en día, debido a que sus costos son todavía altos, para que estos sistemas sean económicamente viables deben tener flujos de ingresos por la provisión de los diversos servicios que pueden dar en los distintos mercados: el de venta de energía, el de capacidad y el de servicios auxiliares.

Como se explicó en la Sección 3.1 en cualquiera de ellos existen dos tipos de mercado, uno a tiempo real o spot y otro por contratos. Los contratos son herramientas financieras que se utilizan para mitigar los riesgos asociados al mercado spot. Si los sistemas de almacenamiento pudieran acceder a contratos ya sea por servicios auxiliares o por capacidad, podrían mejorar sus flujos de ingresos, mitigando los riesgos económicos asociados a los altos costos y a la inmadurez comercial. Esto implica un desafío para el operador del sistema a la hora de planificar los requerimientos de cada uno de estos servicios, en cuanto a la cantidad necesaria y a las características técnicas del mismo.

A continuación se analizarán las oportunidades de participación de los sistemas de almacenamiento en los mercados del Reino Unido. Al hacerlo, se prestará especial atención a los aspectos que podrían constituir desafíos para su desarrollo.

Mercado de energía

Un dispositivo de almacenamiento energético puede comprar y vender energía en el mercado mayorista y aprovechar la diferencia de precios en el mercado spot para vender a un mayor precio del que compra obteniendo una ganancia en el proceso.

En la Sección 3.2.3 se vio que el mayor desafío frente a la participación de los sistemas de almacenamiento en el mercado de energía se encuentra en el diseño de un modelo que programe su operación de forma eficiente, teniendo en cuenta sus características físicas y operativas. Estos recursos requieren modelos en general complejos, con discretizaciones temporales lo más pequeñas posibles, agregándole complejidad al operador del sistema.

Mercado de capacidad

Los sistemas de almacenamiento energético podrían competir en el mercado de capacidad para dar energía rápidamente ante contingencias (Short-Time Operating Reserve). Hoy en

día en el Reino Unido este servicio es brindado por turbinas de gas de ciclo abierto. A las mismas se les paga una cuota por estar disponibles y luego por energía entregada.

En los requerimientos de este mercado se exige una duración determinada en el seguimiento de la carga cuando los sistemas son llamados por el operador. Estas duraciones pueden significar un riesgo para los sistemas de almacenamiento dependiendo de su capacidad, quedando muchas veces expuestos a penalidades [41]. Como se vio en la Sección 3.2.3 existen diversas propuestas para solucionar este problema manteniendo la confiabilidad de la red. Las más sencillas de implementar parecen ser las medidas de “aggregation” y “de-rating”.

Mercado de servicios auxiliares

Los dispositivos de almacenamiento energético son particularmente adecuados para brindar servicios auxiliares a los operadores de la red de transmisión y distribución. A continuación se mencionan algunos de los servicios que puede brindar en el Reino Unido.

- “Peak-Shaving”.

En UK el consumo de pico se da normalmente en las primeras horas de la noche y solo ocurre por una fracción de las horas del día. Sin embargo, el sistema de transmisión y distribución así como la generación deben diseñarse para poder satisfacer estos consumos, aunque la mayoría del tiempo no se use. Esto implica grandes costos en infraestructura que normalmente no se utiliza. Una forma de disminuir el pico de consumo (y por lo tanto también la inversión necesaria) es suministrando energía localmente con almacenamiento energético o generación distribuida. Para poder valorar correctamente este servicio se debe calcular el costo evitado en inversiones tradicionales.

- “Firm Frequency Response”.

Este servicio consiste en regular la frecuencia para mantenerla dentro de los rangos establecidos por la regulación (50 ± 0.5 Hz en el Reino Unido) o para llevarla a ese valor luego de una contingencia. Para dar este servicio los sistemas de almacenamiento pueden dar o tomar energía de la red. Normalmente este servicio se administra en el mercado y se pagan cuotas por disponibilidad y por energía entregada al precio spot.

En algunos sistemas la especificación de este servicio requiere que sea entregado continuamente y esto constituye una barrera para los sistemas de almacenamiento energético puesto que una vez dado el servicio debe volver a recuperar su estado de carga para poder darlo nuevamente. Esta es una característica importante que los distingue de los generadores.

En el Reino Unido existen dos variantes de este servicio: dinámico, en el que la potencia entregada depende directamente de la frecuencia de la red, y estático en el que la potencia del sistema está predeterminada y se entrega en su totalidad siguiendo una desviación de frecuencia determinada.

- “Enhanced Frequency Response”.

Recientemente la National Grid (operador del sistema) creó este servicio de regulación rápida de frecuencia, que exige tiempos de respuesta de un segundo o menos. El mismo está pensado para baterías, buscando promover el desarrollo de estas tecnologías.

Diseño y programación de un sistema de almacenamiento

El diseño de un sistema de almacenamiento energético depende en gran medida de los servicios que brindará, tanto en tamaño como en el tipo de tecnología a utilizar. Los servicios auxiliares por ejemplo requieren potencias altas y capacidades menores, mientras que los de capacidad requieren mayores capacidades para entregar energía por más tiempo al sistema. Por otro lado, el costo del sistema de almacenamiento depende en gran medida de la relación MW/MWh. Por lo tanto, el diseño de un sistema de almacenamiento consiste en hacer un compromiso entre esta relación, los servicios a brindar y los pagos que se percibirán, de forma que el sistema sea redituable. En el mismo se debe intentar restringir lo menos posible futuros usos del sistema, puesto que no es eficiente diseñar para un único uso actual dado que se desconoce la evolución que tendrá la demanda y la oferta de ese servicio.

En cuanto a la programación de la operación del sistema, cualquiera sea el mercado en el que el sistema de almacenamiento energético participe, para poder brindar el servicio que se requiera en cada caso, el dispositivo debe tener la energía y potencia suficiente como para darlo. En caso que no cuente con ellas y el sistema tenga un contrato por el servicio quedará expuesto a penalidades. Por lo tanto, es importante tener en cuenta los requerimientos para la prestación de un servicio contratado a la hora de programar la operación de un sistema de almacenamiento. Un posible método para la ejecución de la autoprogramación de forma de evitar penalizaciones podría ser el siguiente [26]:

- 1) Si se tiene un contrato con una distribuidora por un servicio como peak-shaving, se le debe dar prioridad. Es decir, el operador del sistema de almacenamiento debe asegurarse de tener la energía acordada a entregar en el momento y durante el tiempo acordado, por ejemplo en el pico de consumo. Para asegurarse disponer de esta energía se debe estimar en qué momento va a ser requerido el sistema por el contrato y cuánta energía se debe reservar. Por ejemplo, en el caso del peak-shaving, se deben identificar períodos

de demanda alta. Para ello se deben usar pronósticos de la demanda. A partir de los mismos se identifican períodos donde la demanda es superior a la capacidad instalada y la duración de los mismos; y se calcula la potencia necesaria y la energía que se debe reservar.

- 2) Una vez establecida la potencia y la energía a reservar para cumplir con el contrato, y el momento en el cual se dedicará el dispositivo a la provisión del servicio contratado, queda determinado el período en el cual el dispositivo queda “libre” para ser utilizado con otros fines. Luego se pueden ir agregando cada uno de los servicios de a uno, especificando la potencia necesaria, la energía, el tiempo y la duración del servicio, así como el tiempo de entrega (por ejemplo un servicio puede requerir que el dispositivo esté disponible 3 horas pero solo convocarlo a entregar su energía por media hora). Al agregar cada servicio se debe comprobar que este verifique con los requerimientos de los servicios contratados, es decir, que devuelva el sistema de almacenamiento en el tiempo correcto con el estado de carga adecuado.
- 3) Establecidas las potencias y energías en función del tiempo para cada servicio se deben estimar las ganancias y los costos, de forma de maximizar el beneficio de la operación del sistema.

3.4.4 Impacto incentivos para generación baja en carbono

Actualmente existen en el Reino Unido una serie de medidas empleadas para incentivar el desarrollo de generación baja en carbono, de forma de disminuir las emisiones de CO₂ del sector energético y así cumplir las metas propuestas al 2050. Estas medidas son: “Climate Change Levy”, “Renewable Obligation”, “Contract for Difference Feed-in Tariff” y “Small-Scale Feed-in Tariff”.

En cualquiera de ellas pueden haber cargos adicionales a los sistemas de almacenamiento si se considera la energía consumida por ellos como energía final. De todas formas este problema puede solucionarse de forma sencilla si se aclara que la inyección de energía de la red hacia los sistemas de almacenamiento no se clasifica como un uso final a los efectos de los incentivos asociados a la descarbonización. Esto refuerza la idea que un consumo final se refiere al punto final de consumo, reconociendo que la energía que se inyecta a un sistema de acumulación no es consumida ahí, sino que es un punto de “descanso” intermedio, en el camino entre la generación y el consumo. En el caso de almacenamiento detrás del medidor lo anterior no aplica, porque la energía que toma de la red es para consumirse en ese mismo punto. En este caso si hay que considerar la inyección de energía al sistema como un consumo final. A continuación se discuten las repercusiones de cada medida en detalle.

- “Climate Change Levy”

Se trata de un impuesto con el que se carga al consumo final de energía eléctrica a nivel comercial e industrial (residencial no) desde abril del 2001. El problema que se plantea en este caso es que si un comercio o industria adquiere un sistema de acumulación, y los flujos de energía hacia el sistema son considerados como consumos finales, entonces estarán gravados con este impuesto. Esto hace que el precio de recargar la batería será mayor, haciendo quizás que el negocio no sea rentable.

