

Potencial del uso baterías para arbitraje intertemporal de precios en América Latina:

Los casos de Argentina, Brasil, Chile,
Colombia y Uruguay

Lorena Di Chiara
David Lopez
Mariana Weiss
Franco Carvajal
Enrique Chueca
Michelle Hallack

División de Energía

NOTA TÉCNICA N°
IDB-TN-02557

Potencial del uso baterías para arbitraje intertemporal de precios en América Latina:

Los casos de Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Uruguay

Lorena Di Chiara
David Lopez
Mariana Weiss
Franco Carvajal
Enrique Chueca
Michelle Hallack

Septiembre 2022

Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo

Potencial del uso de baterías para arbitraje intertemporal de precios en América Latina:
los casos de Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Uruguay / Lorena Di Chiara, David
López Soto, Mariana Weiss, Franco Carvajal, Enrique Chueca, Michelle Hallack.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 2557)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Energy storage-Latin America. 2. Electric batteries-Latin America. 3. Electric power
systems-Planning-Latin America. I. Di Chiara, Lorena. II. López-Soto, David. III.
Weiss, Mariana . IV. Carvajal, Franco. V. Chueca Montuenga, Enrique. VI. Hallack,
Michelle, 1983- VII. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. VIII.
Serie.

IDB-TN-2557

Códigos JEL: Q42, Q41, Q47, N76

Palabras clave: Baterías, Costos, Flexibilidad, Planeación del Sistema Eléctrico

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2022 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

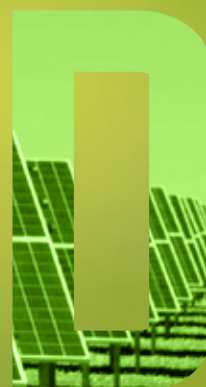
Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



Potencial del uso de baterías para arbitraje intertemporal de precios en **América Latina:**

los casos de
Argentina, Brasil,
Chile, Colombia
y Uruguay



POTENCIAL DEL USO BATERÍAS PARA ARBITRAJE INTERTEMPORAL DE PRECIOS EN AMÉRICA LATINA:

LOS CASOS DE ARGENTINA, BRASIL,
CHILE, COLOMBIA Y URUGUAY¹

Agosto 2022

Autores:

Lorena Di Chiara
David López Soto
Mariana Weiss
Franco Carvajal
Enrique Chueca
Michelle Hallack



1. Los autores agradecen al revisor externo, a Edwin Malagón, Cecilia Correa, por los comentarios y sugerencias. Además, agradecemos a Tomas Serebrisky por todo el apoyo y discusión durante este proyecto de investigación y a Ben Solis por el apoyo en los procesos de revisión.

Tabla de Contenido

Abreviaturas	6
1. Introducción	8
2. La importancia del almacenamiento para la transición energética	11
3. Modelando la inserción de baterías en cinco países de América Latina	15
3.1. Metodología: Modelo SimSEE	16
3.2. Datos	19
4. Con base en la variación de costos marginales	
¿La inserción de baterías sería viable en América Latina?	21
4.1. Argentina	23
4.2. Brasil	24
4.3. Chile	25
4.4. Colombia	26
4.5. Uruguay	27
5. Discusión de los resultados: ¿qué incentivos económicos son necesarios para motivar inversiones en sistemas de baterías?	28
5.1. Análisis comparativo de los ahorros en los costos marginales de electricidad	29
5.2. Incentivos económicos complementarios para una adopción adecuada de las baterías en el sistema eléctrico	30
6. Conclusiones	32
Bibliografía	34
Anexo 1: Capacidad y generación hidroeléctrica en América Latina en 2020 por país	37
Anexo 2: Costo de la batería llave en mano	38
Anexo 2: Datos históricos de capacidad instalada y generación	40
Argentina	40
Brasil	41
Chile	41
Colombia	42
Uruguay	43
Anexo 3: Variabilidad hidrológica	44
Anexo 4: Costos marginales máximos y mínimos diarios de operación	
Anexo 5: Histórico de los costos marginales del sistema.	50
Argentina	50
Brasil	51
Chile	52
Colombia	53
Uruguay	54
Anexo 6: Servicios de Regulación de Frecuencia	56

Figuras



Figura 1. Ejemplo de desajuste entre oferta de electricidad con fuente solar y horario de consumo.	12
Figura 2. Costos anualizados de electricidad a partir de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios públicos recientemente encargadas, 2010 y 2020.	13
Figura 3. Costo Promedio y Densidad Energética de las Baterías.	14
Figura 4: Esquema del modelado propuesto.	18
Figura 5. Diferencia máxima del costo marginal diaria y operación óptima de la batería - Argentina.	23
Figura 6: Diferencia máxima del costo marginal diaria y operación óptima de la batería - Brasil.	24
Figura 7: Diferencia máxima del costo marginal diaria y operación óptima de la batería - Chile.	25
Figura 8: Diferencia máxima del costo marginal diaria y operación óptima de la batería - Colombia.	26
Figura 9: Diferencia máxima del costo marginal diaria y operación óptima de la batería - Uruguay.	27
Figura 10. Costo de capital de las baterías en USD/kWh instalado	38
Figura 11: Parámetros de las baterías.	39
Figura 12: Proyección de costos medios de baterías de 2, 4 y 6 horas de capacidad.	39
Figura 13: Costos marginales máximos y mínimos diarios de Argentina 2018 al 30 de junio 2021.	45
Figura 14: Costos marginales máximos y mínimos diarios de Brasil mayo 2018 - 2021.	46
Figura 15: Costos marginales máximos y mínimos diarios de Chile 2018 - 2021.	47
Figura 16: Costos marginales máximos y mínimos diarios de Colombia 2018-2021.	48
Figura 17: Costos marginales máximos y mínimos diarios de Uruguay 2018 a 2021	49
Figura 18: Costos marginales horarios del sistema eléctrico argentino de 2018 - 2021.	50
Figura 19: Costos marginales promedios horarios del sistema eléctrico argentino de 2018, 2019, 2020 y 2021.	51
Figura 20: Costos marginales horarios del sistema eléctrico Sureste de Brasil desde mayo 2018 -2021.	51

Figura 21: Costos marginales promedios horarios de la región Sureste de Brasil de mayo a diciembre 2018, 2019, 2020 y 2021.	52
Figura 22: Costos marginales horarios en barras de 220 kV SE Cerro Navia – Chile 2018 - 2021.	52
Figura 23: Costos marginales promedios horarios de la barra SE Cerro Navia de Chile 2018 – 2021.	53
Figura 24: Costos marginales horarios del sistema eléctrico colombiano de 2018 a 2021.	53
Figura 25: Costos marginales promedios horarios de Colombia en 2018, 2019, 2020 y 2021.	54
Figura 26: Costos marginales horarios del sistema eléctrico uruguayo de 2018 a 2021.	54
Figura 27: Promedios horarios anuales de los costos marginales del sistema eléctrico uruguayo de 2018 a 2021.	55
Figura 28: Esquema de regulación de frecuencia ante pérdida de generación o aumento de consumo.	57

Tablas



Tabla 1: Datos de Entrada y Salida del Modelo Sim SEE	17
Tabla 2: Parámetros de la batería usados en la simulación.	18
Tabla 3: Definición y fuente de datos de costos marginales (o precios spot) horarios considerados en el estudio.	20
Tabla 4: Ahorro de costos de operación del sistema por la integración de la batería.	29
Tabla 5: Capacidad y generación hidroeléctrica en América Latina en 2020.	37
Tabla 6: Capacidad Instalada (MW) en 2018 a 2020.	40
Tabla 7: Energía por fuentes entregada al SADI (GWh) en 2018 a 2020.	40
Tabla 8: Participación de la energía renovable en la demanda del SADI en 2018 a 2020.	40
Tabla 9: Capacidad Instalada (MW) – Brasil 2018 a 2020.	41
Tabla 10: Energía generada por fuentes (GWh) – Brasil 2018 a 2020.	41
Tabla 11: Participación de la energía hidroeléctrica, eólica y solar en el abastecimiento de la demanda – Brasil 2018 a 2020.	41
Tabla 12: Capacidad Instalada (MW) – Chile 2018 a 2020.	42
Tabla 13: Energía generada por fuentes SEN (GWh) – Chile 2018 a 2020.	42

Tabla 14:	Participación de la energía hidroeléctrica, eólica y solar en el abastecimiento del SEN – Chile 2018 a 2020.	42
Tabla 15:	Capacidad Instalada (MW) – Colombia 2018 a 2020.	42
Tabla 16:	Energía generada por fuentes SIN (GWh) – Colombia 2018 a 2020.	42
Tabla 17:	Capacidad Instalada (MW) – Uruguay 2018 a 2020.	43
Tabla 18:	Energía generada por fuentes entregada al SIN (GWh) – Uruguay 2018 a 2020.	43
Tabla 19:	Participación de la energía hidroeléctrica y eólica en el abastecimiento del SIN – Uruguay 2018 a 2020.	43
Tabla 20:	Histórico del Factor de Capacidad anual generación hidroeléctrica.	44

Abreviaturas

ADME:

Administración del Mercado Eléctrico (Operador del sistema eléctrico de Uruguay)

CAMMESA:

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
(Operador del sistema eléctrico de Argentina)

ERNC:

Energía Renovable no Convencional

ERV:

Energía Renovable Variable

FV:

Fotovoltaica

LAC:

Latinoamérica y Caribe

NREL:

National Renewable Energy Laboratory

OLADE:

Organización Latinoamericana de Energía

O&M:

Operación y Mantenimiento

ONS:

Operador Nacional do Sistema Elétrico (Operador del sistema eléctrico de Brasil)

SADI:

Sistema Argentino de Interconexión

SEN:

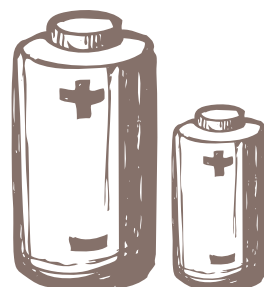
Sistema Eléctrico Nacional (Chile)

SIN:

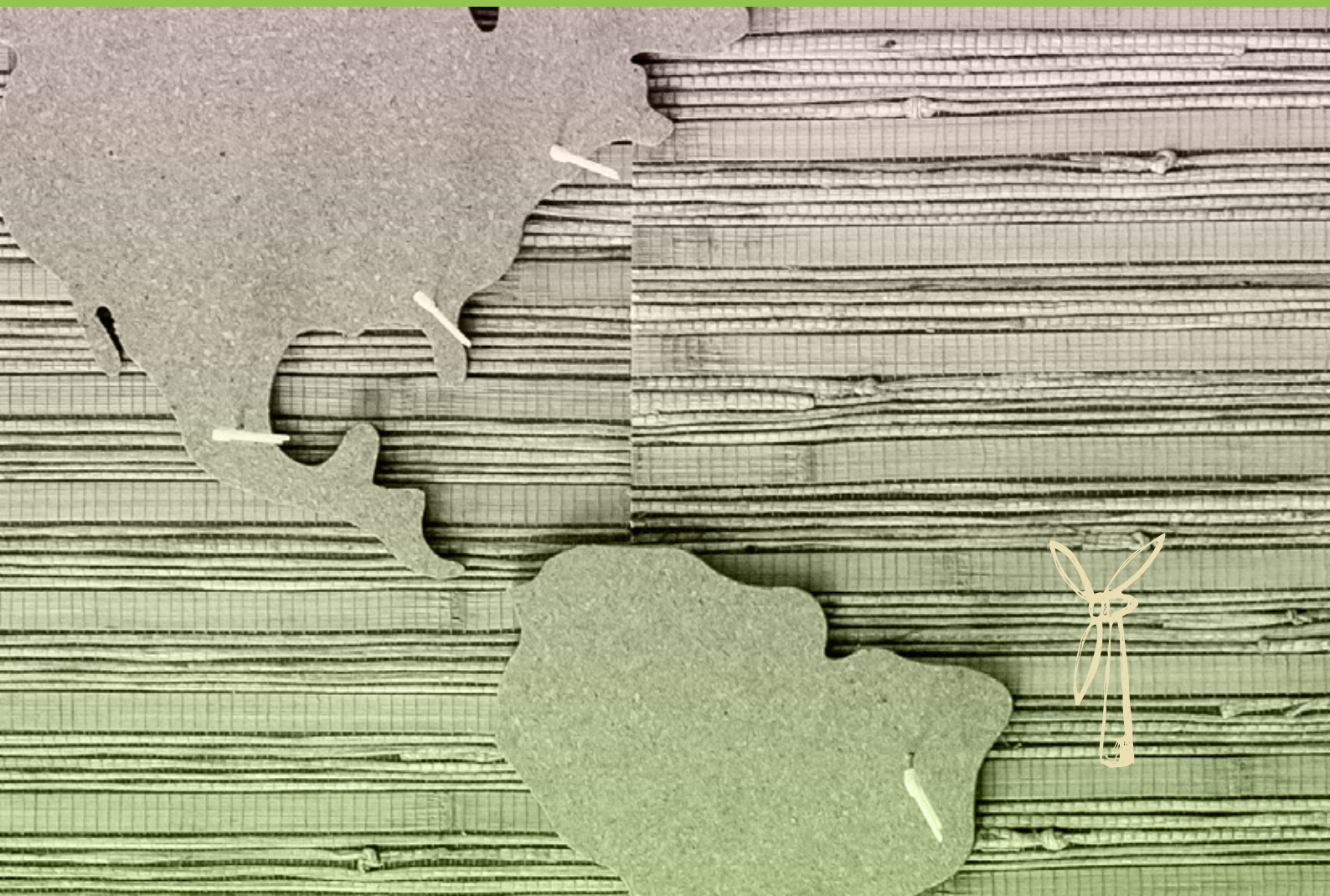
Sistema Interconectado Nacional (Colombia y Uruguay)

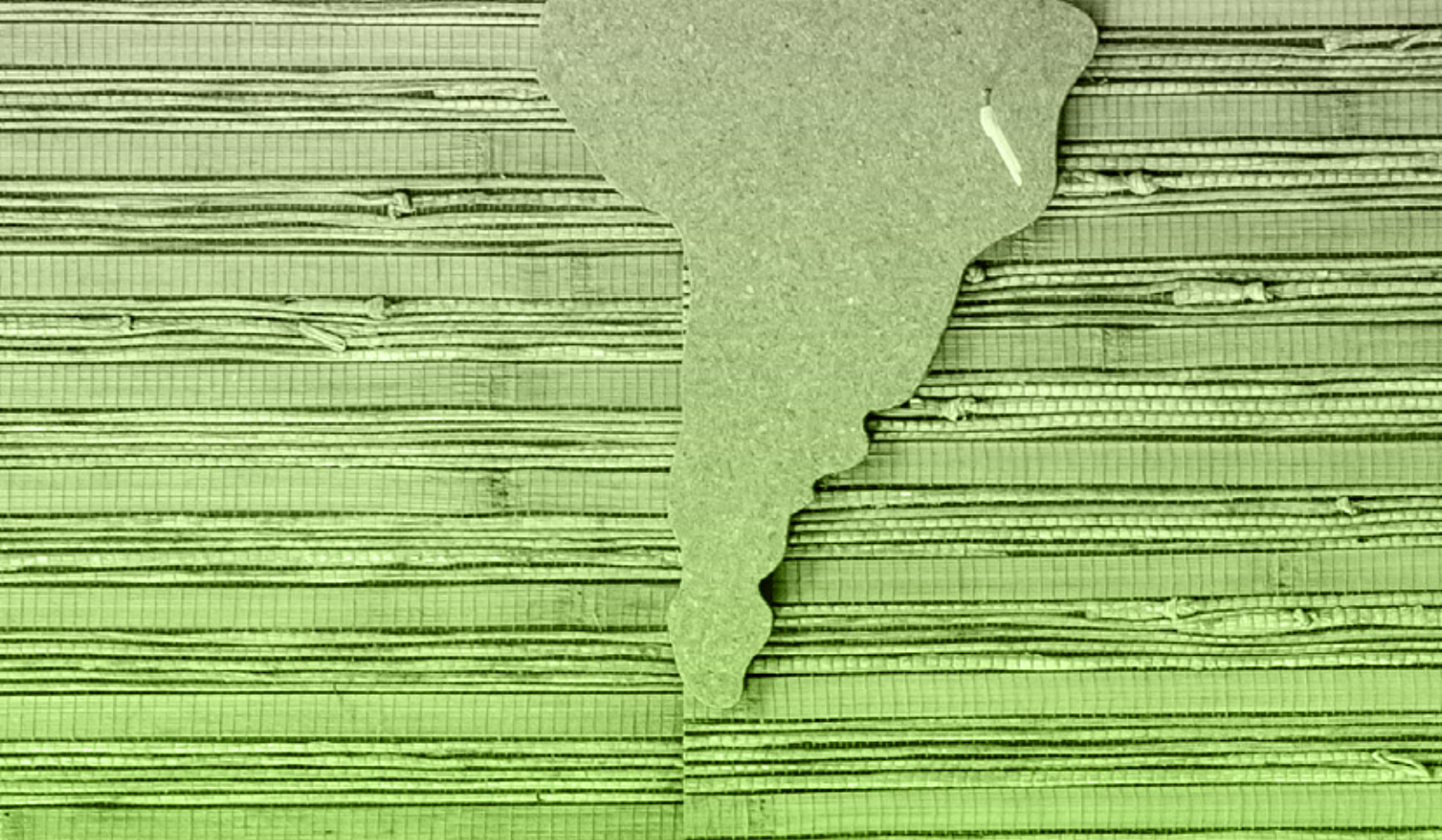
XM:

Operador del sistema eléctrico de Colombia



1. Introducción





América Latina es una región que, históricamente, ha apostado al desarrollo de energías renovables. Un claro ejemplo es la alta participación que a la fecha tiene la generación hidroeléctrica dentro de la matriz eléctrica de los países, y cuyas centrales fueron desarrolladas, principalmente, décadas atrás y aún se encuentran en funcionamiento.