- “Renewable Obligation”

Esta medida obliga a cualquier proveedor de electricidad que tenga licencia a cubrir cierta proporción de su suministro con Renewable Obligation Certificates (ROCs) o pagar una multa en caso de no cumplirlo. Estos certificados son otorgados a los generadores de electricidad a partir de fuentes renovables dependiendo de la cantidad de energía que producen y de la cantidad de ROCs/MWh que se atribuyen a ese tipo de generación. Los proveedores luego pueden comprarle a los generadores los ROCs o pagar la multa en caso de no hacerlo.

De forma similar a lo que ocurría con el “Climate Change Levy” aparece una barrera para los sistemas de almacenamiento si el flujo de energía hacia el sistema se considera una energía final. La cantidad de ROCs que un proveedor debe adquirir depende del consumo final total medido. Si los flujos de energía hacia un sistema de almacenamiento se consideran como consumos finales, entonces la cantidad de energía del proveedor aumentará y los ROCs que debe adquirir también. Además, se estaría contando doble la energía de los sistemas de almacenamiento de alguna forma, porque se consideraría la energía cuando entra al sistema, y también la energía que sale del mismo a la red y es luego usada para algún consumo final. Este costo adicional se traduce en un costo de transacción o un desincentivo a comercializar con sistemas de almacenamiento.

- “Feed-in Tariff”

En el caso del “Contract for Difference” los generadores reciben un pago igual a la diferencia entre un índice de precios del mercado de referencia y el precio acordado en el contrato. El pago a los generadores es aportado por los comercializadores de energía en proporción a la cantidad total de energía suministrada en el período en consideración. En el “Small-Scale” los generadores reciben un pago por la electricidad que generan. Este pago lo realiza una empresa comercializadora con licencia. Para compensar a los proveedores que tienen más generadores en este régimen existe un fondo de nivelación. Aquellos proveedores con pagos por unidad de energía suministrada menores a la media tienen que aportar al

fondo, mientras lo que tienen pagos por encima de la misma reciben apoyo del fondo. En cualquiera de los dos casos, si la energía demandada por un sistema de almacenamiento se considera como energía final, el aporte de la empresa comercializadora al “Feed-in Tariff” aumentará. Como en el caso de la “Renewable Obligation”, esto crea un costo adicional que se traduce en un costo de transacción o un desincentivo a comercializar con sistemas de almacenamiento. A la larga, termina siendo un costo adicional para la carga de los sistemas de almacenamiento, impuesto por las empresas comercializadoras, para absorber los costos en los que incurren por su presencia.

3.5 El mercado eléctrico uruguayo

3.5.1 Estructura del mercado

Hasta la implementación de la Ley 16,832 del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico, el sector eléctrico de Uruguay obedecía un modelo del tipo I (ver Sección 3.1), con la generación, transmisión, distribución y comercialización en una sola empresa verticalmente integrada: UTE. UTE tenía acceso a generación de la región, principalmente por la interconexión con Argentina, y a la generación de Salto Grande. Esta central hidroeléctrica binacional no depende de UTE. Funciona como empresa independiente gobernada por un administrador compartido. La parte uruguaya depende del Ministerio de Relaciones Exteriores. En la Figura 3.4 se muestra la estructura del sector eléctrico uruguayo antes de la Ley 16,832.

Antes de la Ley 16.832

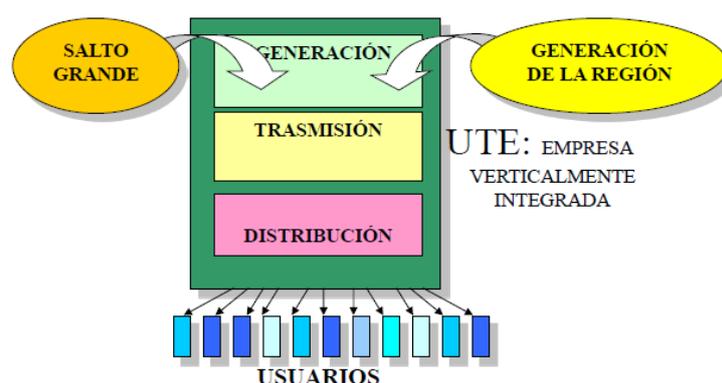


Fig. 3.4 Estructura del sector eléctrico uruguayo antes de la Ley 16,832.

La Ley 16,832 del año 1997 [46] y los Reglamentos Generales, del Mercado Mayorista [45], de Trasmisión [43] y de Distribución [42] del año 2002, que reglamentan la ley,

dividen al sector eléctrico en tres etapas: generación, transmisión y distribución. Establecen competencia donde es posible: en generación y comercialización, y monopolios naturales en transmisión y distribución. Definen cuatro tipos de actores en el mercado:

- **Generador:** vende energía en el mercado mayorista. Existen generadores propios de UTE, pero estos compiten en el mercado con generadores independientes de Uruguay, con Salto Grande y la generación de la región. De todas formas, al día de hoy, generadores independientes con potencia superior al 1% de la instalada solo hay 2.
- **Distribuidor:** compra energía en el mercado mayorista para abastecer a los consumidores regulados. Actúa en condición de monopolio natural en la región en la que opera, por la naturaleza del negocio (ver Sección 3.1), y vende a tarifas reguladas fijadas por el Poder Ejecutivo a través de URSEA (regulador del mercado eléctrico). Por una cuestión de escala, como el tamaño del mercado es pequeño en Uruguay, existe un único distribuidor en el país: UTE. La presencia de más de un distribuidor volvería inviable el negocio.
- **Gran consumidor:** es un consumidor que contrata potencia mayor o igual a 250 kW y opta por dejar de comprarle al comercializador para comprar en el mercado mayorista. Todavía no existe ningún Gran Consumidor en Uruguay.
- **Comercializador:** compra o vende energía para uno o más agentes. Hoy en día existen dos: UTE y Vecodesa.

En la Figura 3.5 se muestra la estructura del sector eléctrico uruguayo después de la Ley 16,832.

Operación del mercado

La programación de la operación la realiza el Despacho Nacional de Cargas (DNC) de la ADME, el operador del mercado. El objetivo de la misma es determinar la operación del sistema de mínimo costo, dentro de los criterios de desempeño mínimo (establecidos en el Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica [43] y sus Anexos [44]).

El despacho económico consiste en programar el abastecimiento del consumo previsto (a mínimo costo diario, incluyendo los costos de arranque y parada, y dentro de los criterios de desempeño mínimo) y asignar los servicios auxiliares requeridos. Estos corresponden a las prestaciones necesarias para que la operación del sistema se encuentre dentro de los criterios de desempeño mínimo. Es responsabilidad del DNC determinar la cantidad requerida de cada servicio auxiliar y programarlos dentro de la operación asignándolos a los agentes

Después de la Ley 16.832

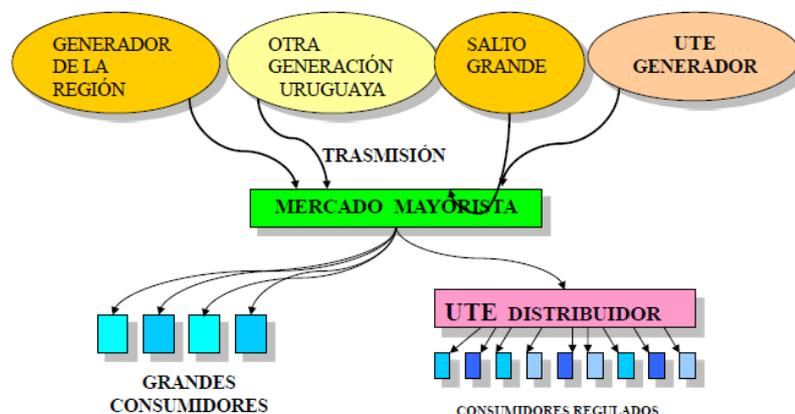


Fig. 3.5 Estructura del sector eléctrico uruguayo después de la Ley 16,832.

habilitados para proveerlos. Un agente puede proveer un servicios auxiliar si cumple todos los requisitos técnicos necesarios establecidos en los Anexos del Reglamento de Trasmisión [44]. El DNC tiene la obligación de determinar para cada agente los servicios que puede proveer técnicamente. Para ello debe recopilar toda la información técnica necesaria de los mismos.

Con el objetivo de garantizar la calidad de la operación, todo agente que cuente con los requisitos técnicos para dar un servicio auxiliar tiene la obligación de prestarlo si le es asignado por el DNC. Para la administración comercial se definen los siguientes servicios auxiliares [45]:

- Control de Tensión:

El DNC debe administrar los recursos de reactiva disponibles buscando mantener la tensión en valores lo más próximo posible a los nominales y dentro del rango establecido en el Reglamento de Trasmisión. Las unidades generadoras están obligadas a aportar en condición de operación normal hasta el 90% de su capacidad de producir o consumir potencia reactiva y en operación de emergencia hasta el 100%, en caso de ser requeridas por el DNC [44].

En caso de registrarse que la tensión está fuera del rango permitido, el DNC debe modificar los programas de generación y consumo, resultantes del despacho económico, usando criterios técnicos y económicos. En primera instancia se modifica introduciendo generación forzada (no resultante del despacho económico sin restricciones). En condiciones de emergencia se pueden aplicar racionamientos de corto plazo.

El sobrecosto por generación forzada es la energía forzada valorizada a la diferencia entre el costo variable para el despacho de esa generación y el precio spot en el nodo de venta de la generación, salvo que exista un contrato de respaldo para dicha generación forzada en cuyo caso se valoriza al precio acordado en el mismo. En caso en que el problema se encuentre en la red de distribución el responsable de pagar este servicio será el distribuidor, mientras que si ocurre en la red de transmisión el responsable será el trasmisor.