En 2020, la participación de la generación hidroeléctrica en la matriz eléctrica de América Latina y Caribe (LAC) fue de alrededor del 46% (OLADE, 2021)². Desde la última década, la mayoría de los países de América Latina están apostando fuertemente al desarrollo de energías renovables variables (ERV), en particular, eólica y solar fotovoltaica (solar FV). El desarrollo futuro de grandes centrales hidroeléctricas con embalse es cada vez más difícil, debido, entre otros factores, a: (i) el impacto ambiental que estas ocasionan, (ii) los usos competitivos de los recursos hídricos y (iii) los riesgos asociados a la variabilidad hidrológica, cada vez más pronunciada por efectos del cambio climático³.

En la medida en que se continúa con la tendencia de integrar generación intermitente en varios de los países de América Latina⁴, con planes ambiciosos de descarbonización y metas de participación de generación eólica y solar FV en la matriz eléctrica, surge la necesidad de analizar nuevas alternativas de almacenamiento de energía.

A ello se le suma, también, la reducción sustancial de costos, principalmente de la tecnología solar FV, que ha conducido a que una mayor cantidad de clientes instalen su propia generación e intercambien energía con la red eléctrica, lo que genera consigo una mayor necesidad de flexibilidad. Un ejemplo muy conocido de los efectos de la integración de energía solar FV es la curva de carga diaria del estado de California (Denholm, y otros, 2015).

2. En anexo 1 se presentan los datos por países de la región.

3. Para un ejemplo, ver San Salvador Del Valle 2022, para el caso de Surinam.

4. La energía solar y la eólica muestran el mayor crecimiento anual de potencia instalada en la última década en América Latina y el Caribe, con 69% y 36%, respectivamente (BP, 2021)).

En los próximos años también se espera una electrificación del sector transporte, lo que comenzará por el transporte público y, en algunos países, el transporte individual. Esto se traducirá en un consumo adicional al sistema de potencia, y, en países con tarifas de horario múltiple, será posible realizar cargas de las baterías de los vehículos en los horarios de valle (baja demanda) y usar el remanente de energía de la batería para cubrir consumo en horas de punta (alta demanda) (González-Salas, y otros, 2021).

Al tener en cuenta la fuerte integración de energías renovables variables (ERV), y los cambios en el paradigma de consumo/autogeneración, las empresas eléctricas tienen como gran desafío el adaptarse, cada vez más rápido, al desarrollo de estas nuevas tecnologías y ser cada vez más flexibles. Uno de los principios básicos que caracteriza al mercado eléctrico es la especificidad temporal, esto es, que la demanda de electricidad debe ser atendida casi de manera instantánea. Por lo que la variabilidad de las ERVs aumenta la necesidad y el valor económico de los mecanismos de flexibilidad del sistema eléctrico (Cavallo, y otros, 2020).

Las tecnologías de almacenamiento de energía son una excelente opción para incrementar la flexibilidad de los sistemas eléctricos. Históricamente, el almacenamiento de energía ha estado asociado a la construcción de embalses en las represas hidroeléctricas y, se asumía, que la incorporación de otras tecnologías de almacenamiento, como son las baterías, no era económicamente rentable. No obstante, la caída en los costos de las baterías ha hecho que este tipo de tecnologías sean cada vez más atractivas.

Por su parte, en los mercados con alta integración de energías renovables y centrales térmicas de altos costos, se observa que pueden aparecer costos marginales cero e, incluso, precios negativos en períodos de tiempo de muy alta generación, y costos marginales muy altos (o precios Spot) para cubrir las fluctuaciones de la energía variable y/o cubrir picos de consumo. La forma en que toda esta variabilidad del sistema eléctrico se incorpora a los precios depende del diseño del mercado, y, especialmente, del diseño del mercado para ajustarse al corto plazo. En LAC, los diseños de mercado no permiten precios negativos. Sin embargo, la diferencia de costos marginales a lo largo del día está siendo afectada con el incremento de las energías renovables. Al tener en cuenta todos estos elementos y la eficiencia económica, es importante comprender cómo evoluciona el costo marginal, y los incentivos que generan la asignación de costos.

Paralelamente, en los últimos años, se está apostando fuertemente a la investigación y al desarrollo de tecnologías de almacenamiento de electricidad, como las baterías de ion-litio, que han bajado drásticamente sus costos y aumentado la eficiencia, la batería de flujo redox, las celdas de hidrógeno y el almacenamiento en centrales de bombeo (BNEF, 2021). Se espera que, en los próximos años, el incremento del uso de las baterías y el potencial desarrollo de la industria de hidrógeno verde se sumen a la capacidad de almacenamiento hidroeléctrico existente de la región, y contribuyan a la descarbonización de la economía.

El almacenamiento tradicional de las centrales hidroeléctricas con embalses ha sido ampliamente evaluado en América Latina, especialmente en aquellos países que cuentan con una fuerte integración de este tipo de generación. Las principales dificultades están dadas por la fuerte variabilidad en los regímenes de lluvia de la mayoría de los países de la región, que están muy influenciados por el fenómeno pseudo-cíclico del Niño (Organización Meteorológica Mundial, 2014) y el uso del agua para otras actividades prioritarias, como son el consumo humano y animal. Otro elemento importante durante la evaluación es que la generación hidroeléctrica se encuentra limitada por la orografía y la localización geográfica. Sin embargo, este no es el caso de la producción de hidrógeno y de las baterías, que una vez instalada la tecnología presentan muy pocas limitaciones geográficas y climáticas.

En este sentido, debido a la reducción sustancial de los costos, mejoras en la eficiencia de las baterías, principalmente las de ion-litio, y las perspectivas de que estas tendencias continúen en los próximos años, estas tecnologías son hoy una opción para tener en cuenta para el futuro desarrollo del sector eléctrico. Según las características y perspectivas del sistema eléctrico, algunos mercados mayoristas pueden ser más propensos que otros para incentivar la inversión en almacenamiento a través de beneficios fiscales u otros mecanismos para rentabilizar su desarrollo.

Es por ello que este trabajo tiene como principal objetivo discutir la viabilidad económica que tendría la instalación de un banco de baterías con fines de arbitraje intertemporal. Para términos del sistema eléctrico, la batería tiene muchos usos complementarios, entre los que se encuentra el arbitraje intertemporal de la electricidad. Sin embargo, existe mucha incertidumbre en relación con el despacho futuro de la batería y poca disponibilidad de datos. Para simplificar nuestro análisis y contribuir a la discusión, se considera un uso de batería basado en el arbitraje con el precio spot (o costos marginales) en una muestra de países con distintos niveles de integración de ERV en su matriz de generación.

Debido a la disponibilidad de datos, integración de capacidad hidroeléctrica e integración de ERV, se eligen los siguientes cinco países de América Latina: Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Uruguay. Las estimaciones permitirán analizar los efectos que tendría la variación del mercado spot sobre los incentivos para invertir en baterías. Como elemento principal del ejercicio de simulación se tuvo la operación óptima de un banco de baterías de capacidad de almacenamiento del entorno de 1 MWh en servicio, desde 2018 hasta 2021. Para realizar las simulaciones se dispuso de los datos históricos horarios del costo marginal, o precio spot, de estos países. De esta forma, la batería se carga y se descarga cuando la diferencia en los costos marginales horarios del sistema sea mayor que las pérdidas internas de la batería y, con ello, rentabilice la operación. Este análisis parte de la premisa que en los sistemas eléctricos de potencia se conoce con bastante precisión el costo marginal del sistema de, al menos, las próximas 24 horas y, además, se asume que la batería es muy pequeña en relación con el consumo de energía del sistema eléctrico y, por ello, su operación no altera los costos marginales, o precio spot, del mismo.

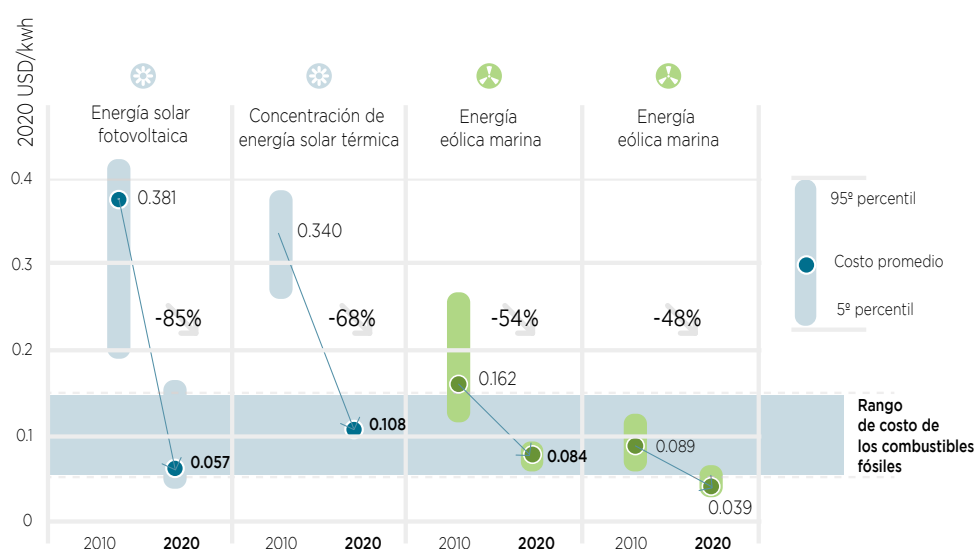
2. La importancia del almacenamiento para la transición energética



La transición energética se está acelerando gracias a las transformaciones en los ámbitos tecnológicos, en los nuevos modelos de negocio y en la regulación del sector. Esta transición significa el despliegue de las innovaciones de las 3DER en los sistemas energéticos: Descarbonización, Descentralización de la generación, Digitalización, Electrificación y Resiliencia (McKisey & Company, 2015). En la transición energética será fundamental el uso de energía renovable para generar electricidad, y la electrificación de la economía, especialmente el desarrollo de la electromovilidad, y la electrificación de procesos productivos y de calefacción. Dado que la electricidad juega un papel tan importante en la transición energética, es importante preguntarse cómo se generará esta electricidad. Las energías renovables, como la hidroeléctrica, la solar y la eólica, contribuirán a una mayor proporción de electricidad en el futuro.

La segunda década del siglo XXI se caracterizó por el desarrollo y la baja en los costos de la generación de origen eólico y, principalmente, la caída vertiginosa de los precios de la energía solar FV (REN 21, 2021). En la Figura 1 se puede apreciar que los costos de instalación de la eólica en tierra disminuyeron a un poco más de la mitad de su costo en 2010, y los de la solar FV cayeron más de seis veces.

Figura 1. Costos anualizados de electricidad a partir de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios públicos recientemente encargadas, 2010 y 2020.



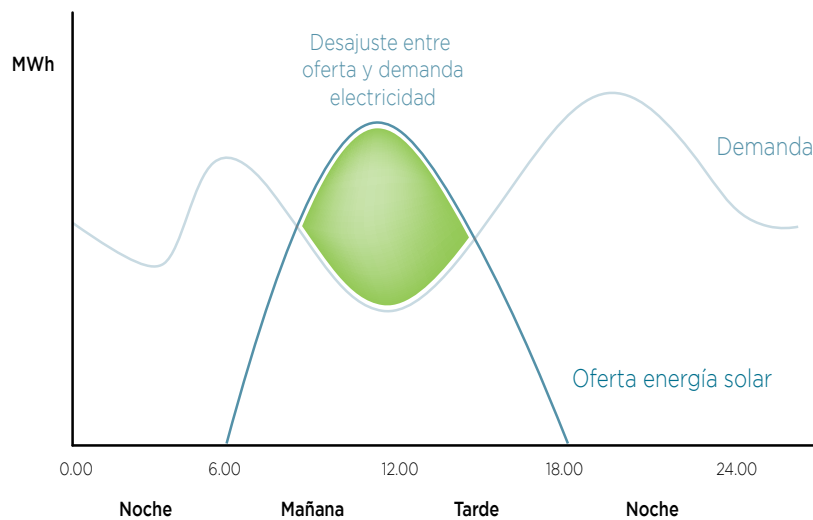
Fuente: REN 21.

En la actualidad, la generación eólica y solar FV son alternativas muy competitivas de expansión en gran cantidad de países. Varios de los países de América Latina presentan muy buenas condiciones para el desarrollo de estas tecnologías, y planes ambiciosos de integración de energías renovables no convencionales⁵.

5. La introducción de ERV tiene otras consecuencias importantes en el sistema eléctrico como, por ejemplo, mejora del proceso de previsión, mercados cada vez más cerca del tiempo real para reflejar las condiciones de oferta (variable). Asimismo, en varios países del mundo se van realizando ajustes de las previsiones del costo marginal de sistema basado en pronósticos meteorológicos durante el día. Se está, además, avanzando en la digitalización de los sistemas eléctricos; particularmente, en países como Uruguay se está trabajando en el desarrollo de pilotos de tarifa en tiempo real y contar con buenos pronósticos del costo marginal del sistema para las próximas 72 horas. Además, el desarrollo de nuevas tecnologías lleva consigo cambios de paradigma del sector eléctrico, donde la concepción tradicional del negocio va migrando hacia una mayor descentralización, con pequeños clientes que cada vez tienen mayores posibilidades de generar su propia energía e, incluso (cuando la legislación lo permite), venderla a la red.

Sin embargo, existen desafíos para que la generación de electricidad con energía renovable pueda satisfacer adecuadamente a la creciente demanda. Uno de los desafíos se relaciona con que el uso de electricidad se da en el momento de elección de los usuarios (con horarios de demanda pico y valles diarios y con cambios de demanda por estaciones de verano o invierno), mientras que la mayor parte de la electricidad renovable se genera en función de las condiciones climáticas, como la radiación solar, la velocidad del viento, o el caudal de agua (Figura 2). Para resolver este desajuste entre el horario de consumo y la generación, es necesario aumentar la flexibilidad de los sistemas. Dos de las principales soluciones que han buscado implementar los países son “repuesta de la demanda” y el almacenamiento de la energía, cuando hay excedentes⁶. A pesar de la creciente importancia de este mecanismo, este no podrá ser el único mecanismo de flexibilidad. El almacenamiento, también, tendrá un rol importante en la transición (IEA, 2020).

Figura 2. Ejemplo de desajuste entre oferta de electricidad con fuente solar y horario de consumo.



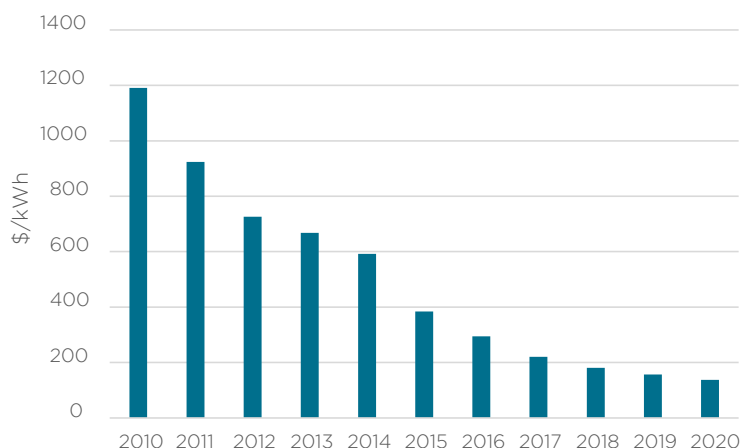
Fuente. Elaboración propia.

Muchos sistemas energéticos están optando por la adopción de almacenamiento de energía como herramienta clave para la flexibilidad, por ejemplo, mediante el uso de las baterías de ion-litio, la batería de flujo redox, las celdas de hidrógeno y el almacenamiento en centrales de bombeo, que permiten almacenar el exceso de electricidad generada para usarla en diferentes momentos cuando la generación es baja. Esto implica una mayor flexibilidad del sistema eléctrico para satisfacer la demanda, y adaptar sus costos de operación en el corto plazo (costos marginales) (McKisey & Company, 2015).

En esta tercera década del siglo XXI se espera un despliegue muy grande en el uso de baterías, principalmente, asociadas a electromovilidad, sistemas híbridos de microgeneración y, en menor medida, sistemas estacionarios. En la Figura 3 se muestra la curva decreciente de costos medios de las baterías de ion-litio en la última década (BNEF 2020).