- Reserva Operativa:

La reserva operativa incluye la reserva para regulación de frecuencia y reserva rotante adicional para la operación del sistema con calidad. El servicio auxiliar de reserva operativa se asignará en el despacho a la generación, en función de su reserva rotante declarada y a su capacidad de variar la energía que está generando.

Las unidades generadoras destinadas a regular frecuencia deben cumplir los siguientes requisitos: estatismo con valores entre 0 y 10%, cambiable bajo carga, con excepción de unidades térmicas con turbinas a vapor las cuales podrían requerir máquina parada para cambiar el estatismo; tiempo máximo de establecimiento igual a 30s para máquinas térmicas y 60s para hidráulicas; oscilaciones amortiguadas en todos los regímenes de operación [44].

Cada productor asignado por el DNC vende en una hora al servicio auxiliar de reserva operativa la potencia asignada por el DNC a ese servicio, que no corresponda a potencia firme de largo plazo comprometida como venta en contratos o como servicio de Reserva Nacional. Al finalizar cada mes el DNC calculará la potencia media mensual vendida al servicio de reserva operativa para cada productor, al cual le corresponderá una remuneración igual a valorizar dicha potencia al precio del Servicio Mensual de Garantía de Suministro. Los responsables de pagar por este servicio son los consumidores. Los cargos se dividirán entre los mismos en forma proporcional a su requerimiento real de Garantía de Suministro del mes.

El servicio auxiliar de reserva operativa remunera entonces la potencia firme requerida como reserva operativa de corto plazo para mantener el balance instantáneo entre generación y consumo y la calidad del servicio.

- Reserva Fría:

El objeto del servicio auxiliar de reserva fría es contar con el respaldo necesario para seguridad en caso de contingencias. Tanto la generación como el consumo pueden proveer este servicio, siempre y cuando cumplan con los requisitos técnicos y tengan un tiempo de respuesta no mayor a 20 minutos desde su convocatoria por el DNC [45].

El servicio de reserva fría corresponde a un compromiso de disponibilidad diario. Cada día junto con los datos para el predespacho cada participante debe informar la potencia ofertada como reserva fría para el día siguiente y su precio. El DNC elaborará una lista de mérito con las ofertas ordenadas por precio, eliminando aquellos participantes que se cree van a generar (resultado del predespacho económico) y a aquellos que se encuentran indisponibles. Finalmente despachará los requerimientos de reserva fría siguiendo esta lista hasta completar la potencia requerida.

La remuneración de este servicio es igual a la potencia aportada valorizada al precio de la oferta más cara entre las aceptadas. Este cargo se distribuye entre distribuidores y grandes consumidores (o sus comercializadores) que no hayan aportado reserva fría, de forma proporcional a su consumo diario.

- Seguimiento Demanda:

Este servicio incluye los sobrecostos que resultan en el despacho económico por las restricciones de tiempos de arranque y parada y costos de arranque. Cada vez que una unidad turbovapor resulte parada por despacho y posteriormente arrancada también por despacho recibirá una remuneración por costo de arranque que se calculará con el costo variable de combustible requerido para el arranque más una componente por el desgaste asociado a las exigencias térmicas y mecánicas.

- Administración de restricciones de transporte:

Este servicio incluye los sobrecostos de la Generación Forzada por congestión en el transporte zonal según lo establecido en el Reglamento de Trasmisión [43].

Además de dar prestaciones de energía para satisfacer la demanda o dar servicios auxiliares, un participante del mercado puede dar prestaciones en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro. El Servicio Mensual de Garantía de Suministro es el ámbito donde se concretan transacciones mensuales para conciliar los faltantes de Garantía de Suministro de los consumidores y los faltantes en potencia firme comprometida en contratos o en el Servicio de Reserva Nacional de los productores.

La Garantía de Suministro busca asegurar a los consumidores que exista suficiente potencia firme en el sistema para cubrir su requerimiento de energía. Cada consumidor tiene la obligación de cubrir anticipadamente con potencia firme de largo plazo una parte del requerimiento previsto de Garantía de Suministro. El requerimiento de cada participante se calcula como la potencia media consumida en el período firme (horas fuera de valle) más las pérdidas de trasmisión asociadas. El aporte que los consumidores deben hacer para el seguro para la Garantía de Suministro es [45]:

- Para los consumidores cautivos, en los siguientes cinco años, el 90% del requerimiento previsto de Garantía de Suministro. Esta responsabilidad es del distribuidor que los abastece.
- Para grandes consumidores, para el siguiente año el 70% de su requerimiento previsto.

Este seguro de Garantía de Suministro debe ser cubierto mediante contratos de suministro. El requerimiento de contratar es [45]:

- Para los consumidores cautivos, en los siguientes cinco años, el 80% del requerimiento previsto de Garantía de Suministro. Esta responsabilidad es del distribuidor que los abastece.
- Para grandes consumidores, para el siguiente año el 50% de su requerimiento previsto.

Por lo tanto, puede ocurrir que para el año siguiente no todos los consumidores tengan cubierto su seguro para la Garantía de Suministro con contratos. Existe lo que se denomina Reserva Anual para cubrir estas diferencias. La Reserva Anual se asigna mediante licitación pública internacional, pudiendo participar en ella potencia firme de importación y nacional. Como resultado de la licitación, a cada oferta ganadora se le asignará un contrato de respaldo comprometiendo potencia firme, al precio acordado en la licitación, con aquellos consumidores que requieran Reserva Anual.

Por otro lado, puede ocurrir que los requerimiento reales de Garantía de Suministro no coincidan con los contratos establecidos. El Servicio Mensual de Garantía de Suministro tiene el objeto de cerrar estas diferencias. Al finalizar cada mes el DNC debe hacer un balance de potencia firme para cada agente del mercado. Para consumidores este se calcula como la potencia firme de largo plazo que compra por contratos, más la que compra en el servicio de Reserva Nacional, más la potencia firme de corto plazo que compra en el servicio auxiliar de Reserva Operativa menos el requerimiento real de Garantía de Suministro que resulta en el mes. Para los productores se calcula como la potencia firme comercializable (potencia instalada propia), menos la potencia firme de largo plazo que vende en contratos, menos la potencia firme de largo plazo que aporta al servicio Reserva Nacional, menos la potencia firme de corto plazo que vende en el servicio auxiliar de Reserva Operativa. Si el balance de potencia firme da positivo, el agente puede hacer una oferta en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro para el mes siguiente, presentando el precio al cual está dispuesto a vender su excedente de potencia firme (no puede superar el precio de referencia de la potencia establecido por el regulador). Aquellos agentes cuyo balance sea negativo deberán comprar potencia firme en este mercado.

Finalmente existe lo que se denomina Servicio de Reserva Nacional cuyo objetivo es comprometer potencia firme nacional adicional cuando la potencia firme nacional comprometida en contratos no es suficiente para totalizar el respaldo nacional requerido para la Garantía de Suministro. Se cubrirá mediante licitación pública internacional pudiendo participar solo potencia firme nacional. Como resultado cada oferta ganadora será asignada al servicio de Reserva Nacional que se paga entre todos los consumidores. Se trata de un servicio mensual que aporta exclusivamente potencia firme para la Garantía de Suministro. Al finalizar cada mes, los productores que tienen asignado este servicio reciben un pago por la potencia firme comprometida en el mismo valorizada al precio de la licitación, mientras que los consumidores deben pagar por la potencia firme que les corresponde de este servicio, valorizada al costo unitario del servicio de Reserva Nacional del mes.

Por lo tanto, en Uruguay existen tres mercados para la prestación de servicios: uno en que se intercambia energía para el abastecimiento de la demanda al precio spot, otro para la prestación de servicios auxiliares en el que se intercambia energía o potencia firme, dependiendo del servicio prestado, y un tercero en que se intercambia potencia firme para la Garantía de Suministro (mercado de capacidad).

Organización comercial

Como se explicó en la sección anterior, en el mercado mayorista se comercializa energía, para el abastecimiento de la demanda instantánea, y potencia firme para la Garantía de Suministro, que tiene por objeto garantizar el abastecimiento de la demanda futura con la confiabilidad pretendida. En el sistema uruguayo hay dos formas en que los generadores y consumidores pueden comercializar la energía y potencia firme: en el mercado de contratos o en el mercado spot.

Los contratos son herramientas financieras que se utilizan para reasignar riesgos. Representan transacciones que se realizan a tiempos distintos. Existe un mercado bien definido en el que los agentes compran o venden por adelantado, acordando un precio y una cantidad del bien entre las partes, antes de la fecha de entrega. Así reducen el riesgo tanto a nivel de las inversiones como a nivel de los consumidores. El mercado de contratos entre los agentes del mercado no afecta al despacho. La energía asignada al cubrimiento de la demanda resulta del despacho económico, independientemente de la existencia de contratos.

Existen dos tipos de contrato en Uruguay: contratos de suministro y de respaldo. En los contratos de suministro un consumidor compra de un productor bloques de energía con discriminación horaria y potencia firme de largo plazo con discriminación mensual. Con esto el consumidor obtiene una estabilización del costo de suministro y un seguro de Garantía de Suministro. A cambio debe pagar por la energía y potencia suministrada independientemente

de si las requiere o no, pudiendo vender los excedentes en el mercado spot o en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro. El productor por su parte se compromete a suministrar la energía contratada y a contar con la potencia firme comprometida para la Garantía de Suministro. El productor no está obligado a generar la energía contratada sino que cubrirá su compromiso de energía con la generación más barata disponible, resultado del despacho económico, dentro de los criterios de desempeño mínimo, que podrá resultar de generación propia o comprada a terceros por contratos de respaldo o en el mercado spot.

En los contratos de respaldo se acuerda la compra de potencia firme de largo plazo a un productor, el cual compromete su capacidad de generación como respaldo para otro productor o consumidor, a ser requerida cuando lo disponga el comprador. El comprador paga un cargo fijo (por la capacidad disponible, es decir, por la potencia firme que compromete el vendedor), y solo paga por la energía cuando convoca al contrato, al precio acordado en el contrato. Los contratos de respaldo pueden ser sin energía asociada, en cuyo caso el vendedor solo asegura el suministro de energía en caso de racionamiento, teniendo que pagar por la energía al precio spot.

El mercado spot es el mercado a tiempo real, en que las transacciones de energía se dan al mismo tiempo. Es el ámbito en que se concretan las transacciones de energía de corto plazo de forma de conciliar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho y la operación, los compromisos contractuales y la realidad del consumo. La compra y venta de energía en este mercado es horaria a precios spot nodales que reflejan el costo marginal de corto plazo. Este mercado presenta en general riesgos altos por las variaciones en la oferta (déficit de potencia, pérdidas de máquinas o líneas de transmisión).

Las diferencias entre los contratos bilaterales y la producción y demanda reales se arreglan entonces en el mercado spot. El mercado spot cierra la energía contratada, el consumo real y la generación real. Cumple dos grandes funciones: completar abastecimiento cuando los contratos no cubren el 100% de la demanda y establecer el precio spot que se usa para liquidar las diferencias. Este es el costo marginal de abastecer un incremento de demanda en el nodo dentro de los criterios de desempeño mínimo.

La ADME es la responsable de calcular el balance de energía horario de cada participante en el mercado spot. Para productores este será el resultado de la energía propia que inyecta, más la energía que compra por contratos de respaldo, menos la energía que vende por contratos de respaldo menos la energía que vende por contratos de suministro. Para consumidores este será el resultado de la energía que compra por contratos menos la energía que toma de la red. En una hora, cada participante que resulte con un balance de energía horario positivo se considerará vendedor en el mercado spot, mientras que si este resulta

negativo será comprador del faltante en el mercado spot. La energía vendida o comprada en el mercado spot se valoriza al precio spot horario del mismo.

La ADME hace también las liquidaciones mensuales de cada participante productor y comercializador en el mercado. Las transacciones económicas a calcular incluyen las transacciones en el mercado spot, recién explicadas, en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro y las transacciones por Servicios Auxiliares, explicadas al analizar la operación del mercado eléctrico uruguayo.

A diferencia de lo que ocurre con las transacciones de energía para satisfacer la demanda y con las transacciones de potencia firme para garantizar el abastecimiento de la demanda, no existe en Uruguay un mercado bien definido para las transacciones de potencia o energía para la prestación de Servicios Auxiliares. La prestación de estos servicios se considera como una obligación para los generadores, y únicamente se les remunera sus costos variables de operación (en el caso de la generación forzada para el control de tensión) o la potencia firme de corto plazo que comprometen para la Reserva Operativa. No existe un mercado de contratos para la prestación de estos servicios. Los generadores calificados para estos fines tienen la obligación de responder a los requerimientos del DNC.

Grado de aplicación del modelo establecido en la reglamentación

En la práctica se observa que el marco regulatorio explicado, establecido por la Ley 16,832 y los Decretos Reglamentarios del 2002 tienen un escaso grado de aplicación, e incluso se observa una tendencia hacia otra concepción de mercado.

El principal problema del país es la pequeña escala del mercado. En Uruguay uno de los cuatro requisitos para tener un mercado falla: existe poder de mercado. Esto se debe a que no hay atomicidad de agentes oferentes y demandantes. Por el pequeño porte del mercado no se logra una atomización suficiente de generadores como para producir competencia real en generación. Además no existen grandes consumidores que compren en el mercado mayorista compitiendo en la etapa de comercialización.

Por otro lado, en los últimos años se ha diversificado la matriz de generación, con la introducción de generación renovable mediante sucesivas licitaciones. Con ello se ha disminuido la dependencia en los países vecinos, aumentando la soberanía energética del país. En las licitaciones ha habido una fuerte participación del sector privado, aunque con contratos de venta con UTE por un plazo mínimo de 20 años en régimen de exclusividad. Es decir, los generadores privados compitieron por entrar al mercado estableciendo un contrato con UTE y no compiten actualmente en el mercado mayorista para la venta de energía. Su energía se la venden a UTE.

En este contexto es difícil establecer un modelo del tipo III en la práctica, de competencia en el mercado. La solución a nivel regulatorio, y lo que se observa en la práctica parece dirigirse hacia un modelo del tipo II, el del comprador único, de competencia por el mercado (ver Sección 3.1). En la Figura 3.6 se muestra la estructura observada en Uruguay hoy en día. En un modelo del tipo II la optimización se produce primero planificando correctamente y luego en la competencia por la entrada al mercado a través de licitaciones.

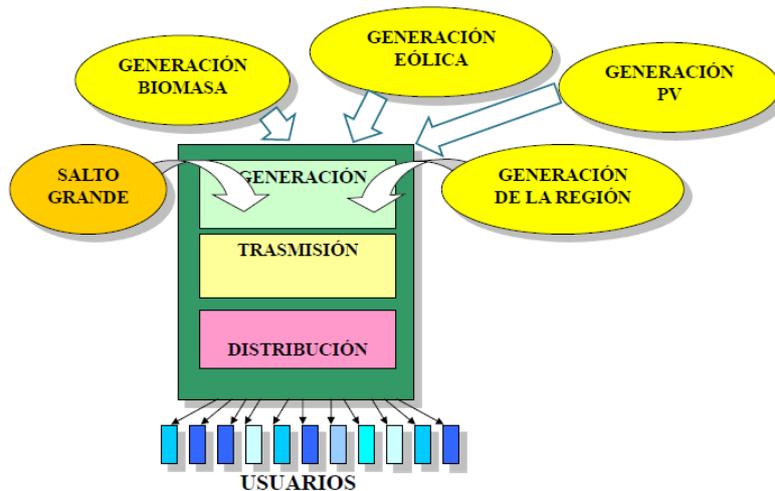


Fig. 3.6 Estructura del sector eléctrico uruguayo observada en la práctica.

Otra medida que se debería aplicar en Uruguay, teniendo en cuenta el modelo observado en la práctica, es obligar a la distribuidora a tener contratada el 100% de la demanda, como ocurre en Brasil. Esto haría desaparecer el mercado spot, el cual carece de sentido en un modelo de tipo II. De todas formas sí se debe establecer el precio de liquidación de diferencias entre lo que cada agente está comprometido y lo que resulta del despacho real, que sería el costo marginal del sistema.

3.5.2 Aspectos a considerar para la introducción de sistemas de almacenamiento energético

En esta sección se hará un análisis de los aspectos regulatorios a considerar para la introducción de sistemas de almacenamiento energético en Uruguay. Al hacerlo se incorporarán las lecciones aprendidas de los mercados de PJM y Reino Unido. Sin embargo, es importante tener en cuenta que cada mercado tiene sus propias reglas y dinámica, lo cual impide trasladar de forma directa modelos de otros mercados.

Clasificación

En la mayoría de los mercados eléctricos los primeros sistemas de almacenamiento energético se introdujeron como dispositivos a nivel de generación. Tanto en PJM (Sección 3.3.4) como en el Reino Unido (Sección 3.4.1) los primeros sistemas de acumulación fueron clasificados de esta forma sin modificar la regulación creando una nueva categoría. En la medida en que se fueron desarrollando proyectos piloto, se estudió su funcionamiento en el mercado y se entendieron sus limitaciones, se comenzó a analizar qué modificaciones al marco regulatorio resultarían convenientes para no imponerle barreras en el mercado a estas tecnologías, permitiendo que se desarrollen plenamente. En este contexto, en el Reino Unido hoy en día se está analizando la posibilidad de crear una nueva actividad en el mercado, de almacenamiento de energía eléctrica, de forma de distinguirla de la generación, puesto que a pesar de compartir algunas características entre si son actividades diferentes. Al definirla como una actividad diferente se puede reconocer en la regulación sus limitaciones técnicas y en base a ellas determinar las obligaciones que asignarles en el mercado (ver Sección 3.4.1). La FERC en cambio, considera que no hace falta una clasificación nueva, sino que se puede incorporar como generación pero con un modelo de participación propio que considere la naturaleza de estos recursos. Este es el camino que está transitando PJM (ver Sección 3.2.1).

Tomando la experiencia de estos mercados como referencia, el camino más oportuno a seguir para la incorporación de los sistemas de almacenamiento energético en el mercado eléctrico uruguayo parece ser el de incorporarlos como activos a nivel de generación pero con un modelo de participación propio que tenga en cuenta la naturaleza de estos recursos. En la medida en que se incorporen estos sistemas y se encuentren ineficiencias en esta clasificación se puede considerar definir una actividad nueva como está haciendo Reino Unido.

Propiedad y operación

Como se vio en la Sección 3.2.2 es deseable que los activos de almacenamiento energético sean considerados preferentemente como actores del mercado mayorista y que su actividad se lleve a cabo en el mismo, limitando la participación de las distribuidoras en su actividad. Teniendo en cuenta que en Uruguay en la práctica se observa un modelo de mercado de comprador único (ver Sección 3.5.1), la eficiencia se logra asegurando que el proceso de entrada al mercado sea competitivo. Por lo tanto, en la medida en que el planificador del sistema identifique la necesidad de incorporar almacenamiento, lo ideal es establecer licitaciones abiertas, transparentes y competitivas para establecer un contrato entre la distribuidora y un tercero por la provisión del servicio requerido durante un tiempo determinado.

Participación en los mercados

Si se considera a los recursos de almacenamiento energético como activos a nivel de generación, estos sistemas podrían obtener una remuneración por la venta de energía para satisfacer la demanda, por la venta de potencia firme para garantizar el abastecimiento de la demanda y por la venta de energía o potencia firme para la prestación de servicios auxiliares.