6. Existe una extensa evidencia que han tenido los programas de gerenciamiento de la demanda, para discusión ver el caso de Uruguay en Di Chiara y otros (2021, y para una referencia más detallada de los diferentes modelos y del potencial gerenciamiento de la demanda, ver Weiss y otros (2022).

Figura 3. Resultados de la encuesta de precios de baterías de iones de litio: variación del promedio ponderado por volumen, todos los sectores (\$/kWh)⁷



Fuente: BNEF (2021).

En conclusión, esta sección ha mostrado que la integración masiva de ERV requiere contar con sistemas de potencia flexibles, con capacidad de dar respuesta rápida a las fluctuaciones de corto plazo de esta generación, y poder almacenar energía en momentos de abundancia de generación que no sea posible usar en ese momento. En varios países de América Latina, las hidroeléctricas con capacidad de regulación pueden dar esos servicios, las interconexiones internacionales pueden jugar un rol importante para desplazar energía a otros países que la requieran, pero, en la medida en que se continúe la electrificación de diferentes sectores de la economía y se instale mayor cantidad de ERV, será necesario contar con mayor capacidad de regulación y de almacenamiento.

7. Los costos de las baterías dependen del proyecto, tamaño, tecnología y otros, para más detalles ver anexo 2, no obstante, como se aprecia en la figura 3, todos los estudios presentan una enorme disminución de los costos de la batería en la última década.

3. Modelando la inserción de baterías en cinco países de América Latina



Como se comentó en la sección anterior, los países de América Latina, en mayor o menor medida, están en proceso de integración de ERV en su matriz eléctrica. La fuerte integración de este tipo de energía presenta desafíos en la planificación de la operación y afecta los costos marginales de los sistemas de potencia. En sistemas con fuerte integración de ERV y capacidad de almacenamiento es deseable poder guardar energía (agua, en el caso de centrales hidroeléctricas con embalse) en horas de abundancia de la generación variable y usar esta energía en horas de escasez.

Tradicionalmente, las centrales hidroeléctricas con embalse han tenido la función de optimizar el uso del agua para minimizar los costos de abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico. Pero, con la baja en los costos de las baterías de los últimos años, surge la interrogante de la rentabilidad de la instalación de estas en los sistemas eléctricos de potencia para fines de almacenamiento.

Uno de los objetivos principales de este trabajo es determinar, mediante ejercicios de simulaciones, la viabilidad económica de la instalación de un banco de baterías estacionario. A partir del año 2018, y con capacidad mucho menor al consumo horario de países de América Latina, se estudia la intervención de la batería para atender la variación de costos marginales.

La premisa de la que parte este estudio es que en los sistemas eléctricos de potencia se conoce con bastante precisión la demanda, la generación disponible y el costo marginal del sistema (o precio Spot) de, por lo menos, las próximas 24 horas. A partir de estos datos se puede determinar con antelación cuáles son los momentos óptimos en que se debería cargar/descargar las baterías. De esta forma, la batería se va a cargar y descargar solo cuando las diferencias en los costos marginales horarios del sistema eléctrico sean suficientes para que sea rentable su operación. Por último, resulta razonable asumir que la operación de una batería, cuya potencia instalada es de órdenes de magnitud inferior a la de la demanda horaria del sistema eléctrico, no altera los costos marginales del sistema.

El estudio se enfoca en los siguientes cinco países de América Latina – Argentina, Brasil, Chile Colombia y Uruguay. Estos países fueron seleccionados por la disponibilidad de datos, sus diferencias en las composiciones de matrices eléctricas, especialmente, en términos de capacidad hidroeléctrica instalada y ERV. Además, en las simulaciones de la operación óptima se considera más de tres años de datos históricos del sistema eléctrico, con el objetivo de captar mejor la variabilidad en los costos marginales asociados a fenómenos climatológicos, como es el fenómeno de El Niño, que afecta el régimen de lluvias en varios de los países de LAC, la entrada en servicio de nuevas fuentes de energía renovable, principalmente eólica y solar fotovoltaica, las variaciones de los precios de los combustibles y posibles cambios en la demanda, como el efecto del COVID-19.

En las próximas secciones se presentan la metodología, los datos considerados en el estudio y los resultados.

3.1. Metodología: Modelo SimSEE

El modelo utilizado para simular la operación óptima de los sistemas eléctricos de potencia fue el SimSEE (Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica) (Chaer, 2008) (Sim). SimSEE⁸ es un modelo gratuito de código abierto, que tiene como objetivo central simular la operación óptima de un sistema de potencia y, además, cuenta con un módulo específico de planificación de inversiones

8. El modelo SimSEE se puede descargar del sitio <https://simsee.org>

de largo plazo (Chaer, April, 2019). Fue desarrollado por el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República de Uruguay, en el marco del proyecto de desarrollo tecnológico PDT-47/12, con financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo. El modelo es ampliamente utilizado en Uruguay por el Administrador del Mercado Eléctrico (ADME) desde 2010. Desde 2020, OLADE promueve su uso al implementar un curso de planificación de inversiones en generación que, sin duda, ha contribuido a la difusión de SimSEE. Recientemente, SimSEE fue aplicado en estudios de planificación energética en Paraguay, Belice, República Dominicana, Honduras, Ecuador y Chile.

SimSEE permite realizar simulaciones de la operación del sistema eléctrico incorporando diferentes tipos de componentes del sector, como generadores térmicos, centrales hidroeléctricas, generación de energía renovable variable, demanda eléctrica, baterías, disponibilidad y precios de los combustibles, redes eléctricas, intercambios internacionales, etc.

Se puede así analizar, con información estadística detallada, la evolución de variables de interés, como los volúmenes de energía y el dinero intercambiados por cada participante con el mercado, la rentabilidad de proyectos específicos y cálculos de precio y riesgo para el diseño de contratos. En la Tabla 1 se describen los posibles datos de entrada y resultados Sim SEE.

Tabla 1: Datos de entrada y salida del modelo Sim SEE

Datos de entrada	Datos de salida
Demanda de electricidad	<p>Operación óptima</p> <ul style="list-style-type: none"> • Generación horaria de cada tipo de central generadora <p>Expansión óptima</p>
Red eléctrica <ul style="list-style-type: none"> • Nodos • Líneas 	
Afluencia de lluvias (caudales)	
Datos de viento / Generación eólica	
Datos de irradiación / Generación solar	
Datos de las centrales generadoras <ul style="list-style-type: none"> • Generadores térmicos • Generadores eólicos • Generadores solares FV • Centrales hidroeléctrica de pasada • Central hidroeléctrica con embalse 	
Baterías	
Precio y disponibilidad de combustibles	
Datos de comercio internacional de energía	
Redes de combustibles fósiles	

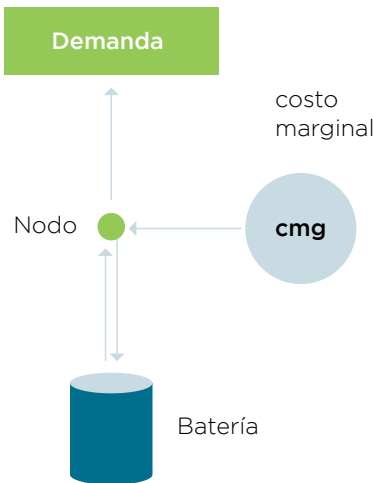
Fuente: Elaboración propia.

Cada sistema eléctrico es modelado en la plataforma SimSEE con un único nodo donde se conecta la demanda horaria del sistema, un generador de potencia suficiente para abastecer dicha demanda con costo variable igual al costo marginal, o precio Spot, histórico horario del sistema, y un banco de baterías de potencia de carga/descarga mucho menor al consumo horario. En la Figura 4 se muestra un esquema del modelado usado en SimSEE.

La doble flecha en la batería significa que la misma puede tomar energía de la red (carga de batería) que es suministrada por el generador de costo variable igual al histórico horario del costo marginal (o precio spot) y puede entregar energía a la red (descarga de batería) para abastecer

parte de la demanda. La carga y descarga de la batería dependerá fuertemente de las diferencias que haya en los costos marginales del sistema eléctrico a lo largo del tiempo y de las pérdidas internas de la batería.

Figura 4: Esquema del modelado propuesto.



Fuente: Elaboración propia.

A los efectos de cuantificar los posibles beneficios económicos de la inclusión de un banco de baterías en el sistema eléctrico, se consideran los parámetros técnicos de la batería detallados en la Tabla 2. En este estudio se considera que el costo del sistema de baterías estacionario llave en mano de 1 MWh en servicio en 2018 asciende a 600 000 USD y la vida útil a 15 años (Lazard, 2017). Si no se tiene en cuenta el valor del dinero a lo largo del tiempo y las posibles pérdidas de eficiencia a lo largo de la vida útil de la batería, el costo anualizado del sistema de batería llave en mano asciende a 40 000 USD. Estos valores consideran el costo de proyecto, además del costo de batería per se. El Anexo 1 presenta más detalles sobre el costo del sistema de baterías.

Tabla 2: Parámetros de la batería usados en la simulación.

Capacidad de la batería (MWh)		1.05
Potencia de carga (MW)		1
Potencia de descarga (MW)		1
Rendimiento de carga (%)		0.95

Fuente: Elaboración propia basado en datos generales de baterías existentes.

Si bien SimSEE cuenta con la posibilidad de restringir la cantidad de veces al día que opera la batería, la cantidad de ciclos de carga/descarga admitidos durante su vida útil, y la pérdida de eficiencia a lo largo del tiempo, en esta primera aproximación se considera que la batería no presenta ningún tipo de restricción ni de deterioro. La operación de la batería dependerá solo de la variación de los costos marginales, sus pérdidas de carga/descarga y podrá operar varias veces al día.

3.2 Datos

En la mayoría de los países, el despacho económico de los sistemas eléctricos se realiza con el objetivo de atender la demanda de energía al menor costo posible, sujetos a posibles restricciones, que pueden ser congestión de red, requisitos de reserva rodante, ensayos de centrales, disponibilidad de combustible, entre otros.

En los sistemas con centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento (embalses) hay algoritmos específicos para valorizar el agua en función de una serie de variables preestablecidas, como son la cota del lago, la probabilidad de lluvias en los próximos días, la época del año, entre otras, con el fin de minimizar los costos de operación del sistema eléctrico en el largo plazo.

En los mercados en los que el despacho se realiza por costos variables, las máquinas se ordenan de acuerdo con su orden de mérito (costo variable) y van entrando en servicio hasta cubrir la demanda. La energía eólica y solar FV tienen costos variables muy bajos o cero, asociado a que el combustible es viento o radiación solar, que si no se usa se pierde, y los costos variables de operación y mantenimiento son bajos. Por este motivo, estas centrales son de las primeras en ser despachadas. También, puede haber otras centrales de otro tipo de fuente que por sus características tengan contratos con prioridad de despacho, como puede ser una central de biomasa asociada a un proceso productivo, o una central nuclear que no puede salir de servicio.

En la mayoría de los mercados mayoristas de energía eléctrica de América Latina, los generadores pueden tener contratos con las empresas distribuidoras, grandes clientes y/o vender su energía en el mercado Spot. El precio Spot de la energía suele ser igual al costo marginal del sistema eléctrico, pero, es común que haya topes, especialmente en sistemas hidrotérmicos con alta participación hidroeléctrica, en que los precios pueden escalar en condiciones de sequías, como ocurre en Uruguay y Brasil, por ejemplo⁹.

De este modo, este estudio ha utilizado datos de costos marginales, o de precios Spot, de acuerdo con la estructura de mercados de los países seleccionados y la disponibilidad de serie histórica de datos. La Tabla 3 trae detalles sobre los datos de costos o precios considerados en cada país.

En el caso de Argentina se utilizaron los datos de costo marginal publicados por (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.), en el caso de Brasil, los del costo marginal de operación (CMO) del nodo de la región Sureste publicado por ONS (Operador Nacional do Sistema Eléctrico) CAMMESA, y convertido de reales a dólares, utilizando las cotizaciones del Banco Central de Brasil; en el caso de Chile se considera el costo marginal de una de las principales barras de la zona de Santiago, publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional, en el caso de Colombia los datos publicados por XM y, en el caso de Uruguay, los datos del precio spot publicados por ADME (Administrador del Mercado Eléctrico). Se observa que, en el período de análisis, el precio spot de Uruguay coincidió con el costo marginal del sistema eléctrico y, por ello, en este estudio se hará referencia al costo marginal de Uruguay.

Se observa que en este estudio no se tienen en cuenta posibles temas regulatorios asociados a la fijación de los costos marginales, precio spot, o costos de operación del sistema eléctrico, sino que se consideran los datos publicados por las instituciones pertinentes de cada país, ya sean costos marginales, costos de operación o precios spot.

Además de los datos de costos marginales y precios spot horarios, el estudio ha considerado también series históricas de demanda, capacidad instalada, generación, variabilidad hidrológica. En los anexos Anexo 2, 3, 4 y 5 se presentan, respectivamente, los datos históricos de capacidad y

9. Por ejemplo, en el caso de Uruguay, el precio Spot es igual al costo marginal, pero está topeado en 250 USD/MWh (Decreto 121/007, 2007). En el caso de Brasil, también por temas regulatorios, la distorsión en los costos marginales de operación del sistema respecto a los costos reales que el país está dispuesto a pagar por la energía puede llegar a ser grande, especialmente, en épocas de grandes sequías.

generación; variabilidad hidrológica; costos marginales máximos y mínimos diarios; costos horarios y promedios horarios del sistema eléctrico en los cinco países latinoamericanos considerados en ese análisis.

Tabla 3:
Definición y fuente de datos de costos marginales (o precios spot) horarios considerados en el estudio.

PAÍS	INDICADOR	DEFINICIÓN	PERIODO	FUENTE
Argentina	Costo Marginal Operado	Es el costo de la próxima unidad física (KWh) requerida para abastecer la demanda, convocando la unidad generadora disponible más eficiente en el sistema, de acuerdo con el orden de mérito por costos.	Desde: 01/01/2018 Hasta: 30/06/2021	Compañía Administradora del Mercado Mayorista (CAMMESA)
Brasil	Preço Horário (Preço de Liquidação das Diferenças Horário)	El PLD es una derivación del Costo Marginal de Operación (CMO) y tiene como objetivo encontrar el equilibrio óptimo entre el beneficio presente del uso del agua y el beneficio futuro de su almacenamiento, medido en términos de ahorro de combustible esperado de las centrales térmicas. El mismo sirve como referencia de precios en el mercado libre de energía y es utilizado para valorar la energía en el Mercado de Corto Plazo. Adicionalmente, el PLD está limitado, tanto por un PLD mínimo como máximo, el cual es establecido anualmente por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).	Desde: 17/04/2018 Hasta: 30/09/2021	Operador Nacional do Sistema Eléctrico (nos)
Chile	Costo Marginal Real	El costo marginal de energía corresponde al costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad en la barra correspondiente, considerando para su cálculo la operación determinada por el Coordinador Eléctrico Nacional y las instrucciones emitidas por el Centro de Despacho y Control (CDC) a cada unidad generadora del Sistema Eléctrico Nacional en cumplimiento de la Normativa Vigente.	Desde: 01/01/2018 Hasta: 31/10/2021	Coordinador Eléctrico Nacional
Colombia	Precio de bolsa y de escasez	El precio bolsa corresponde al mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el despacho ideal y que no presentan inflexibilidad. Representa un precio único para el sistema interconectado en cada periodo horario. El precio de escasez es un precio techo de venta de energía que corresponde al valor máximo que puede pagar la demanda del país por la energía. Este precio se calcula mensualmente de acuerdo a unos cálculos establecidos en la regulación que define el esquema del cargo por confiabilidad.	Desde: 01/01/2018 Hasta: 30/11/2021	XM
Uruguay	Precio spot sancionado horario	Es el costo marginal de abastecer un incremento de demanda en un nodo de la red, dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo y teniendo en cuenta el costo marginal de corto plazo de transmisión, con los ajustes que establece el Reglamento del Mercado Mayorista.	Desde: 01/01/2018 Hasta: 31/10/2021	Administración del Mercado Eléctrico (ADME)

Fuente: Elaboración propia.

4. Con base en la variación de costos marginales:

¿La inserción de baterías sería viable en América Latina?



La operación del banco de batería dependerá de las diferencias en los costos marginales de operación del sistema eléctrico y de las pérdidas internas asociadas al proceso de carga/descarga de la misma. Por otro lado, la viabilidad económica de la inversión depende de que el ahorro resultante de su operación a lo largo de su vida útil sea mayor que su costo de inversión.

En esta sección se presentan los resultados de las simulaciones de la operación óptima de un banco de batería de 1 MWh (almacena energía y despacha energía para el sistema eléctrico) realizadas con el modelo SimSEE a partir de 2018 con base en los datos históricos de los costos marginales (o precios spot) de Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Uruguay.

En las figuras 6, 7, 8, 9 y 10, el eje de las ordenadas representa la diferencia máxima diaria de los costos marginales horarios (eje izquierdo) y la operación de la batería (eje derecho). En esta representación diaria, el valor 1 significa que la batería fue despachada al menos una vez durante ese día, y el 0 que no fue despachada. El eje de las abscisas representa el tiempo en días a partir de 2018.