Como se explicó en la Sección 3.5.1 en Uruguay no existe un mercado de servicios auxiliares. Estos son concebidos como una obligación para los generadores, y a estos se les paga por los costos incurridos para prestar dichos servicios. Como se vio en las Secciones 3.3.4 y 3.4.3 la prestación de servicios auxiliares en otros mercados, como PJM o Reino Unido, son fundamentales para la viabilidad del negocio debido a que normalmente estos mercados tienen señales de precios más altas que el mercado de venta de energía. En Uruguay este flujo de ingresos no es viable. Sí podrían obtener flujos de ingresos por participar en los mercados de energía, con la venta de energía para abastecer la demanda, y de capacidad, con la venta de potencia firme de largo plazo (en contratos o en el servicio de Reserva Nacional) y de potencia firme de corto plazo (como Reserva Operativa o Reserva Fría).

Como se vio en la Sección 3.2.3 para la introducción de estos sistemas en el mercado de energía se deben desarrollar modelos que tengan en cuenta las características físicas y operativas de estos sistemas. En Uruguay ya existe un modelo de participación para los sistemas de almacenamiento en SimSEE, el software utilizado para el despacho del sistema. Este modelo incorpora los siguientes parámetros: capacidad máxima, potencia máxima de carga y descarga, y rendimiento de carga y descarga. Con estos parámetros calcula el costo variable de la energía almacenada como un costo de oportunidad de cuándo se utiliza la energía almacenada, de forma similar a como se hace con una central hidroeléctrica con embalse. Se trata de darle un costo a cuánto sale usar esa energía hoy respecto a lo que saldría usarla en un futuro. Este valor lo utiliza luego para hacer el despacho económico del sistema.

En este trabajo de maestría se modificó el modelo existente de forma de considerar el envejecimiento de una batería por su ciclado. Cuanto más se cicle una batería menor será su vida útil. Es por esto que se agregó en el modelo un costo variable asociado al envejecimiento por el ciclado para contemplar los costos en los que incurre la batería al operar, puesto que su operación impacta en su vida útil, afectando entonces su rentabilidad. Este costo variable se calcula con algunos parámetros adicionales: costo de recambio del sistema, vida útil dada por el fabricante y dos puntos de la curva de la cantidad de ciclos en función de la profundidad de descarga dada por el fabricante. En la Sección 2.1.2 se explica en detalle el modelo de participación de un sistema de almacenamiento energético en SimSEE.

Por otro lado, para la introducción de estos sistemas en el mercado de capacidad se necesita definir su potencia firme. Existen dos tipos de potencia firme: de corto y largo plazo. La de largo plazo tiene el objeto de garantizar el cubrimiento anticipado de la Garantía de Suministro mientras que la de corto plazo está destinada al cubrimiento del consumo a tiempo real (Reserva Fría) y al servicio auxiliar de Reserva Operativa. Ambas se calculan mensualmente. Hoy en día, el Decreto del Mercado Mayorista solamente define la potencia firme de la generación térmica e hidráulica [45]:

- Para una central hidroeléctrica la potencia firme de largo plazo mensual se calcula como la energía firme hidroeléctrica mensual dividida entre el número de horas del período firme del mes. Para calcular la energía firme el Decreto del Mercado Mayorista establece que se deben simular varios años consecutivos para obtener resultados independientes del estado inicial de los embalses utilizando la serie histórica de caudales. Se considerará energía firme a la generación resultante de dichas simulaciones en el período firme con probabilidad de excedencia del 95%.
- Para una central térmica la potencia firme de largo plazo es su potencia efectiva afectada por la disponibilidad comprometida para Garantía de Suministro.

Un sistema de almacenamiento energético es más complicado que un generador porque es a la vez productor y consumidor. Por lo tanto, habría que definir su potencia firme como productor y restarle su requerimiento de potencia firme como consumidor. Sin embargo, se puede limitar el consumo de los sistemas de almacenamiento a las horas de valle con lo que la potencia firme requerida como consumidor sería nula y se podría definir su potencia firme como productor de forma similar a la de las centrales térmicas, como su potencia efectiva afectada por la disponibilidad comprometida para la Garantía de Suministro. En caso de que se registren consumos en el período firme, se deberá calcular el requerimiento mensual de Garantía de Suministro como la potencia media que consume más la pérdidas de transmisión asociadas, al igual que se hace con los demás consumidores.

El reconocimiento de la potencia firme de los sistemas de almacenamiento les abre una oportunidad de negocio en el mercado eléctrico uruguayo. En los últimos años la matriz de generación uruguaya se diversificó con la introducción de cantidades significativas de generación eólica y en menor medida de generación solar fotovoltaica, y se prevé que la potencia instalada de estas tecnologías seguirá creciendo en los próximos años (ver Figura 2.6). Al no contar con un mecanismo regulatorio para el cálculo de su potencia firme (si bien se han realizado algunas propuestas [55]), estas tecnologías no pueden participar de la Garantía de Suministro haciendo contratos con los consumidores, ni de la Reserva Nacional o los servicios auxiliares de Reserva Fría y Operativa. La instalación de sistemas

de almacenamiento energético asociados a las centrales eólicas o solares permitiría definir la potencia firme de estas centrales abriéndoles nuevas oportunidades de negocio a las mismas probablemente favoreciendo la economía de estos proyectos.

Finalmente, tomando como referencia los mercados de PJM y Reino Unido, se podría considerar la incorporación en el mercado eléctrico uruguayo de un servicio adicional, el “peak-shaving”. Este servicio, que consiste en trasladar cargas de horas de pico a horas fuera de pico, aplanando así la curva de demanda, tiene en cuenta cómo es la utilización de la red a la hora de dimensionarla. La red eléctrica debe ser dimensionada para abastecer el pico de la demanda, por más que el mismo ocurra solo en un par de horas en el día. La estrategia tradicional para el abastecimiento del pico de la demanda es la instalación de capacidad de respaldo, de rápida respuesta, principalmente turbinas a gas o diesel. Sin embargo, esta no es la solución más eficiente debido a que se debe invertir en capacidad que normalmente no se usa trasladando a los usuarios el costo de contar con esta capacidad de respaldo. Además suelen tener altos costos de combustible, altas emisiones de CO₂ y costos altos de operación y mantenimiento.

Una alternativa para el abastecimiento del pico de la demanda puede ser la instalación de almacenamiento energético. Al cargar estos dispositivos en horas fuera del pico y descargarlos en horas de pico se logra trasladar cargas de horas de pico a horas fuera de pico, aplanando la curva de demanda. Esto es de lo que consiste el “peak-shaving”. Esta alternativa tiene numerosos beneficios frente a la instalación de capacidad de respaldo, entre los cuales se pueden destacar [50]:

- Reduce la necesidad de recurrir a generación cara para abastecer el pico.
- Se ahorra en costos de combustible y mantenimiento.
- Permite usar el sistema de transmisión y distribución de forma más eficiente, aplazando la necesidad de hacer inversiones en el mismo, aumentando en definitiva la vida útil de sus equipamientos. Con esto se reducen los costos de capital en transmisión y distribución.
- Reduce las pérdidas, lo cual se traduce en un ahorro para el sistema también.

Para poder valorar de forma adecuada este servicio se deben estimar los costos que se evitan, tanto a nivel de infraestructura en transmisión y distribución como en capacidad de respaldo. Además se debe definir en función de la capacidad que el sistema de almacenamiento se ve obligado a reservar y los servicios que por tanto se priva de dar, qué porcentaje del costo evitado efectivamente se le pagará por el servicio de “peak-shaving”. Por otro lado, se debe

tener cuidado si estos sistemas se instalan a nivel de transmisión. De hacerlo y reconocerle su potencia firme de largo plazo se debe procurar que en la acreditación de ingresos no se pague dos veces por los mismos servicios.

3.5.3 Caso de estudio: beneficios de instalar una batería junto a un parque eólico

Para poder estimar el beneficio que una batería puede agregarle a un parque eólico se utilizó la sala correspondiente al caso “Base” de la Sección 2.2. Se la modificó desacoplando un parque eólico de 10 MW asociado a una batería de 80 MWh/20 MW del resto de las fuentes generadoras del sistema. El cambio en la red eléctrica se muestra en la Figura 3.7. Se estudiaron tres casos: un caso “Base” que no incorporaba la batería, un caso “Batería” que sí lo hacía y un tercer caso “Degradación” que agrega el costo variable asociado al ciclado (ver Sección 2.1.2). Las salas consideradas fueron de un mes con paso horario. El mes escogido fue julio por ser mayor el beneficio de las baterías en dicho mes (ver Sección 2.3).

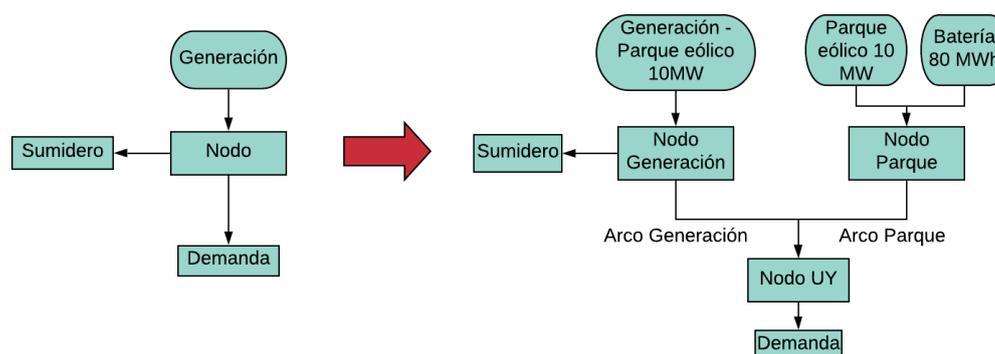


Fig. 3.7 Esquema de la modificación realizada en la red eléctrica para analizar el beneficio de incorporar una batería junto a un parque eólico.