Los huecos en las curvas de operación corresponden a los períodos de tiempo en que las diferencias en los costos marginales del sistema son nulas o no alcanzan a compensar las pérdidas internas para que la batería opere

Se puede apreciar que, en los cinco sistemas analizados, hay períodos en que, efectivamente, las diferencias en los costos marginales no son suficientes para que la batería opere.



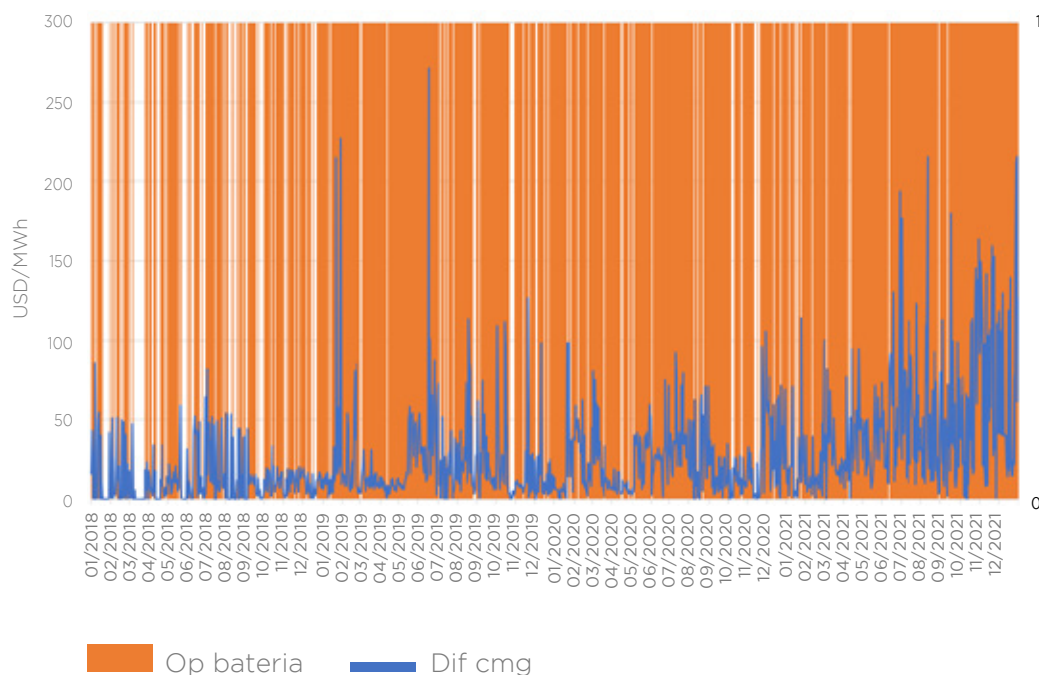
4.1. Argentina

La matriz eléctrica de Argentina presenta una relativa baja participación de generación hidroeléctrica y de energías renovables variables. Al año 2020 la participación de la generación hidroeléctrica fue del orden del 25% (incluida la generación mini-hidro) y la participación de la eólica y solar FV fue del orden del 8% de la demanda (Ver Anexo 2). Es un sistema, principalmente, térmico que, por lo general, requiere de la importación de hidrocarburos para su operación y, por ello, es más susceptible a las variaciones de los precios de los combustibles que a los fenómenos climatológicos.

En general, en el período de estudio las variaciones de los costos marginales a lo largo del día son menores a 50 USD/MWh (Ver Anexo 2 y Anexo 6). En particular, en 2018 el promedio anual de la diferencia en los costos marginales horarios a lo largo del día (Ver Anexo 6) fue menor a 20 USD/MWh.

En la Figura 5 se muestran los resultados de la diferencia máxima del costo marginal diario y el despacho óptimo de la batería. Se observa que, especialmente en 2018, presento períodos en que la batería no opera asociado a la poca variación de los costos marginales.

Figura 5. Diferencia máxima del costo marginal diaria y operación óptima de la batería - Argentina.



Fuente: Elaboración propia - resultados de simulación.

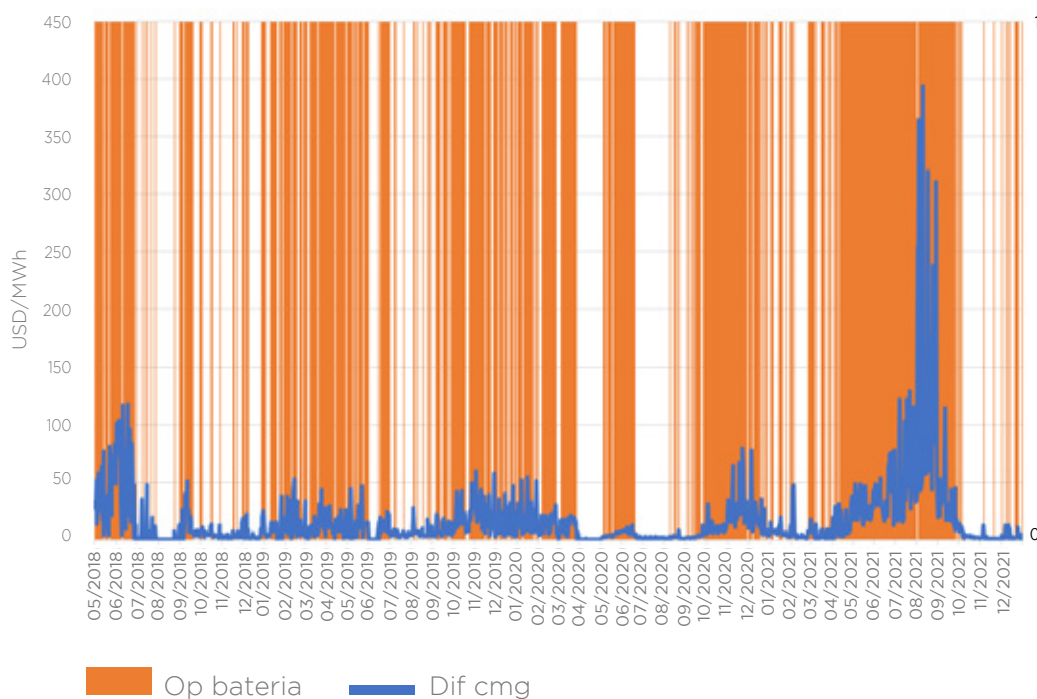
4.2. Brasil ¹⁰

Brasil presenta una alta participación de generación hidroeléctrica en la matriz eléctrica y una capacidad instalada creciente de ERV. Al año 2020 la participación de la generación hidroeléctrica representó del orden del 68% de la demanda, mientras que la eólica y solar FV representaron menos del 12% (Ver Anexo 2). De este modo, la matriz eléctrica de Brasil presenta una variabilidad significativa debido a los eventos climáticos, especialmente, los regímenes de lluvias (Ver Anexo 3).

Del análisis de los costos marginales de operación del Anexo 4 y Anexo 5, en el período de estudio, se observa que la variabilidad de los costos marginales a lo largo del día, en general, es menor a 30 USD/MWh. En años de buena hidraulicidad los costos marginales de operación son bajos, dada la complementariedad de las fuentes. La extensión continental del país resulta en la existencia de regiones con diferentes condiciones climáticas que, en combinación con la existencia de un sistema mayoritariamente integrado, favorece la complementación entre las fuentes renovables.

En la Figura 6 se muestran los resultados de la diferencia máxima del costo marginal diario y el despacho óptimo de la batería. Se observa que hay una cantidad aún mayor de períodos de tiempo en que la batería no opera respecto a los resultados de la simulación de Argentina. Como se mencionó anteriormente, esta situación se debe a que la diferencia en los costos marginales diarios no es suficiente para compensar las pérdidas en la operación de la batería.

Figura 6: Diferencia máxima del costo marginal diaria y operación óptima de la batería - Brasil.



Fuente: Elaboración propia - resultados de simulación.

10. Fueron utilizados los datos referentes al subsistema eléctrico Sudeste.

4.3. Chile¹¹

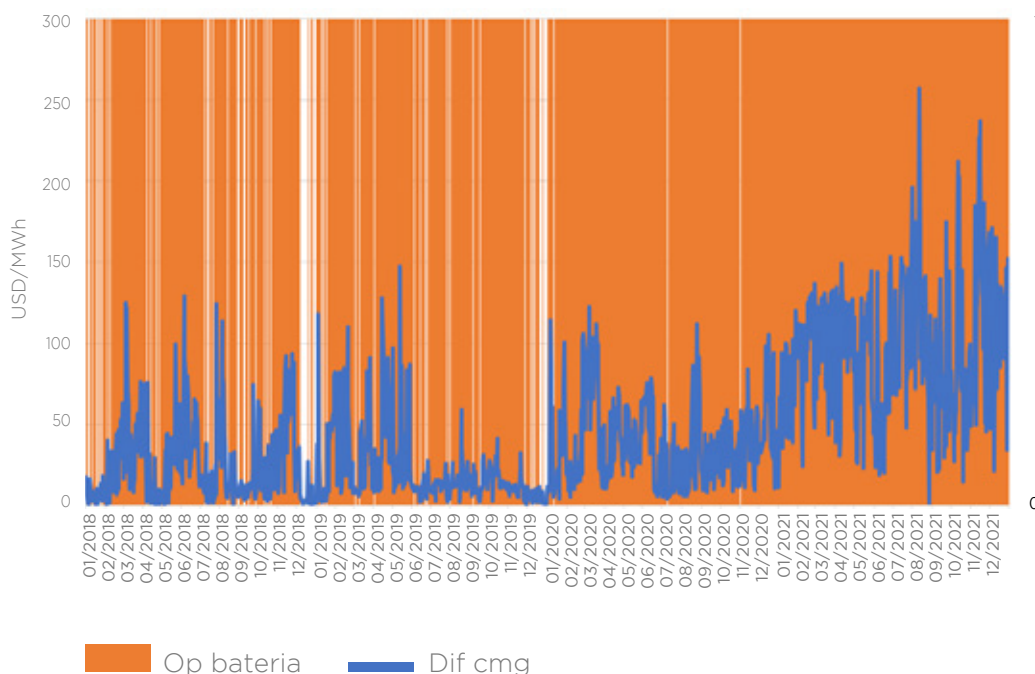
La matriz eléctrica de Chile tiene una alta participación de generación térmica (Ver Anexo 2), que en 2020 representó el 54% de la demanda, seguido de la generación hidroeléctrica, que fue 27%, y la ERV, 17%.

Se destaca que, en los últimos años, el sistema eléctrico chileno está incrementando la participación de energía renovable, especialmente energía solar, dadas las excelentes condiciones que tiene el país. Además, en la Política Energética del país se establecen metas muy ambiciosas de integración de energías renovables, y se espera que al 2035 al menos el 60% de la energía eléctrica sea renovable y al 2050 al menos el 70% (Ministerio de Energía, Chile).

El aumento de la generación solar en Chile contribuye a la reducción del costo marginal en horas del día, y se observa un efecto similar a la curva de costos marginales de California (Ver Anexo 5). Del análisis de los resultados de la operación óptima de la batería en el sistema chileno (Ver Figura 7) se observa que, en general, la diferencia de costos marginales diarios es mayor que en Argentina y Brasil, y los períodos en que la batería no opera son cada vez menores. En el Anexo 5 se observa que la curva de costos marginales medios horarios va modificándose en la medida que se introduce mayor capacidad solar. En general, a partir de 2020 los costos marginales mínimos son en horas del día y los máximos en horas de la noche. En la medida en que se continúe con la integración de energía solar FV con la misma velocidad, este fenómeno seguirá acentuándose.

Chile además ha incorporado centrales solares de concentración que tienen la gran ventaja de operar durante todas las horas del día, pero en contrapartida los costos anualizados de la energía son del orden del doble que los de la solar FV (Ver Figura 2).

Figura 7: Diferencia máxima del costo marginal diaria y operación óptima de la batería - Chile.



Fuente: Elaboración propia - resultados de simulación.

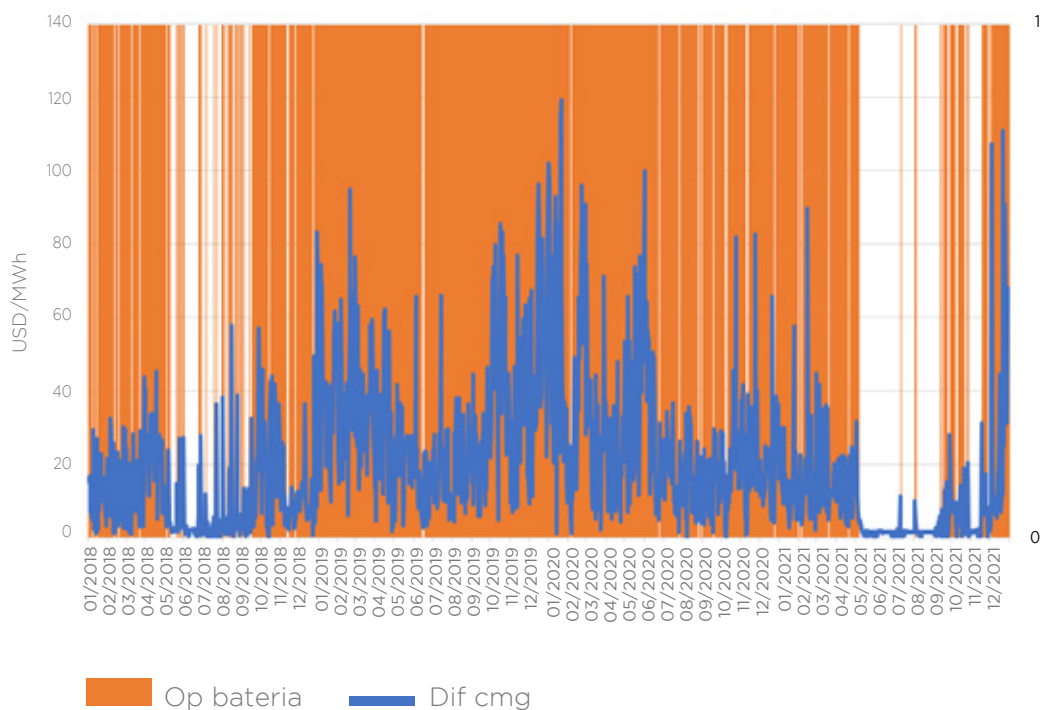
11. En la simulación de Chile fueron considerados los datos de los costos marginales históricos de una de las principales barras del sistema de transmisión de la zona de Santiago.

4.4. Colombia

La matriz eléctrica de Colombia tiene muy alta participación de la generación hidroeléctrica. De los cinco países analizados, es el país que presenta la mayor integración de esta fuente, y a esto se le añade el régimen de lluvias, que sigue siendo influenciado por el fenómeno de El Niño (Ver Anexo 3). En 2018 la participación de la generación hidroeléctrica fue 82%, mientras que en 2020 fue 71%. (Ver Anexo 2). En contrapartida, la participación de la generación renovable variable todavía es muy incipiente en este país.

Del análisis de los resultados de la operación óptima de la batería (Ver Figura 8) se observa que la operación de la batería está muy asociada a las condiciones hidrológicas del país (Ver Anexo 4 y Anexo 5). En años como 2018, de buena hidrológica, la operación de la batería fue sensiblemente menor que en 2020, que fue un año seco en Colombia.

Figura 8: Diferencia máxima del costo marginal diaria y operación óptima de la batería - Colombia.



Fuente: Elaboración propia - resultados de la simulación.

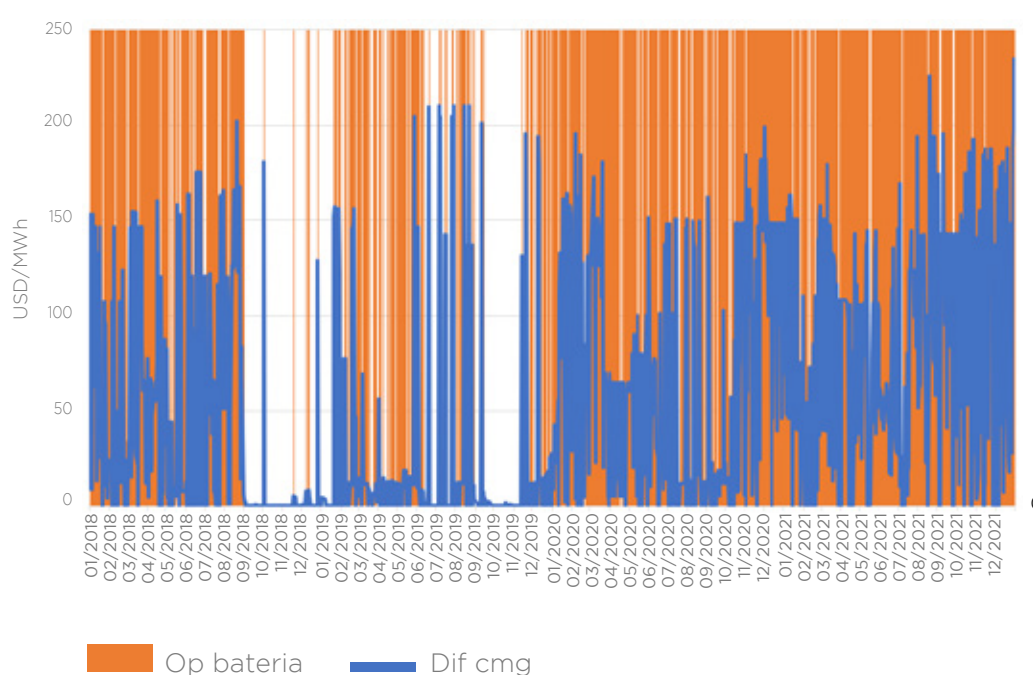
4.5. Uruguay

Uruguay es el país que presenta la mayor variabilidad en la generación hidroeléctrica y la mayor integración de energía renovable variable (segundo país del mundo con mayor integración eólica). En particular, en el año 2020 la condición hidrológica fue muy desfavorable para la generación eléctrica, en mayor parte, debido a la sequía extrema que experimentó el país. En cambio, el año previo se caracterizó por sus altos aportes hidrológicos, mientras que en 2018 fue de niveles medios. (Ver Anexo 2 y Anexo 3)

Como ya se ha mencionado anteriormente, en el período de estudio el precio del mercado Spot coincidió en todo momento con el costo marginal del sistema y, por ello, se puede hablar en forma indistinta de precio Spot y costo marginal en este análisis.