Primero se analizó cómo cambia la energía inyectada en el nodo por la incorporación de un banco de baterías en el parque. En la Figura 3.8 se puede ver que la energía inyectada en el nodo presenta una mayor variación en los casos con baterías que en el caso “Base”. El máximo valor de la energía inyectada es mayor, pero también ocurre que el valor mínimo es menor. Estas diferencias se deben a que en horas pico la batería se descarga, aumentando la energía que se entrega por el parque en ese momento, y en horas de valle consume parte de la energía eólica para cargarse, disminuyendo la energía inyectada al nodo por el parque.

El comportamiento de la energía entregada por la batería se puede ver en la Figura 3.9. En la misma se puede observar que efectivamente el pico de la energía inyectada crece con

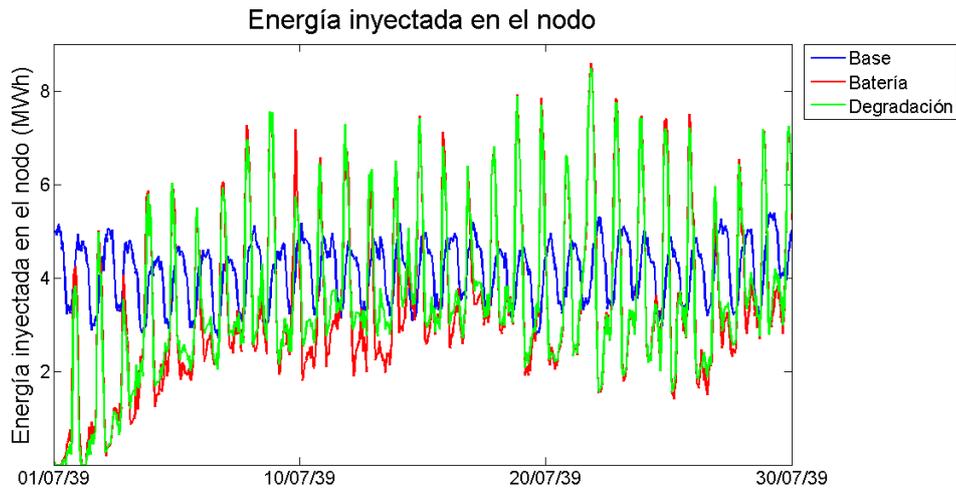


Fig. 3.8 Energía inyectada en el nodo UY por el parque eólico.

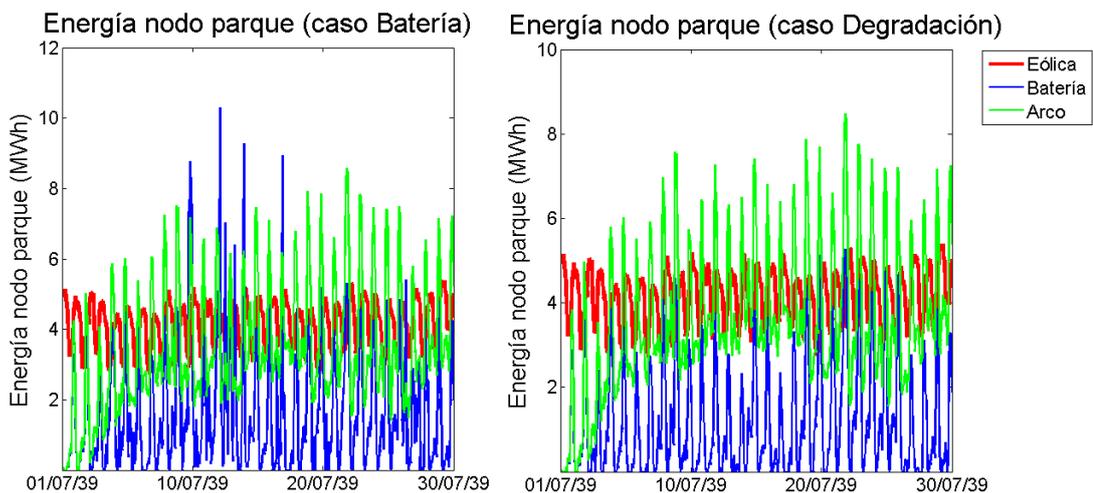


Fig. 3.9 Generación en el nodo UY para el caso "Batería" (izquierda) y "Degradación" (derecha).

respecto a la energía generada por el parque debido a la descarga de la batería. Esto sucede en horas de punta. También se observa que la utilización de la batería en el caso "Batería" es mayor que en el "Degradación" haciendo que la variación entre la energía inyectada en el nodo y la generación eólica sea mayor.

En la Figura 3.9 se puede observar también la generación eólica. Al comparar los tres casos se encuentra que esta no presenta variaciones. La incorporación de baterías no aumenta la generación eólica, solo cambia la generación inyectada en el nodo. El efecto de esta incorporación es modificar la salida del parque, trasladando energía de horas de valle, de

bajo costo, a horas de punta, en las que el costo de la energía es mayor. Como resultado, el parque obtiene una ganancia mayor por la venta de energía en el mercado mayorista. En la Figura 3.10 se muestra el beneficio obtenido por el parque por la venta de energía en el mercado mayorista para los tres casos analizados. A partir de la misma se puede concluir que efectivamente la ganancia del parque es mayor en los casos con baterías. En estos, la ganancia es cercana a los 200,000 USD en julio, mientras que en el caso “Base” es de 150,000 USD aproximadamente. Además, se ve que los dos casos con baterías presentan ganancias prácticamente iguales, aunque el caso “Degradación” entrega menos energía, utilizando y por tanto desgastando menos la batería.

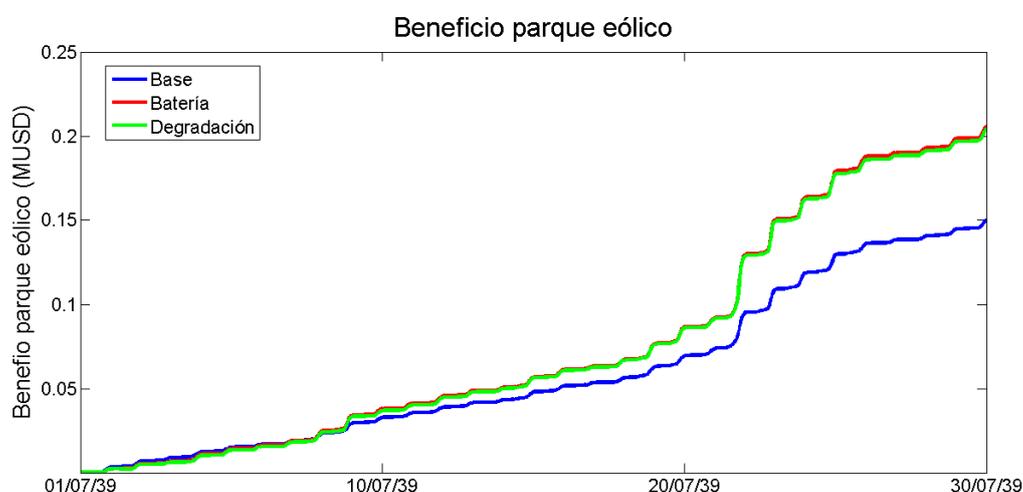


Fig. 3.10 Ganancias del parque eólico.

Como se vio en la Sección 2.3 el mes de julio es el de mayor utilización de la batería. Por lo tanto, la variación en el beneficio del parque en otros meses del año seguramente sea menor. De todas formas el beneficio del parque siempre debería aumentar al considerar las baterías por su capacidad de empuntar energía. Se puede entonces concluir que existe una oportunidad de negocio para las baterías al asociarse a parques eólicos, permitiendo gestionar su energía para seguir las señales de precios del mercado. El beneficio para el parque eólico será mayor si se considera también su capacidad de vender potencia firme al incorporar la batería.

Conclusiones

En esta tesis de maestría se buscaba analizar la posibilidad de incorporar en un futuro almacenamiento energético en el Sistema Integrado Nacional de Uruguay, como una alternativa para aumentar su flexibilidad. En la medida en que la instalación de energías renovables no convencionales aumente será necesario incrementar la capacidad de filtrado del sistema. Como la generación hidroeléctrica (mecanismo actual de filtrado), ya se encuentra completamente explotada, se vuelve necesario considerar otras alternativas. Una de ellas es el almacenamiento energético a gran escala. Por lo tanto, resulta de interés conocer con mayor profundidad cómo es el comportamiento de estos recursos en el sistema.

En una primera instancia se evaluaron las diversas tecnologías de almacenamiento energético a gran escala disponibles comercialmente en el mundo. El objetivo era determinar qué tecnología sería la más adecuada para incorporar al sistema teniendo en cuenta sus aplicaciones y costos. Se encontró que de las diversas alternativas para la gestión de energía a gran escala en el mercado mayorista, las centrales PHS y las baterías de Li-ion serían las más adecuadas. Si bien las centrales PHS son hoy en día más económicas, con los importantes avances que la tecnología de las baterías de Li-ion ha tenido en los últimos años, se espera que en un futuro cercano compitan con los costos de las centrales PHS. Además, estos recursos presentan un menor impacto ambiental, si se diseñan mecanismos de reutilización y reciclaje adecuados, son más flexibles en cuanto a su tamaño, y tienen un mayor beneficio en años secos, en los cuales se incrementa el valor de contar con un sistema de almacenamiento que permita trasladar generación eólica de valle a horas de pico. Por lo tanto, de continuar con la tendencia de desarrollo y disminución de costos actual, el sistema de almacenamiento más conveniente a instalar sería una batería de Li-ion.

Luego se estudió el impacto de incorporar una batería de Li-ion en el sistema eléctrico, realizando simulaciones de su operación utilizando el software SimSEE. Se comenzó analizando la evolución temporal en los próximos 20 años del beneficio obtenido por una batería en función de su tamaño, buscando estimar la fecha en la que estos sistemas se volvería económicamente viables y qué tamaño resultaría más adecuado. Se encontró que los sistemas de capacidades menores ven un mayor beneficio en los primeros años, volviéndose

rentables antes que los sistemas de mayor capacidad. Además se encontró que los beneficios crecen con el tiempo, lo cual es consistente con un aumento en la generación eólica y solar, y una capacidad de filtrado que se mantiene constante. Considerando diversas proyecciones para la evolución de los costos de las baterías de Li-ion se determinó que la introducción de un sistema de estas características se podría volver económicamente viable entre el 2026 y el 2033.

Se continuó desarrollando un nuevo plan de expansión óptimo del sistema eléctrico desde el 2019 al 2046 que contemplara baterías de Li-ion de 80 MWh/20 MW como posibles unidades de expansión. Con este análisis se encontró que la primera batería se instalaría en el sistema en el año 2039. A diferencia del análisis anterior, en este caso se consideraron además los costos financieros de la inversión y no solo los costos de capital, que hacen que el sistema se instale en una fecha posterior.

Por otro lado se encontró que al 2046 la introducción de baterías de Li-ion permite una mayor instalación de generación solar, como era de esperarse considerando que el sistema aumenta su capacidad de filtrado. También se reduce la potencia instalada de unidades térmicas en el período. Esto se debe a que las baterías introducen capacidad de empuntar energía (trasladarla de horas de valle a horas de pico), sustituyendo a la generación térmica en el abastecimiento de los picos de la demanda.

Finalmente se analizó la operación del sistema en el año 2039, buscando entender cómo esta se ve afectada por la introducción de una batería. Como el modelo que la plataforma disponía para la operación de un sistema de almacenamiento no tenía en cuenta la degradación por el ciclado de una batería, se lo modificó agregando un costo variable asociado a este proceso. Al incorporarlo se buscaba contemplar los costos en los que incurre la batería al operar, puesto que su operación impacta en su vida útil, afectando entonces su rentabilidad. Por lo tanto, hay que incorporar un costo asociado a su envejecimiento por el ciclado al costo variable de operación para que así la batería pueda ofertar un precio en el mercado que refleje los costos en los que efectivamente incurre. Teniendo esto en cuenta se analizaron tres casos: el sistema eléctrico en el 2039 resultado del plan óptimo de expansión sin baterías, el que se obtiene teniéndolas en cuenta y este mismo pero despreciando los costos variables de degradación.

Se encontró que la incorporación de una batería de Li-ion reduce el valor esperado de la energía racionada en un año en 350 MWh aproximadamente. Esta energía representa el consumo medio anual de unos 125 hogares. El beneficio de contar con baterías es aún mayor en años secos. En los mismos, la energía racionada puede llegar a ser 1.1 GWh menor con la incorporación de esta tecnología, siendo este el consumo medio anual de 400 hogares aproximadamente. También se encontró que la instalación de una batería de Li-ion reduce

el costo marginal del sistema y la generación térmica anual en 15 GWh aproximadamente, reduciendo por tanto el consumo de petróleo y las emisiones de CO₂ en un 18%.

En cuanto al costo de abastecimiento de la demanda se obtuvo que en los tres casos fue muy similar. La incorporación de baterías no implica ni un ahorro ni un costo adicional para el sistema. Las baterías resultan marginales en el mismo.

Finalmente, se hizo un análisis económico de la inversión. Estudiando la operación de la batería se encontró que efectivamente el costo variable de degradación reduce su utilización. Al tenerlo en cuenta la batería entrega al año la tercera parte de la energía que entregaría de no considerarlo. La ganancia anual que obtiene por la compra y venta de energía también se ve afectada por este modelo, pero contrariamente a lo que se podría haber intuido, es mayor cuando se incorpora la degradación. Al considerar la degradación el beneficio fue de 2.21 MUSD en promedio y se redujo 540,000 USD al no tenerla en cuenta. Esto se debe a que la batería se usa de forma más eficiente, aprovechando diferencias de precios más altas en las señales del mercado, obteniendo un beneficio mayor y ciclándola menos. En años secos el beneficio de la batería es aún mayor, superando los 3 MUSD. Como las baterías compiten con las represas hidroeléctricas en la prestación de sus servicios, es lógico que su beneficio aumente cuando el recurso hídrico se encuentre más limitado.

Al determinar la vida útil resultante de la operación en cada caso se constató que el ciclado efectivamente disminuye la vida útil. Al no considerar el costo variable de degradación esta es solamente de 2.8 años, haciendo que la inversión no sea rentable, porque no se logra recuperar los costos de la inversión en la corta vida útil de la batería. En cambio, al tenerlo en cuenta, la vida útil aumenta a 13 años. Además se tiene que el PAYBACK de la inversión para las ganancias obtenidas únicamente por arbitraje de energía es de 6 años, el valor presente neto de la inversión es del orden de los 4 MUSD y la tasa interna de retorno es del 14%. Por lo tanto, se trata de una inversión con una buena rentabilidad. A partir de estos resultados se puede concluir que es fundamental tener en cuenta cómo la vida útil de la batería se ve afectada por su utilización.

Por último, considerando su incorporación al mercado, luego del análisis de los mercados de PJM y Reino Unido, se encontró que lo más apropiado sería clasificarlos en un principio como generadores. Por lo tanto, su actividad debería estar limitada al mercado mayorista. Teniendo en cuenta que en Uruguay en la práctica se observa un modelo de mercado del tipo de comprador único la eficiencia se lograría primero planificando bien los requerimientos de almacenamiento del sistema y luego asegurando que el proceso de entrada al mercado sea competitivo. Para esto el planificador debe establecer la cantidad necesaria a instalar y se deben llevar a cabo licitaciones abiertas, competitivas y transparentes para establecer un contrato entre la distribuidora y un sistema de almacenamiento.

Por otro lado, se identificaron algunos aspectos que podrían constituir barreras para la participación de los sistemas de almacenamiento energético en Uruguay. En particular se encuentra la necesidad de reconocer y definir su capacidad de dar potencia firme. Hoy en día el Decreto del Mercado Mayorista solo reconoce la potencia firme de la generación hidroeléctrica y térmica. El reconocimiento de su potencia firme les abre oportunidades de negocio, pudiendo hacer que se vuelvan redituables antes de lo esperado, al contar con otros flujos de ingresos y no solo la venta de energía en el mercado mayorista.

Finalmente, a partir del análisis realizado en PJM y Reino Unido, se detectó una posible oportunidad de negocio para los sistemas de almacenamiento en Uruguay con la incorporación de un servicio adicional en el mercado, el “peak-shaving”. Este servicio, que consiste en trasladar cargas de pico a horas fuera de pico, busca considerar cómo es la utilización de la red a la hora de dimensionarla, para no solo tener en cuenta la capacidad requerida en el pico previsto en la demanda. Con este servicio se pueden disminuir los costos en infraestructura, las pérdidas y la necesidad de recurrir a generación cara para abastecer el pico. La complejidad se encuentra en valorarlo adecuadamente. Para hacerlo se deben estimar los costos evitados en infraestructura tanto en generación como en transmisión y distribución.

Trabajo Futuro

Habiendo alcanzado el objetivo principal de este trabajo de evaluar el impacto a nivel técnico y regulatorio de incorporar un sistema de almacenamiento energético al Sistema Integrado Nacional luego de haber analizado cuál sería la tecnología más conveniente del mercado, se plantean como posibles líneas de investigación a futuro:

- Profundizar en el modelado de los bancos de baterías de modo de contemplar las demás variables influyentes en la degradación y no solo la profundidad de descarga. Con esto se podría extender el modelo de degradación a baterías utilizadas para otros fines, como autos eléctricos, en las que aparecen otras variables influyentes en la degradación.
- Estudiar y dimensionar otros flujos posibles de fondos para los sistemas de almacenamiento como puede ser la venta de potencia firme o un servicio como el "peak-shaving" buscando entender el impacto en la rentabilidad de estos sistemas.
- Avanzar en el análisis de un sistema de almacenamiento distribuido en la red y con un perfil de unidades disponibles variable a lo largo del día, buscando entender el impacto de una flota de vehículos eléctricos en el SIN.