Del análisis de los resultados de la operación óptima de la batería de la Figura 9 se observa que hay varios períodos, en 2018 y 2019, en que la batería no opera, debido al alto aporte hidrológico en las cuencas de las centrales hidroeléctricas del país, y a la fuerte integración de energía renovable no convencional, lo que produjo que los costos marginales fueran cero durante varios días. En contrapartida, en los años 2020 y 2021, debido a la fuerte sequía que atravesó el país, los costos marginales del sistema fueron más altos y las diferencias entre mínimos y máximos más pronunciadas. Esto se debió a que, durante las horas de la madrugada, en las que el recurso eólico es bueno y la demanda baja, es común que los costos marginales del sistema eléctrico uruguayo sean bajos o, incluso cero, a pesar de la baja hidráulicidad, y durante el pico nocturno, debido a la baja hidráulicidad, los costos marginales en general sean más altos que los de la madrugada. (Ver Anexo 5).

Figura 9: Diferencia máxima del costo marginal diaria y operación óptima de la batería - Uruguay.



Fuente: Elaboración propia - resultados de simulación.

De las estimaciones se desprende que la variación de los costos marginales (o precios spot) no es suficiente para pagar los costos de la batería. Esto es un análisis exploratorio donde no se incluyen los costos financieros que, para un proyecto específico, deberían ser considerados. No obstante, este análisis nos permite concluir que hay una oportunidad importante en el uso de las baterías para arbitraje intertemporal, pero necesita ser combinado con otros servicios para superar los potenciales costos de las baterías y rentabilizar su instalación.

5. Discusión de los resultados:

¿qué incentivos económicos son
necesarios para motivar inversiones
en sistemas de baterías?



Esta sesión compara los resultados de las oportunidades de arbitrajes intertemporales de precios entre 2018 y 2021, y discute el significado de este potencial de ahorro para la inserción de baterías en el sistema en ALC.

5.1. Análisis comparativo de los ahorros en los costos marginales de electricidad

Para cuantificar el ahorro en la operación del sistema eléctrico por la integración de la batería se comparan los resultados de la simulación del costo de operación (o precios spot) del sistema sin batería y con batería. En la Tabla 4 se muestran los resultados asociados a la integración del banco de baterías¹².

Tabla 4: Ahorro de costos de operación del sistema por la integración de la batería.

Año	Argentina 2018 - 2021 Ahorro (USD)	Brasil Mayo 2018 - 2021 Ahorro (USD)	Chile 2018 - 2021 Ahorro (USD)	Colombia 2018 - 2021 Ahorro (USD)	Uruguay 2018 - 2021 Ahorro (USD)
2018	1432.7	2539.3	5695.2	2912.9	15 948.6
2019	4957.6	1186.4	3955.7	8222.1	8196.6
2020	6071.5	784.6	11 357.3	7274.0	26 710.9
2021	11 014.0	2517.0	33 061.0	1737.0	29 395.0
Total	23 475.8	7027.3	54 069.2	20 146.0	80 251.1

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Valores constantes de 2021.

De los países analizados, Uruguay es el que presentó los mayores ahorros asociados a la instalación de las baterías, seguido de Chile. Sin embargo, se observa que, los ahorros no son suficientes para amortizar el costo de instalación de la batería analizada,¹³ que asciende a 600 000 USD, y la vida útil a 15 años (Ver Anexo 1). Para viabilizar económicamente la puesta en servicio de la batería sería necesario tener un ahorro anual de, al menos, 40 000 USD (no incluye costos de O&M), lo que equivale a un ahorro de, al menos, 160 000 USD en los primeros cuatro años. Para ello, la diferencia en los costos marginales diarios debe ser, en promedio, mayor a 110 USD/MWh.

Si se extrapolan estos resultados a una batería de mayor capacidad de almacenamiento y, con ello, menor costo por kWh, por ejemplo, del orden de 400 USD/kWh, se requiere que las diferencias en los costos marginales diarios sean, en promedio, superiores a 75 USD/MWh. En el caso de Uruguay, se observa que hay diferencias grandes en los ahorros anuales de 2020 y 2021 respecto a 2019 y,

12. Es importante destacar que, el análisis consideró un escenario hipotético muy optimista en el que el costo de la moneda y la eficiencia de las baterías se muestran estáticos a lo largo del tiempo. Además, se asume que la batería puede operar varias veces al día, siempre y cuando la diferencia en los costos marginales lo amerite, y su operación no reduce la vida útil de 15 años.

13. Ver sección 3.1 para mayor referencia sobre las características de la batería analizada.

en menor medida, 2018, esto se debe a la alta variabilidad de la generación hidroeléctrica y la gran integración de energía eólica (Ver Anexo 2). En 2018 las condiciones hidrológicas fueron medias y en 2019 fueron muy buenas, esto repercute en el costo marginal del sistema eléctrico, que durante varios meses fue cero o muy cercano a cero. En contrapartida, en 2020 y 2021 el país atravesó una fuerte sequía, y, debido a la muy alta integración eólica, en horas de la madrugada la probabilidad de tener costos marginales muy bajos e, incluso, cero es alta, independientemente de la condición hidrológica, y, debido a la sequía, en algunos periodos del año fue necesario encender generación térmica muy cara, ya que las centrales operan con derivados de petróleo importado. Estas diferencias en los costos marginales repercuten en mayores ahorros asociados a la operación óptima de la batería.

En el caso de Chile, se observan los mayores ahorros en 2020 y, en particular, en 2021. Estos ahorros están fuertemente asociados a la integración de energía solar FV, que provoca una fuerte reducción en los costos marginales del sistema en horas del día (Ver Anexo 2 y 5).

Consecuentemente, la viabilidad de introducción de las baterías para arbitraje intertemporal de electricidad depende de que el ahorro asociado a la operación de la batería sea superior al costo de inversión anualizado de la batería. Por lo tanto, en estos países, las diferencias en los costos marginales de los sistemas eléctricos no fueron suficientes para amortizar los costos de inversión considerados de las baterías.

5.2. Incentivos económicos complementarios para una adopción adecuada de las baterías en el sistema eléctrico

Considerados separadamente, los resultados de las simulaciones sugieren que se requiere un diferencial de costos marginales mayor que el observado históricamente para remunerar la inversión de las baterías; sin embargo, hay que considerar estos resultados en un contexto más amplio, visto que el arbitraje intertemporal es uno de los servicios que las baterías pueden ofrecer para el sector eléctrico. Por un lado, los resultados muestran que en el modelo actual hay valor económico en el arbitraje temporal que no está siendo aprovechado, y que este valor tiende a crecer. Por otro lado, reforzar la importancia de considerar la complementariedad de usos de baterías entre servicios regulados y no regulados. Esto es, una adopción eficiente de la batería, ya sea en los mercados no regulados, como arbitraje temporal de precios spots, depende de la adecuación de los diseños de mercado y de la regulación a la valorización económica eficiente de la flexibilidad.

La ausencia de la regulación eficiente de los diferentes usos de la batería impacta negativamente en los servicios regulados y, también, en los no regulados. Asimismo, cuando se analiza la inversión de baterías hay que considerar, también, los escenarios futuros, tanto del punto de vista de la evolución de diferencia de los costos marginales (i.e. la evolución de los beneficios de los usos de batería para arbitraje temporal), como de la evolución de los costos de las baterías.

A) La importancia de la complementariedad de los usos de la batería para una adopción eficiente

Los mecanismos de almacenamiento, en específico las baterías, aportan distintos usos complementarios, lo que incrementa su valorización y las convierten en un activo atractivo para el sistema eléctrico. Un estudio de NREL identifica cuatro principales fuentes de valorización de almacenamiento conectados al sistema eléctrico: (1) capacidad firme (firm capacity), (2) arbitraje temporal de precios (energy time shifting), (3) reservas operativas (operating reserves) y (4) compensación de inversiones en transmisión (avoided transmission) (Blair, y otros, 2022).

Por un lado, es importante considerar que la separación entre el servicio de capacidad firme y de arbitraje temporal depende del diseño de la definición y de la contratación de la capacidad firme, y que hay una interacción entre estos contratos y la variación del precio en el corto plazo. Moraiz y Scott (2022) muestran evidencias de que la introducción de contratos por diferencia para la capacidad firme ha disminuido significativamente en la diferencia precios del mercado mayorista inglés. En los países estudiados de la región (Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Uruguay) hay diferentes mecanismos para garantizar capacidad firme, pero no que incluyan incentivos adecuados a la inversión en almacenamiento. Como consecuencia, hay que considerar el impacto de los diseños

de mercado en la variación de los precios del mercado mayorista y la potencial adecuación de los mecanismos de garantías de capacidad firme a las baterías¹⁵.

Por otro lado, uno de los principales resultados de este análisis es llamar la atención sobre la importancia de la regulación y el diseño de un mercado adecuados para la adopción de baterías. Ante la ausencia de estas consideraciones, y al estar en un escenario donde la batería genere ganancias económicas, se esperaría una adopción inferior a aquella con usos más eficientes. Además de garantías de capacidad firme y arbitraje de precios, los otros usos donde la batería podría generar importante valor añadido son la regulación de frecuencia¹⁶, la mejora del perfil de tensiones y el aumento de la resiliencia de los sistemas. No obstante, la remuneración y los incentivos de elección de los activos para los servicios de frecuencia depende de la regulación y del diseño del mercado de los países. Esto significa que, una regulación con distorsiones de incentivos o que no permite utilizar un mismo activo (la batería) para arbitraje de precios y para frecuencia, genera barreras importantes en la adopción de estos activos y necesitan ser mejor exploradas (Vazquez y Di Castelnovo, 2018).

B) La tendencia es que la variabilidad de costos marginales aumente y los costos de las baterías disminuyan

Al mirar solamente los servicios de arbitraje temporal, se mantiene la idea de que las baterías serán más viables económicamente en la medida en que sus costos se reduzcan más. Esta viabilidad económica sucede en mercados como Uruguay, que presentan gran variabilidad en la generación hidroeléctrica, una fuerte integración de ERV y costos térmicos muy altos. En años de condición hidrológica media y seca, las diferencias en los costos marginales máximos y mínimos a lo largo del día pueden ser grandes, pero, en contrapartida, en condiciones hidrológicas húmedas las diferencias en los costos marginales son muy bajas.

En el caso de Chile, en la medida en que se continúe con la integración de generación solar FV, los costos marginales en las horas del día seguirán bajando, y las diferencias con los costos marginales en horas del pico nocturno se acentuarán aún más. Sumado a ello, en la medida en que los costos de las baterías sigan bajando y el costo del GNL aumente, podría ser económicamente rentable su instalación.

15. Para más sobre el tema del impacto de la regulación para la adopción de baterías, ver Vazquez y Di Castelnovo, 2018.

16. Para detalles sobre la regulación de frecuencia, por favor, ver anexo 6.

6. Conclusiones



Aumentar la flexibilidad de los sistemas de potencia será fundamental para continuar con el proceso de integración de energías renovables y descarbonización de las matrices energéticas de los países de América Latina. Este documento contribuye en la discusión de flexibilidad en los sistemas eléctricos, al tratar el potencial de arbitraje intertemporal a través de la instalación de baterías.

La integración de baterías, con la baja de costos en los últimos años y las perspectivas a futuro, se está transformando en una opción cada vez más atractiva, ya que almacenan energía, sobre todo energía renovable en horas de abundancia y muy bajos costos, para utilizarla, posteriormente, en horas de alto costo para cubrir la demanda. Sumado a ello, pueden dar servicios de regulación de frecuencia, cuyos requerimientos aumentan con la integración de ERV.

La fijación de precios es una señal económica clave, tanto para los consumidores como para los inversores. En el sector de la electricidad, con una participación fuerte y creciente del sector privado, la fijación de precios puede desempeñar un papel clave para impulsar la innovación tecnológica y aumentar la asequibilidad del servicio de electricidad.

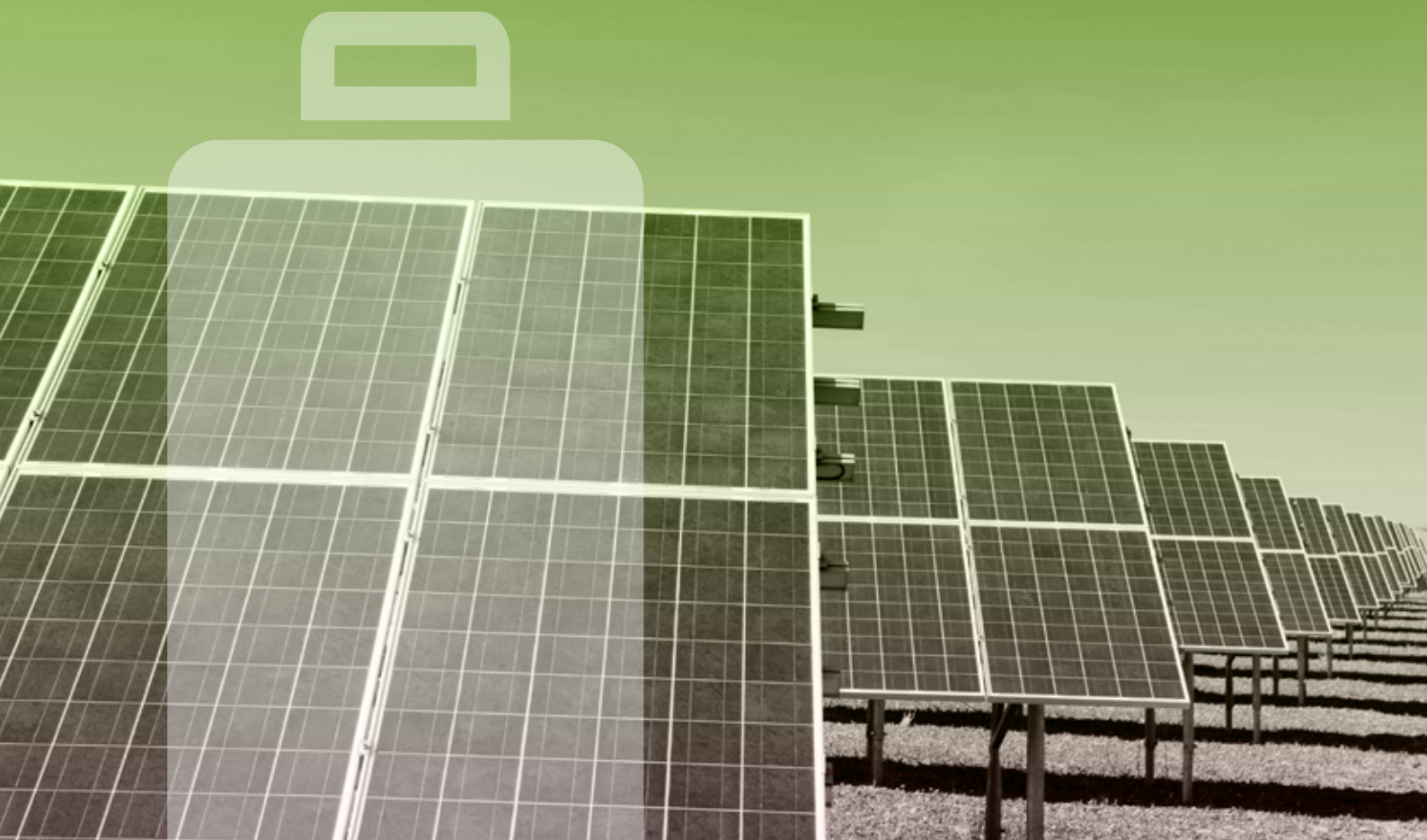
De este modo, este estudio analiza si la diferencia verificada entre los costos marginales horarios mínimos y máximos, verificados a lo largo de un día de operación, desde 2018, sería suficiente para cubrir el costo de inversión de un banco de baterías. Para hacer este análisis fueron considerados cinco países de América Latina con sus especificidades energéticas - Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Uruguay. El análisis de resultados muestra que en los cinco países de estudio el costo de la instalación de un banco de baterías con fines de almacenamiento, desde 2018 hasta la fecha, es mayor que el beneficio que se podría recibir del arbitraje intertemporal de los costos marginales.