Referencias

- [1] Balance Energético Nacional (2015). *Matriz Consolidada 2015*.
- [2] Barbour, E. *Pumped Hydroelectric Storage (PHS)*. <http://energystoragesense.com/pumped-hydroelectric-storage-phs/>. Accedido en julio 2018.
- [3] Barbour, E. *Pumped Thermal Energy Storage (PTES)*. <http://energystoragesense.com/pumped-thermal-energy-storage-ptes/>. Accedido en julio 2018.
- [4] Beacon Power (2018). *Carbon fiber flywheels*. <http://beaconpower.com/carbon-fiber-flywheels/>. Accedido en julio 2018.
- [5] Bhatnagar, D., Currier, A., Hernandez, J., Ma, O., and Kirby, B. (September 2013). Market and policy barriers to energy storage deployment. *Sandia National Laboratories*. Rep. SAND2013-7606.
- [6] Bilbao, P. (2013). Dimensionamiento óptimo de sistemas de almacenamiento para centrales eólicas. *Memoria de Grado en Ingeniería Civil Eléctrica*. Departamento de Energía Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.
- [7] BP (2018). *Statistical Review of World Energy*.
- [8] Bradbury, S., Hayling, J., Papadopoulos, P., and Heyward, N. (2015). Electricity Storage in GB: SNS 4.7. Recommendations for regulatory and legal framework (SDRC 9.5). *Smarter Network Storage*. [http://innovation.ukpowernetworks.co.uk/innovation/en/Projects/tier-2-projects/Smarter-Network-Storage-\(SNS\)/](http://innovation.ukpowernetworks.co.uk/innovation/en/Projects/tier-2-projects/Smarter-Network-Storage-(SNS)/).
- [9] Cabrera, C., Di Chiara, L., and Chaer, R. (2013). *Manuales de Usuario de SimSEE, Tomo I, Editor y Simulador*. Instituto de Ingeniería Eléctrica - Administración del Mercado Eléctrico - Fundación Julio Ricaldoni.
- [10] Casaravilla, G., Chaer, R., and Alfaro, P. (2008). *SimSEE: Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica. Proyecto PDT 47/12, Technical Report 7*. Universidad de la República (Uruguay), Facultad de Ingeniería, Instituto de Ingeniería Eléctrica.
- [11] Chaer, R. (2012). *Curso SimSEE, Capítulo 4, Optimización de la Operación*. Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República.
- [12] Chaer, R. (2013a). *Curso SimSEE, Capítulo 1, Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica*. Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República.

- [13] Chaer, R. (2013b). *Curso SimSEE, Capítulo 3, Implementación del Simulador SimSEE*. Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República.
- [14] Chaer, R., Gurin, M., Cornalino, E., Draper, M., Terra, R., Abal, G., and Alonso, R. (2014). *Complementariedad de las Energías Renovables en Uruguay y valorización de proyectos para el filtrado de su variabilidad, Reporte Final*. Fundación Julio Ricaldoni - Facultad de Ingeniería, Universidad de la República.
- [15] Coppes, E., Barreto, F., Tutté, C., Maciel, F., Forets, M., Cornalino, E., Gurin Añasco, M., Álvarez, M. C., Palacios, F., Cohn, D., and Chaer, R. (2012). *Proyecto ANII-FSE-2009-18 Mejoras a la Plataforma SimSEE*. IIE, Facultad de Ingeniería, Udelar.
- [16] Cornalino, E. and Chaer, R. (2018). *Plan óptimo de inversiones en generación Uruguay 2019-2046*. Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República.
- [17] Denholm, P., Ela, E., Kirby, B., and Milligan, M. (2010). The role of energy storage with renewable electricity generation. *National Renewable Energy Laboratory*.
- [18] Díaz-González, F., Sumper, A., Gomis-Bellmunt, O., and Villafafila-Robles, R. (2012). A review of energy storage technologies for wind power application. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (16):2154–2171.
- [19] Electricity Storage Association (ESA) (2018). *Technology Comparisons*. <http://www.electricitystorage.org/site/technologies/>. Accedido en mayo 2018.
- [20] Escobar, A. and Holguín, M. (2011). Sistemas de almacenamiento de energía y su aplicación en energías renovables. *Scientia Et Technica [en línea]*, XVII(47):12–16. <http://www.redalyc.org/html/849/84921327004/>.
- [21] European Commission (2015). *Acuerdo de París*. https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es.
- [22] Federal Energy Regulation Commission. *FERC Order 755: Frequency Regulation Compensation in the Organized Wholesale Power Markets*. <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2011/102011/E-28.pdf>.
- [23] Federal Energy Regulation Commission. *FERC Order 841: Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*. <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2018/021518/E-1.pdf>.
- [24] Gaines, L., Richa, K., and Spangenberg, J. (2018). Key issues for li-ion battery recycling. *MRS Energy & Sustainability*, 5:E14.
- [25] Gómez, A. and Sudrià, A. (2017). *El almacenamiento energético en la distribución eléctrica del futuro*. Real Academia de Ingeniería, Madrid.
- [26] Greenwood, D., Wade, N., Heyward, N., Mehta, P., Taylor, P., and Papadopoulos, P. (2015). Scheduling Power and Energy Resources in the Smarter Network Storage Project. *23rd International Conference on Electricity Distribution*.

- [27] Hoke, A., Brissette, A., Smith, K., Pratt, A., and Maksimovic, D. (2014). Accounting for Lithium-Ion Battery Degradation in Electric Vehicle Charging Optimization. *Emerging and Selected Topics in Power Electronics, IEEE Journal of*, 2:691–700.
- [28] Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity*. John Wiley & Sons, New York. ISBN 0-471-22098-1.
- [29] IEEE (2017). Opening the Door to Energy Storage. *Power & Energy magazine*, 15(5).
- [30] International Energy Agency (2018a). *Electricity Information: Overview*.
- [31] International Energy Agency (2018b). *World Energy Balances: Overview*.
- [32] Jafari, M., Khan, K., and Gauchia, L. (2018). Deterministic models of for Li-ion ageing: It is a matter of scale. *Journal of Energy Storage*, 20:67–77.
- [33] Lazard (2015). *Lazard's levelized costs of storage analysis, 1.0*.
- [34] Lazard (2016). *Lazard's levelized costs of storage analysis, 2.0*.
- [35] Lazard (2017). *Lazard's levelized costs of storage analysis, 3.0*.
- [36] Lazard (2018). *Lazard's levelized costs of storage analysis, 4.0*.
- [37] Maciel, F., Vignolo, M., and Chaer, R. (2014). Projected long-term behavior of the CO₂ emission factor in the electricity system of Uruguay. *Journal of Energy and Power Engineering*, 8(12):1–13.
- [38] Méndez, R. (2013). *Industria - Política Energética Uruguay 2030*. Ministerio de Industria, Energía y Minería - Dirección Nacional de Energía. I Encuentro Empresarial de Energías Renovables.
- [39] Molina, E. (2017). Análisis de estrategias de despacho de una central fotovoltaica con almacenamiento a través de bombeo hidráulico con agua de mar. *Memoria de Grado en Ingeniería Civil Eléctrica*. Departamento de Energía Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.
- [40] Office of Electricity Delivery & Energy Reliability, Department of Energy (2016). *DOE Global Energy Storage Database*. <http://www.energystorageexchange.org/projects>. Accedido en julio 2018.
- [41] Papadopoulos, P., Laguna-Estopier, A., Thomik, A., Boland, E., Koukoulis, T., and Bradbury, S. (2016). The Business Case of Storage: Based on evidence from UK Power Network's SNS Project. *Smarter Network Storage*. [http://innovation.ukpowernetnetworks.co.uk/innovation/en/Projects/tier-2-projects/Smarter-Network-Storage-\(SNS\)/](http://innovation.ukpowernetnetworks.co.uk/innovation/en/Projects/tier-2-projects/Smarter-Network-Storage-(SNS)/).
- [42] Poder Ejecutivo, Uruguay (2002a). *Decreto 277/002: Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica*. <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/277-2002>.
- [43] Poder Ejecutivo, Uruguay (2002b). *Decreto 278/002: Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica*. <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/278-2002>.

- [44] Poder Ejecutivo, Uruguay (2002c). *Decreto 278/002: Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica: Anexos*. https://www.miem.gub.uy/sites/default/files/decreto_278_02_del_28.06.02_reglamento_de_transmision_-_anexo_1.pdf.
- [45] Poder Ejecutivo, Uruguay (2002d). *Decreto 360/002: Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica*. <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/360-2002>.
- [46] Poder Legislativo, Uruguay (1997). *Ley 16832: Ley Reguladora del Mercado Energético*. <https://www.impo.com.uy/bases/leyes/16832-1997>.
- [47] Salles, M., Gadotti, T., Aziz, M., and Hogan, W. (2017). Breakeven Analysis of Energy Storage Systems in PJM Energy Markets. *6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications*.
- [48] Schimpe, M., Truong, C. N., Naumann, M., Jossen, A., Hesse, H. C., Reniers, J. M., and Howey, D. A. (2018). Marginal costs of battery system operation in energy arbitrage based on energy losses and cell degradation. In *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I CPS Europe)*, pages 1–5.
- [49] Sioshansi, R., Denholm, P., and Jenkin, T. (January 2012). Market and policy barriers to deployment of energy storage. *Economics of Energy and Environmental Policy*.
- [50] Uddin, M., Romlie, M., Abdullah, M., Halim, S., Abu Bakar, A., and Kwang, T. (2018). A review on peak load shaving strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- [51] UK Parliament (1989). *Electricity Act 1989*. <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1989/29/contents>.
- [52] UK Parliament (2000). *Utilities Act 2000*. <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2000/27/contents>.
- [53] UK Power Networks (2017). *Close-Down Report*. Smarter Network Storage. [http://innovation.ukpowernetworks.co.uk/innovation/en/Projects/tier-2-projects/Smarter-Network-Storage-\(SNS\)/](http://innovation.ukpowernetworks.co.uk/innovation/en/Projects/tier-2-projects/Smarter-Network-Storage-(SNS)/).
- [54] United States Advanced Battery Consortium Report. (2014). Recommended practice for recycling of xev electrochemical energy storage systems. <http://uscar.org/guest/teams/68/USABC-Battery-Recycling-Group>.
- [55] Vidarte, D., de León, I., Vignolo, M., and Piccini, J. (2018). Calculation of the capacity value for wind generation in uruguay. *IEEE T&D Latin American*, pages 1–5. Lima, Perú. <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/>.
- [56] World Resources Institute (2010). *World GHG Emissions Flow Chart*.
- [57] Xu, B., Oudalov, A., Ulbig, A., Andersson, G., and Kirschen, D. (2016). Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 99:1–1.
- [58] Xu, B., Zhao, J., Zheng, T., Litvinov, E., and Kirschen, D. (2017). Factoring the Cycle Aging Cost of Batteries Participating in Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, PP.