Si se asume un costo anualizado de la batería del orden de 600 USD/kWh, debería haber diferencias superiores a los 110 USD/kWh en el costo marginal diario para que la batería sea totalmente viable económicamente. Si se considera una batería de mayor capacidad y costos del orden de 400 USD/kWh instalado, las diferencias en los costos marginales medios diarios deben ser mayores a 75 USD/MWh.

Sin embargo, los costos de las baterías están bajando todos los años, además de estar mejorando su eficiencia. Por lo tanto, es posible que, en el futuro próximo, las baterías sean viables en mercados como los de Uruguay y Chile, con fuerte participación de generación renovable intermitente y altos costos de generación térmica.

Además, hay que avanzar en adaptaciones regulatorias que permitan la remuneración de los otros usos de las baterías de forma compartida, tanto en el diseño de mercado cuanto en la regulación de redes y de operación del sistema. Esto es importante para incentivos adecuados a la adopción de baterías, no solo de los activos regulados, pero también los no regulados. Además, la viabilidad de las baterías dependerá de la reducción de los costos de inversión de estas, de la integración de ERV y de los avances regulatorios con el objetivo de promover la existencia de un mercado de capacidad en los países de América Latina.

7. Bibliografía



- BP. (2021). Statistical Review of World Energy. s.l. : <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>, 2021.
- Blair, Nate, Chad Augustine, Wesley Cole, Paul Denholm, Will Frazier, Madeline Geocaris, Jennie Jorgenson, Kevin McCabe, Kara Podkaminer, Ashreeta Prasanna, Ben Sigrin. (2022).. Storage Futures Study: Key Learnings for the Coming Decades. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-7A40-81779. <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/81779.pdf>
- Cavallo E., Powell A., Serebrisky T. (2019). De estructuras a servicios: el camino a una mejor infraestructura en América Latina y el Caribe. <https://flagships.iadb.org/en/DIA2020/from-structures-to-services>
- Chaer, R. (2019, april). Manuales de SimSEE Volumen 6 - OddFace Optimizador Distribuido de Funciones de Alto Costo de Evaluación.
- Chaer, R. (2008). Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica. 2008. <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/bitstream/20.500.12008/2877/1/Cha08.pdf>, 2008..
- Cole, W., Frazier, A. Will and Augustine, C. (2021). Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2021 Update. USA : NREL, 2021. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf>.
- Decreto 121/007. (2007). Decreto 121/007. Uruguay : Ministerio de Industria, Energía y Minería, 2007. http://archivo.presidencia.gub.uy/_web/decretos/2007/04/ASUNTO67_16%2003%202007_00001.PDF.
- Denholm, P., et al. (2015). Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart. s.l. : National Renewable Energy Laboratory, 2015.
- Di Chiara, L., Bastarrica, F. and Ferres, F. (2021). Evolución en el consumo de energía eléctrica en Uruguay y perspectivas a futuro. s.l. : Observatorio de Energía y Desarrollo Sustentable - Universidad Católica de Uruguay, 2021. https://ucu.edu.uy/sites/default/files/facultad/fit/Observatorio-energia/evolucion_en_el_consumo_de_energia_electrica_en_uruguay.pdf.
- Frith, J. (2021, november 30). "Battery Price Declines Slow Down in Latest Pricing Survey." Bloomberg.com. BloombergNEF, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-11-30/battery-price-declines-slow-down-in-latest-pricing-survey>.
- González-Salas, A.; Murcia Pascual, P.; Alvarez Alonso, O.; De Muguerza, E.; Madrigal, M. (2021, julio). Transport Electrification: Regulatory Guidelines for the Development of Charging Infrastructure. <https://publications.iadb.org/en/transport-electrification-regulatory-guidelines-development-charging-infrastructure>
- IEA (2020) Innovation in batteries and electricity storage. https://iea.blob.core.windows.net/assets/77b25f20-397e-4c2f-8538-741734f6c5c3/battery_study_en.pdf
- Lazard. (2017). Levelized Cost of Storage Analysis - Version 3.0.
- McKisey & Company. (2015). Accelerating the energy transition: cost or opportunity? A thought starter for the Netherlands. s.l. : <https://www.nvde.nl/wp-content/uploads/2016/09/Accelerating-the-energy-transition-McKinsey.pdf>, 2015.

- Ministerio de Energía, Chile. (s.f.). Energía 2050: Política Energética de Chile. s.l. : https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf.
- Moraiz F., Scott D. (2022). The Impact of Capacity Market Auctions on Wholesale Electricity Prices. The Energy Journal.
- <https://www.iaee.org/en/publications/init2.aspx?id=0>
- OLADE. (2021a). Panorama Energético de América Latina y el Caribe.
- OLADE. (2021b). Sistema de información energética de América Latina y el Caribe (SieLAC).
- Organización Meteorológica Mundial. (2014). El Niño / Oscilación del Sur. s.l. : https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=7889, 2014.
- REN 21. (2021). Renewable 2021: Global Status Report.
- SimSEE. simsee.org. [Online] https://simsee.org/index_en.html.
- The Economist. (2017). The growth of lithium-ion battery power. <https://www.economist.com/graphic-detail/2017/08/14/the-growth-of-lithium-ion-battery-power>.
- Vazquez M. y di Castelnuevo M. (2018). Policy and Regulation for Energy Storage Systems. IEFE, Università Bocconi.
- https://green.unibocconi.eu/publications/archive/iefe-publications/working-papers/wp_106_cdr_iefe
- Weiss, M.; Chueca, J. E.; Jacob, J.; Gonçalves, F.; Azevedo, M.; Gouvêa, A.; Ravillard, P.; Carvalho Meitanias Hallack, M. (2022). Empowering Electricity Consumers through Demand Response: Why and How. IDB WORKING PAPER SERIES N o IDB-WP -1312. <https://publications.iadb.org/publications/english/document/Empowering-Electricity-Consumers-through-Demand-Response-Approach-Why-and-How.pdf>

Anexo 1:

Capacidad y generación hidroeléctrica en América Latina en 2020, por país

La Tabla 5 muestra, para cada país de Latinoamérica, la capacidad hidroeléctrica instalada, la generación hidroeléctrica, la demanda de energía eléctrica y la participación de la generación hidroeléctrica en el abastecimiento de la demanda. Las islas del Caribe no se consideran, por la baja participación de la generación hidroeléctrica.

Tabla 5: Capacidad y generación hidroeléctrica en América Latina en 2020.

	Capacidad hidroeléctrica (MW)	Generación hidroeléctrica (GWh)	Demanda (GWh)	Participación generación hidroeléctrica (%)
Argentina	11 344	24 215	149 355	16.2%
Bolivia	759	2942	10 037	29.3%
Belice	54.5	242	703	34.4%
Brasil	109 294	396 327	645 915	61.4%
Chile	6814	20 632	77 696	26.6%
Colombia	11 945	49 837	80 405	62.0%
Costa Rica	2331	8294	11 237	73.8%
Ecuador	5064	24 333	30 158	80.7%
El Salvador	574	2066	6977	29.6%
Guatemala	1577	5817	12 724	45.7%
Guyana	0	0	1136	0.0%
Honduras	840	2701	10 257	26.3%
México	12 612	26 817	337 589	7.9%
Nicaragua	157	574	4988	11.5%
Panamá	1806	7349	10 890	67.5%
Paraguay	8772	46 371	18 368	252.5%
Perú	5417	30 506	52 734	57.8%
Suriname	189	1105	2368	46.7%
Uruguay	1538	4094	12 925	31.7%
Venezuela	15 136	61 278	75 608	81.0%
Total	196 224	715 500	1552 070	46.1%

Fuente: SieLAC (OLADE, 2021).

Anexo 2: Costo de la batería llave en mano

Las baterías en los sistemas de potencia están caracterizadas por su potencia nominal y su capacidad de almacenamiento, y los costos de instalación suelen expresarse en función de la capacidad de la batería.

En los últimos años, a nivel mundial, se está invirtiendo en investigación y desarrollo en el área de almacenamiento, especialmente en baterías de ion-litio, que ha tenido como consecuencia directa una baja sustancial de costos y mejoras en la eficiencia (The Economist, 2017). A pesar de ello, el uso de baterías en el sector eléctrico aún es muy incipiente, y, por ello, el análisis de costos de instalación de banco de baterías estacionarios presenta varias dificultades, entre ellas se pueden destacar las siguientes:

- (i) Hay una tendencia pronunciada a la baja en los costos de la tecnología que puede presentar diferencias considerables según el momento en que se realizan la compra y la instalación.
- (ii) Hay una dispersión muy grande en los costos de instalación de la tecnología, asociada a varios factores, entre ellos, las diferencias de tamaño de los proyectos ya instalados (potencia nominal y capacidad de almacenamiento).
- (iii) Hay discrepancias en la vida útil de las baterías. Algunos fabricantes garantizan 10 años, otros 15 y hasta 20 años.

Para determinar los costos de este estudio se consideran los datos publicados por Lazard's en noviembre 2017 (Lazard, 2017) y NREL (Cole, y otros, 2021). En la Figura 10 se muestran los costos de capital, expresados dólares, por unidad de almacenamiento USD/kWh instalados de diferentes tipos de bancos de baterías con diferentes funciones y, en la Figura 11, los parámetros correspondientes a dichas baterías.

Figura 10. Costo de capital de las baterías en USD/kWh instalado

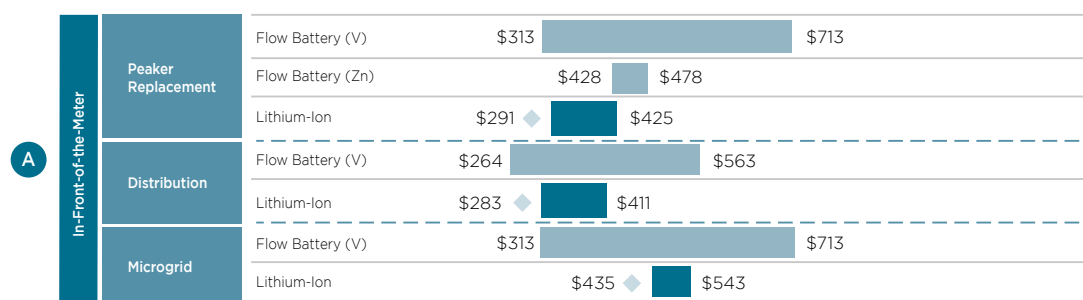


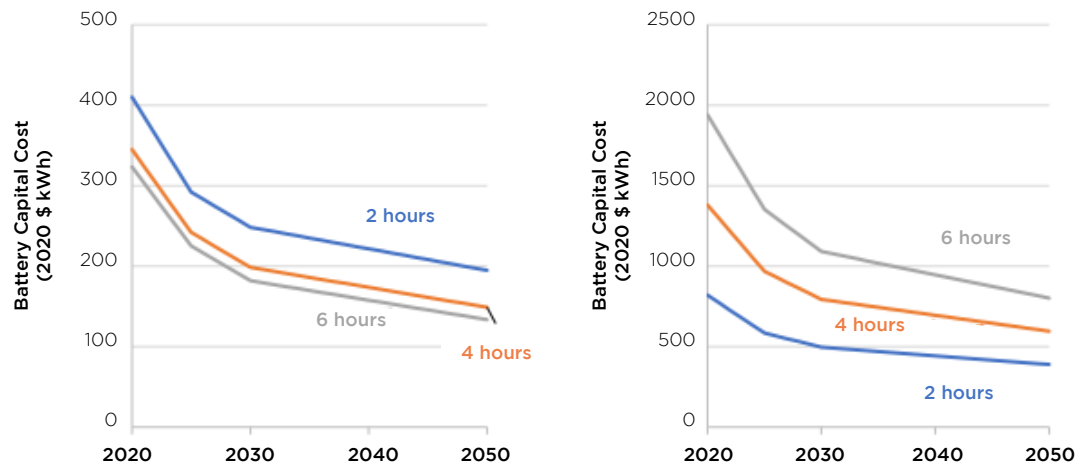
Figura 11: Parámetros de las baterías.

		Project Life (Years)	MW ⁽¹⁾	MWh of Capacity ⁽²⁾	100%DOD Cycles/Day ⁽³⁾	Days/ Year ⁽⁴⁾	Annual MWh	Project MWh
In-Front-of-the-Meter	1 Peaker Replacement	20	100	400	1	350	140,000	2,800,000
	2 Distribution	20	10	60	1	350	21,00	420,000
	3 Microgrid	10	1	4	2	350	2,800	28,000

Fuente: Lazard, 2017.

Del análisis de estas figuras se puede concluir que, para el caso de las baterías de Ion-Litio, hay un incremento en los costos por MWh de las baterías más pequeñas. Por otro lado, en el reporte de NREL se presentan las proyecciones de costos de las baterías de ion-litio estacionarias de la Figura 12.

Figura 12: Proyección de costos medios de baterías de 2, 4 y 6 horas de capacidad.



Fuente: NREL (Cole, y otros, 2021).

Por simplicidad, en este trabajo se considera una batería de 1MW/1MWh, o sea, solo 1 hora de capacidad de almacenamiento respecto a la potencia nominal.

Del análisis de datos, se considera un costo del banco de baterías estacionario llave en mano de 1MWh de 600 000 USD y una vida útil de 15 años. Para baterías más grandes y de mayor capacidad de almacenamiento, por ejemplo 10 MW/40 MWh, podríamos asumir un costo de 400 USD/ kWh y un precio de la batería de 16 USD millones.

Datos históricos de capacidad instalada y generación

En este Anexo se presentan los datos históricos del parque generador en servicio y del abastecimiento de la demanda por fuentes para los cinco países analizados, desde 2018 a 2020.

Argentina

En la Tabla 6 se muestra la capacidad instalada en Argentina, donde se observa que, en este período, se incrementó la capacidad instalada de las ERNC, especialmente eólica.

Por otro lado, en la Tabla 7 se muestra la generación de energía, por fuentes, entregada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Se puede apreciar que la participación de la generación hidroeléctrica fue mayor en 2018 respecto a 2020, pero fue menor al 30% de la demanda (Tabla 7). Por otro lado, se ha incrementado la participación de las ERNC y en su conjunto la participación de las energías renovables (incluida la hidroeléctrica) en el abastecimiento de la demanda en el período fue entre 31% a 32% de la demanda (Ver Tabla 8).

Tabla 6: Capacidad instalada (MW) de 2018 a 2020.

	Térmica	Hidráulica	Nuclear	Eólica	Solar	Biomasa biogas	Mini-hidro
2018	24 531	10 790	1755	750	191	23	498
2019	24 560	10 812	1755	1609	439	46	498
2020	25 362	10 834	1755	2623	759	108	510

Fuente: Datos Compañía Administradora del Mercado Eléctrico S.A. (CAMMESA).

Tabla 7: Energía, por fuentes, entregada al SADI (GWh) de 2018 a 2020.

	Térmica	Hidráulica	Nuclear	Eólica	Solar	Biomasa biogas	Mini-hidro	Demanda
2018	87 727	39 952	6453	1413	108	397	1432	137 545
2019	80 137	35 370	7927	4996	800	555	1462	133 731
2020	82 336	29 093	10 011	9411	1344	725	1257	132 292

Fuente: Datos CAMMESA (considera pérdidas).

Tabla 8: Participación de la energía renovable en la demanda del SADI de 2018 a 2020.

	Participación hidro (% Demanda)	Participación ERNC (% Demanda)
2018	29%	2%
2019	26%	6%
2020	22%	10%

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos de CAMMESA.

Brasil

En la Tabla 9 se muestra la capacidad instalada en Brasil en el período de 2018 a 2020. En este período se incrementó la capacidad instalada de térmica, hidroeléctrica y ERNC.

En la Tabla 10 se muestra la generación de energía, por fuentes. Se puede apreciar que, la participación de la generación hidroeléctrica fue muy similar en los 3 años de estudio (entre 67% y 68% de la demanda) y se incrementó la participación de las ERNC. La generación eólica representó, en 2020, aproximadamente el 10% de la demanda, la generación con biomasa, el 10%, y la solar, menos del 2%.

Tabla 9: Capacidad instalada (MW) – Brasil, de 2018 a 2020.

	Térmica	Hidráulica	Nuclear	Eólica	Solar	Biomasa biogas
2018	25 954	104 140	1990	15 378	2473	14 569
2019	26 516	109 058	1990	15 378	2473	14 703
2020	28 046	109 271	1990	17 131	3287	15 011

Fuente: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Tabla 10: Energía generada por fuentes (GWh) – Brasil, de 2018 a 2020.

	Térmica	Hidráulica	Nuclear	Eólica	Solar	Biomasa biogas	Demanda
2018	92 939	388 971	15 674	48 475	3461	51 876	581 906
2019	97 571	397 877	16 129	55 986	6651	52 111	593 573
2020	87 404	396 381	14 053	57 051	10 717	55 613	584 416

Fuente: ONS.

Tabla 11: Participación de la energía hidroeléctrica, eólica y solar en el abastecimiento de la demanda – Brasil, de 2018 a 2020.

	Participación hidro (% Demanda)	Participación eólica (% Demanda)	Participación solar (% Demanda)
2018	67	8	0.6
2019	67	9	1.1
2020	68	10	1.8

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos de ONS

Nota: En 2021, Brasil atravesó una profunda sequía, donde los costos marginales del sistema eléctrico fueron muy altos. En este estudio se incluyen datos Nodo Sur hasta el 30 de setiembre 2021.

Chile

En la Tabla 12 se muestra la capacidad instalada en Chile en el período de 2018 a 2020. Se observa que se incrementó la capacidad instalada de energía renovable, principalmente, solar y eólica. Por otro lado, en la Tabla 14 se puede apreciar que en 2018 la participación de la generación hidroeléctrica fue mayor que el resto del período, y alcanzó el 30% de la demanda del SEN (Sistema Eléctrico Nacional). La disminución de la participación de la generación hidroeléctrica se compensó por el incremento en la participación de la energía eólica, la cual aumentó de 5% a 7%, y la solar, de 7% a 10% (Tabla 14).

Tabla 12: Capacidad instalada (MW) – Chile, de 2018 a 2020.

	Térmica	Hidráulica	Eólica	Solar	Geotermia	Otros ¹⁷
2018	13 116	6754	1741	2433	44.9	522
2019	12 906	6827	2162	2799	44.9	474
2020	12 875	6814	2527	3575	44.9	474

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Tabla 13: Energía generada por fuentes SEN (GWh) – Chile, de 2018 a 2020.

	Térmica	Hidráulica	Eólica	Solar	Geotermia	Otros	Total SEN
2018	41 309	23 208	4021	5452	214	2536	76 740
2019	43 034	20 830	4818	6381	202	2132	77 396
2020	41 460	20 629	5539	7638	247	2234	77 746

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional.

Tabla 14: Participación de la energía hidroeléctrica, eólica y solar, en el abastecimiento del SEN – Chile, de 2018 a 2020.

	Participación hidro (% Demanda)	Participación eólica (% Demanda)	Participación solar (% Demanda)
2018	30	5.2	7.1
2019	27	6.2	8.2
2020	27	7.1	9.8

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

Colombia

En la Tabla 15 se muestra la capacidad instalada en Colombia en el período de 2018 a 2020. Se observa que, hubo muy poco incremento de nueva capacidad. Por otro lado, en la Tabla 16 se puede apreciar que, en 2018, la participación de la generación hidroeléctrica fue mayor que en el resto del período y alcanzó el 82% de la demanda del SIN, mientras que en 2020 alcanzó solo el 71%.

Tabla 15: Capacidad instalada (MW) – Colombia, de 2018 a 2020.

	Térmica	Hidráulica	Eólica	Solar	Otros ¹⁸
2018	5318	11 837	18.4	9.8	145
2019	5364	11 917	18.4	18	145
2020	5589	11 945	18.4	61	151

Fuente: XM.

Tabla 16: Energía generada, por fuentes SIN (GWh) – Colombia, de 2018 a 2020.

	Térmica	Hidráulica	Eólica	Solar	Otros	Total SIN
2018	10 776	56 647	43	12	730	69 127
2019	14 667	54 145	63	131	697	71 925
2020	18 560	49 837	10	191	726	70 442

Fuente: Sielac OLADE.

17. Otros: incluye biomasa, cogeneración y coke de petróleo.

18. Otros: Térmica renovable.

Uruguay

En la Tabla 17 se muestra la capacidad instalada en Uruguay en el período de 2018 a 2020. Se observa que se mantuvo constante en el período. Por otro lado, en la Tabla 19 se puede apreciar que la participación de la generación hidroeléctrica es muy variable. En 2018 representó el 55% de la demanda (condición hidrológica media), en 2019, el 71% (condición hidrológica húmeda), y, en 2020, el 36% (condición hidrológica seca). La generación eólica representa del orden del 45% de la demanda, Uruguay es el segundo país del mundo con mayor integración eólica.

Tabla 17: Capacidad instalada (MW) – Uruguay, de 2018 a 2020.

	Térmica	Hidráulica	Eólica	Solar	Biomasa
2018	1150	1538	1477	229	140
2019	1150	1538	1477	229	140
2020	1150	1538	1477	229	140

Fuente: Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

Tabla 18: Energía generada, por fuentes, entregada al SIN (GWh) – Uruguay, de 2018 a 2020.

	Térmica	Hidráulica	Eólica	Solar	Biomasa
2018	361	6139	4745	388	778
2019	283	7839	4752	388	838
2020	805	3950	5456	423	1027

Fuente: ADME.

Tabla 19: Participación de la energía hidroeléctrica y eólica en el abastecimiento del SIN – Uruguay, de 2018 a 2020.

	Participación hidro (% Demanda)	Participación eólica (% Demanda)
2018	55	42
2019	71	43
2020	36	49

Fuente: ADME.

Anexo 3: Variabilidad hidrológica

Del análisis de la participación de la generación hidroeléctrica, en el período 2018 a 2020, se concluye que, en Argentina y Chile, este tipo de generación representó, a lo sumo, el 30% de la demanda, mientras que en Colombia representó del orden del 82% - 71% de la demanda, en Brasil representó del orden del 67%-68% y, en Uruguay, entre el 35% y 70%.

Sin embargo, para comprender mejor la magnitud de la variabilidad hidrológica y poder realizar mejores proyecciones a futuro es necesario considerar mayor cantidad de años, ya que los fenómenos climatológicos, tales como El Niño/La Niña, tienen pseudo-ciclos con frecuencia entre cinco a ocho años. Para ello, en la Tabla 20 se muestra el factor de capacidad (FC)¹⁹ de la generación hidroeléctrica para estos cuatro países, entre 2010 y 2020.

Tabla 20: Histórico del Factor de Capacidad anual generación hidroeléctrica.

Country	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Uruguay
2010	36%	57%	46%	50%	62%
2011	33%	60%	42%	57%	48%
2012	30%	57%	39%	56%	40%
2013	34%	52%	38%	51%	61%
2014	34%	49%	44%	47%	72%
2015	42%	45%	43%	44%	61%
2016	39%	46%	35%	46%	58%
2017	42%	43%	38%	56%	56%
2018	42%	43%	41%	55%	49%
2019	36%	42%	34%	52%	60%
2020	30%	44%	34%	48%	31%

Fuente: OLADE.

De estos resultados, es claro que el sistema eléctrico uruguayo en este período es el que presenta mayor variabilidad. El FP en Uruguay oscila entre 31% y 72%, seguido de Brasil, entre 42% y 60%, luego Colombia, entre 44% y 57%, Chile, entre 34% y 46%, y Argentina, entre 30% y 42%.

De hecho, si en este análisis se considera únicamente el 2019, para el caso de Uruguay se estaría analizando un año húmedo, y si, por el contrario, se analiza solo el 2020, se estaría en la situación de un año extremadamente seco, y las conclusiones pueden ser muy diferentes. Por este motivo, en el caso de Uruguay es importante analizar, al menos, el impacto de la batería en el período de 2018 a 2020.

Para el caso de Brasil, el factor de planta del 2018 es muy similar al de 2019 y 2020, pero en el 2021 Brasil atravesó una profunda sequía y será utilizada la información disponible a la fecha de dicho año.

En el caso de Colombia el FP en 2018 fue 55%, mientras que en 2020 fue solo 48%. Esta diferencia es muy importante, ya que la participación de la generación hidroeléctrica en Colombia es muy alta.

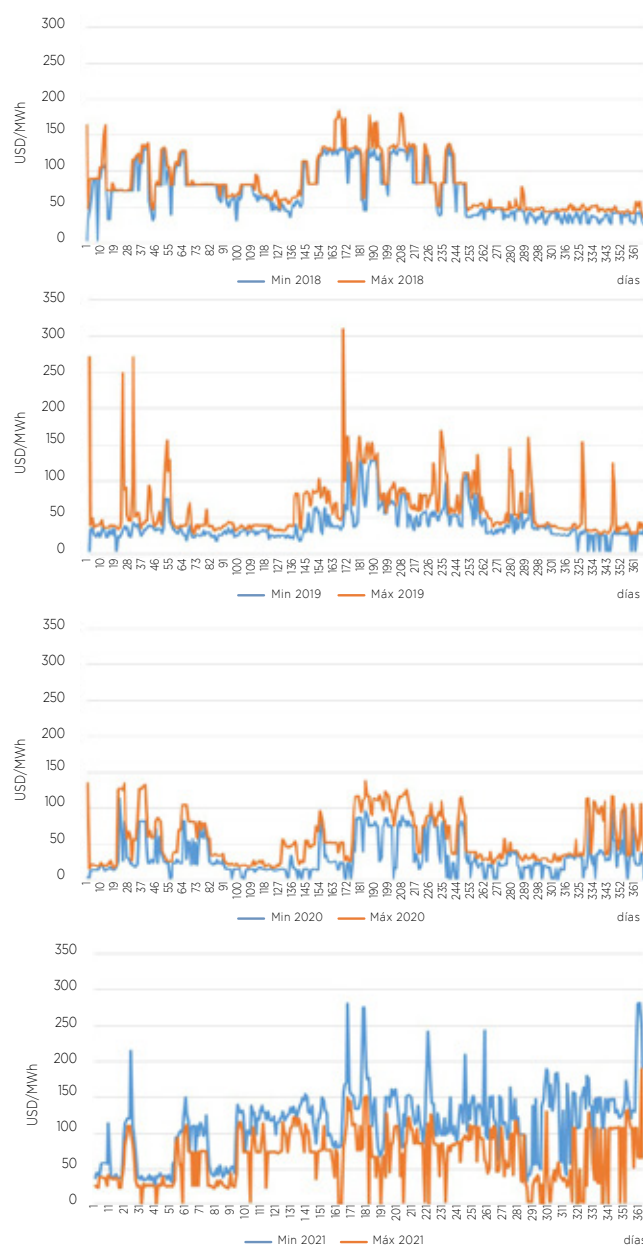
19. Factor de capacidad: Es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período de tiempo (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período.

En los casos de Argentina y Chile, la participación hidroeléctrica fue del orden del 30% de la demanda, y la variabilidad hidroeléctrica no es tan significativa como en Uruguay y Brasil. Sumado a ello, en Argentina se registraron el máximo y mínimo FC de la década en 2018 y 2020 respectivamente, mientras que, en el caso de Chile, se registró el mínimo en 2020 y un FC alto en 2018. Anexo 4: Costos marginales máximos y mínimos diarios de operación

Las baterías operarán si las diferencias en los costos marginales del sistema eléctrico compensan las pérdidas de carga/descarga. Una primera aproximación para determinar su viabilidad económica es analizar la evolución de los costos marginales, y, en particular, los máximos y mínimos diarios.

En la Figura 13, Figura 14, Figura 15 ,Figura 16 y Figura 17, se muestran los máximos y mínimos diarios de los costos marginales históricos de operación de los sistemas analizados.

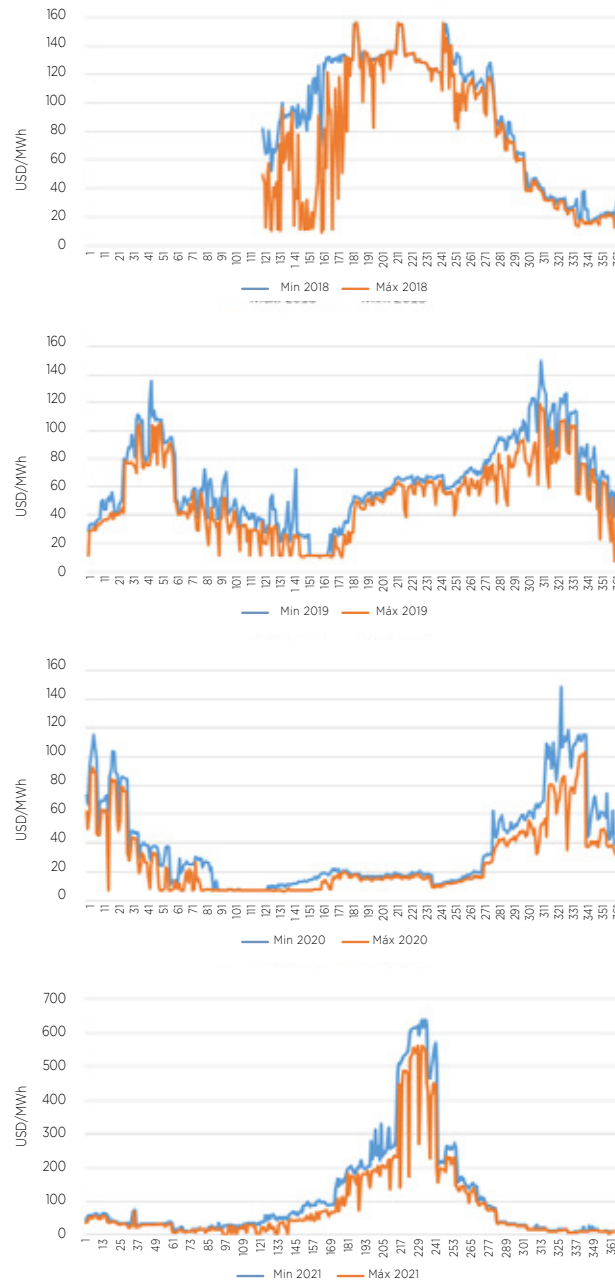
Figura 13: Costos marginales máximos y mínimos diarios de Argentina, 2018 al 30 de junio 2021.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA.

Se observa que, en general, hay muy poca diferencia en los máximos y mínimos diarios del costo marginal del sistema eléctrico argentino. Estos resultados son un indicio de que con los costos actuales de las baterías no es rentable su instalación si la amortización es solo por diferencia de costos marginales.

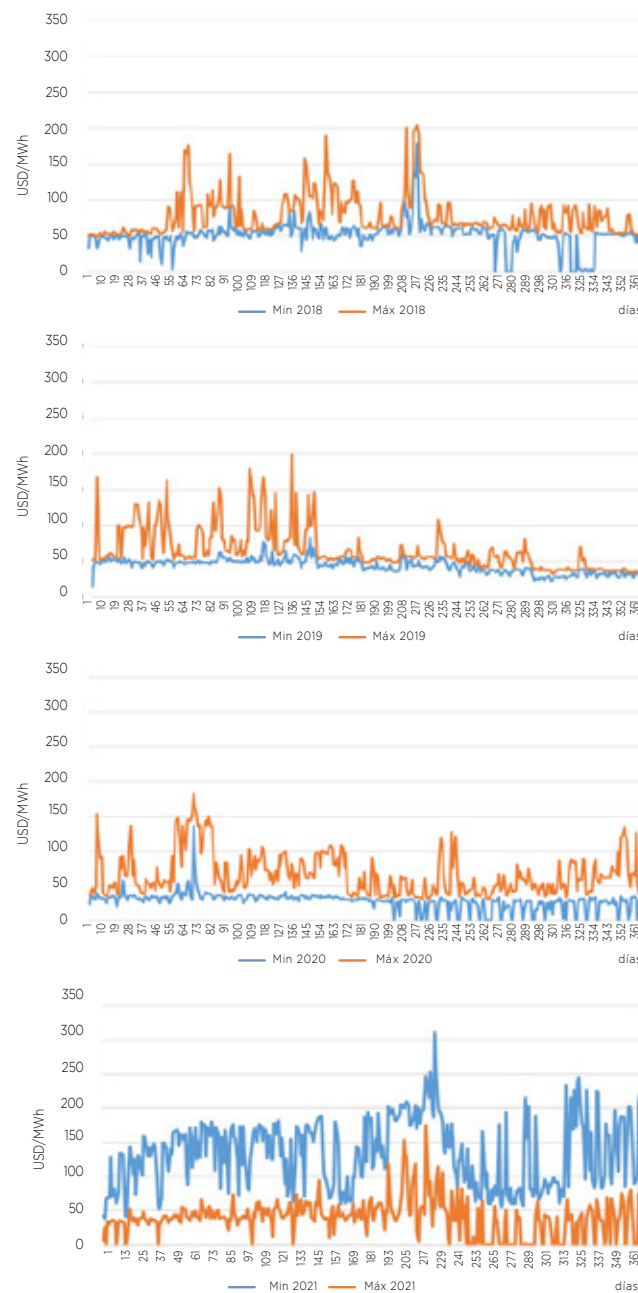
Figura 14: Costos marginales máximos y mínimos diarios de Brasil, mayo 2018 - 2021.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ONS y cotización de real a dólar del Banco Central de Brasil.

Se observa que, en general, hay poca diferencia en los máximos y mínimos diarios del costo marginal de operación publicado por ONS del sistema eléctrico brasileño. En 2021, debido a los efectos de la sequía, los costos marginales de operación de Brasil aumentaron considerablemente, pero también aumentaron los mínimos. Estos resultados son un indicio de que con los costos actuales de instalación de las baterías no es rentable su instalación si se amortiza solo por la diferencia de costos marginales de operación del sistema. En el caso de Brasil, por la regulación existente, el costo marginal de operación del sistema no siempre representa lo que el país está dispuesto a pagar por energía, especialmente, en épocas de sequía.

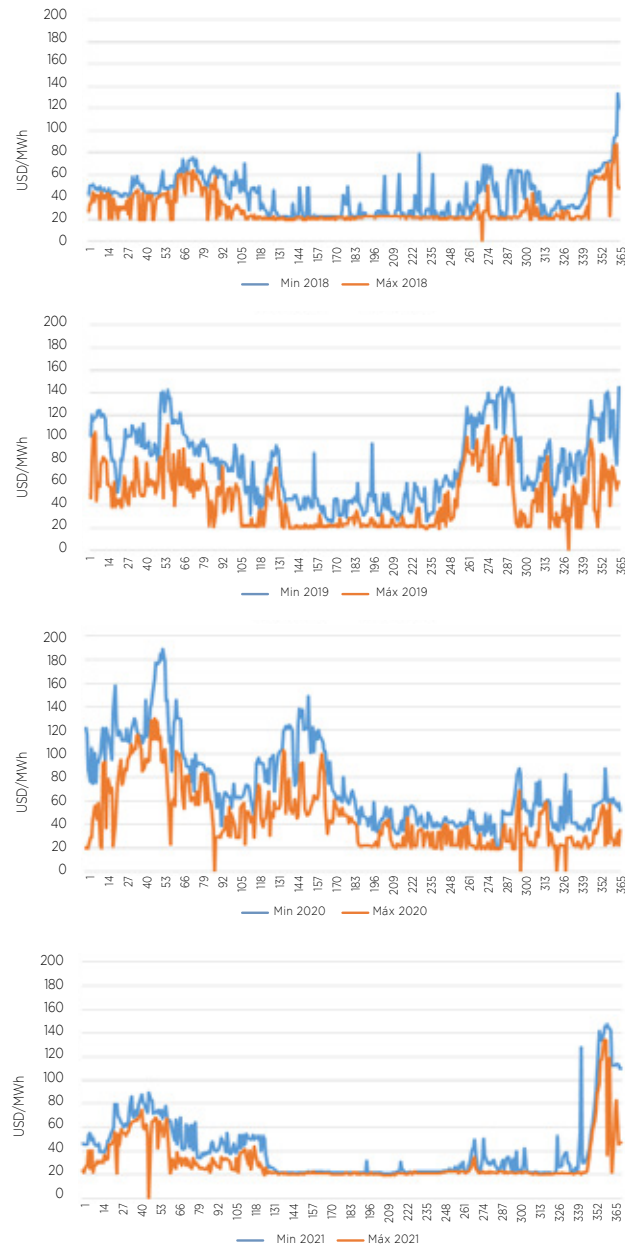
Figura 15: Costos marginales máximos y mínimos diarios de Chile, 2018 - 2021.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Coordinador Eléctrico Nacional

Se observa que, en general, en 2018 y 2019 hay poca diferencia en los máximos y mínimos diarios del costo marginal del sistema eléctrico chileno. En 2020 las diferencias son mayores que en los años anteriores y en 2021 son bastante mayores. Esta acentuación en la diferencia de los costos marginales está asociada a la integración masiva de energía solar FV, sobre todo en 2019 y 2020.

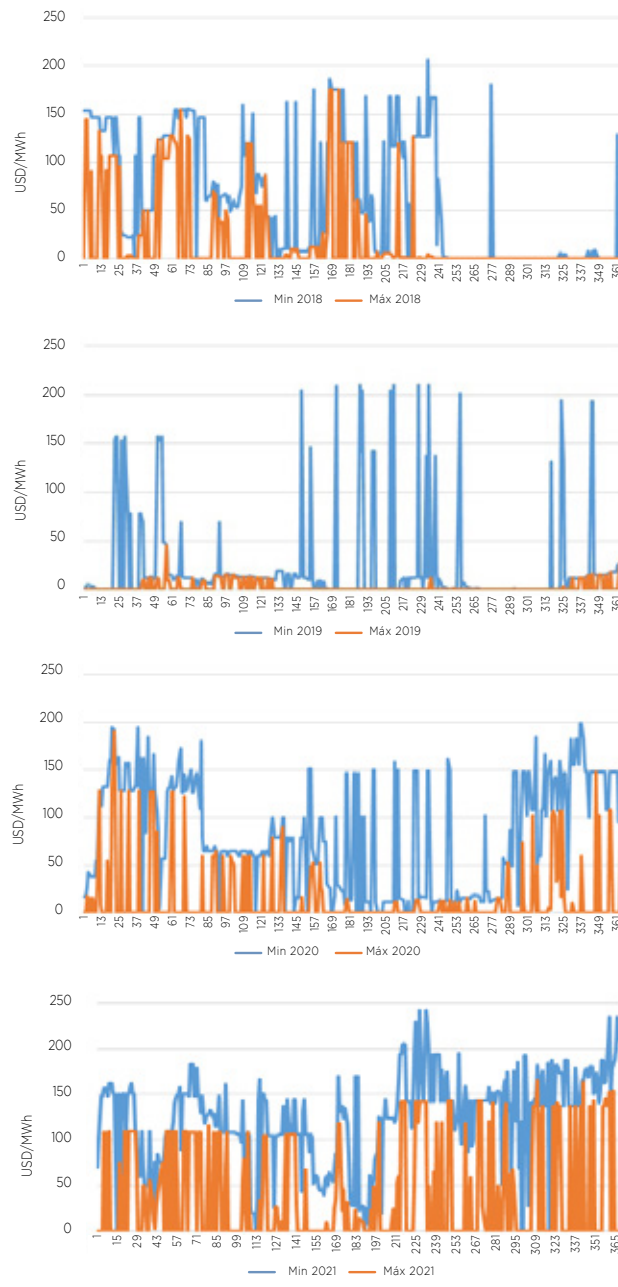
Figura 16: Costos marginales máximos y mínimos diarios de Colombia, 2018-2021.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

Se observa que, en general, en 2018 y 2021 hay poca diferencia en los máximos y mínimos diarios del costo marginal del sistema eléctrico colombiano. En 2019 y 2020, en general, los costos marginales son mayores y las diferencias, también, son mayores.

Figura 17: Costos marginales máximos y mínimos diarios de Uruguay, 2018 a 2021



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ADME

Como se mencionó a lo largo de este estudio, en el período de análisis, el Precio Spot coincidió con el costo marginal del sistema eléctrico ya que, en todo momento, fue inferior a 250 USD/MWh. Se observa que, en general, en la segunda mitad de 2018 y 2019, debido a la muy buena hidrología de Uruguay, los costos marginales fueron muy bajos. En 2020 y 2021, debido a la sequía que atravesó el país, los bajos costos marginales en horarios de la madrugada asociados a la generación eólica y los altos costos de la generación térmica provocan que la diferencia en los costos marginales sea sensiblemente mayor que en 2018 y 2019.

Anexo 5:

Histórico de los costos marginales del sistema.

En este apartado se realiza un análisis del histórico de los costos marginales horarios de los cinco sistemas eléctricos. Este análisis es muy relevante, ya que las variaciones en los costos marginales del sistema eléctrico son un factor determinante para la viabilidad económica de la instalación de baterías.

Argentina

En la Figura 18 y Figura 19 se muestran, respectivamente, los datos históricos de los costos marginales horario del sistema eléctrico argentino, en el período 2018 a junio 2021, y los costos marginales promedio horario de los años 2018, 2019, 2020 y desde enero a junio 2021.

Figura 18: Costos marginales horarios del sistema eléctrico argentino de 2018 - 2021.

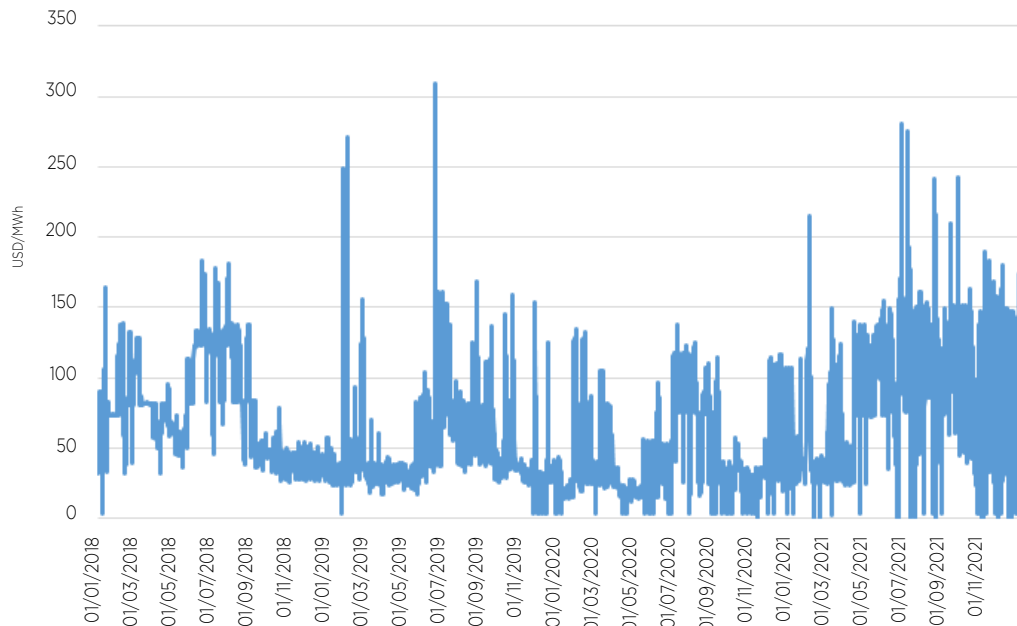
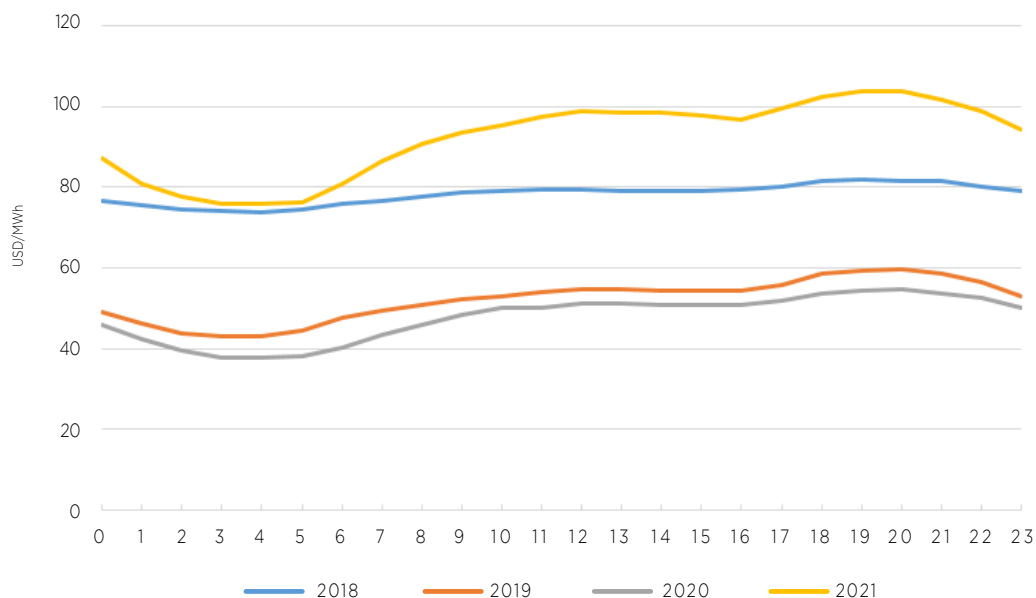


Figura 19:

Costos marginales promedios horarios del sistema eléctrico argentino de 2018, 2019, 2020 y 2021.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CAMMESA

Se observa, claramente, que hay poca variación en los costos marginales durante el día. Todos estos datos dan un muy buen indicio de que con los costos actuales de las baterías no es rentable su instalación.

Brasil

En la Figura 20 y Figura 21 se muestran, respectivamente, los datos históricos de los costos marginales horarios, de mayo 2018 a setiembre 2021, y el costo marginal promedio horario de la región sureste de Brasil, desde mayo a diciembre 2018, 2019, 2020 y enero a setiembre 2021.

Figura 20: Costos marginales horarios del sistema eléctrico Sureste de Brasil desde mayo 2018 -2021.

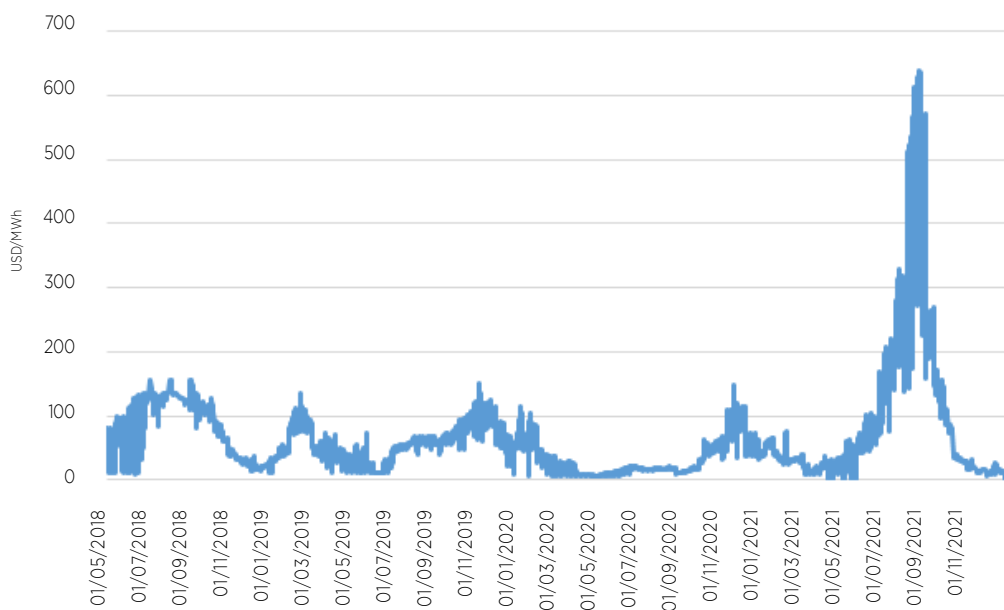
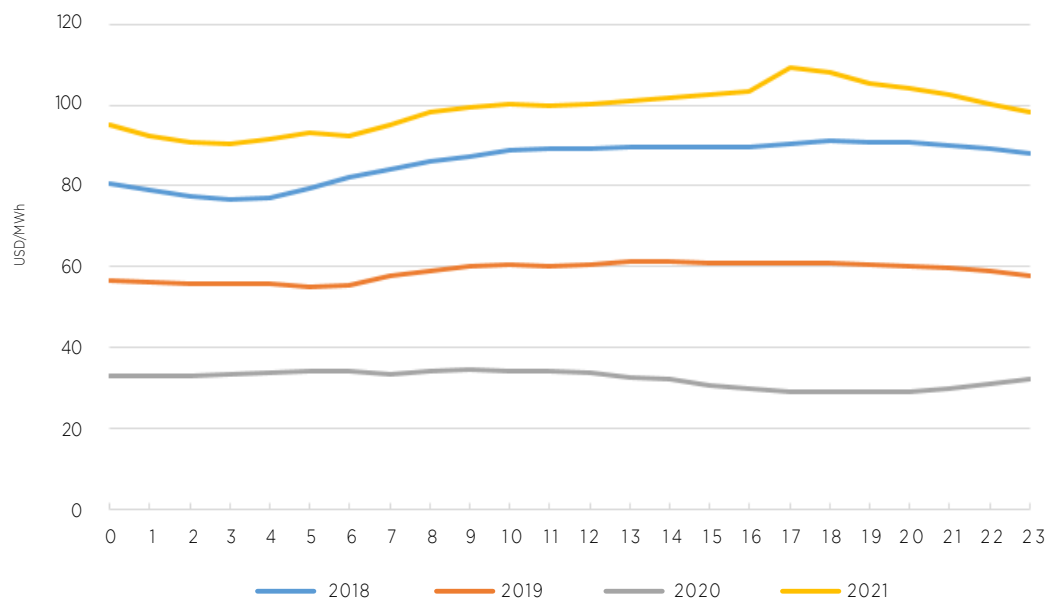


Figura 21: Costos marginales promedios horarios de la región Sureste de Brasil, de mayo a diciembre 2018, 2019, 2020 y 2021.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ONS.

Se puede apreciar el fuerte incremento de los costos marginales del año 2021 asociado a la profunda sequía que atravesó Brasil, pero las diferencias en los costos marginales promedios horarios son menores a 30 USD/MWh. Estos datos dan un muy buen indicio de que con los costos actuales de las baterías no es rentable su instalación.

Chile

En la Figura 22 y Figura 23 se muestran los datos históricos de los costos marginales horarios de la barra de 220 kV de la Sub-Estación Navia (zona de Santiago), de 2018 a octubre 2021, y los costos marginales promedio de los años 2018, 2019, 2020 y enero a octubre 2021, de la misma barra.

Figura 22: Costos marginales horarios en barras de 220 kV SE Cerro Navia - Chile 2018 - 2021.

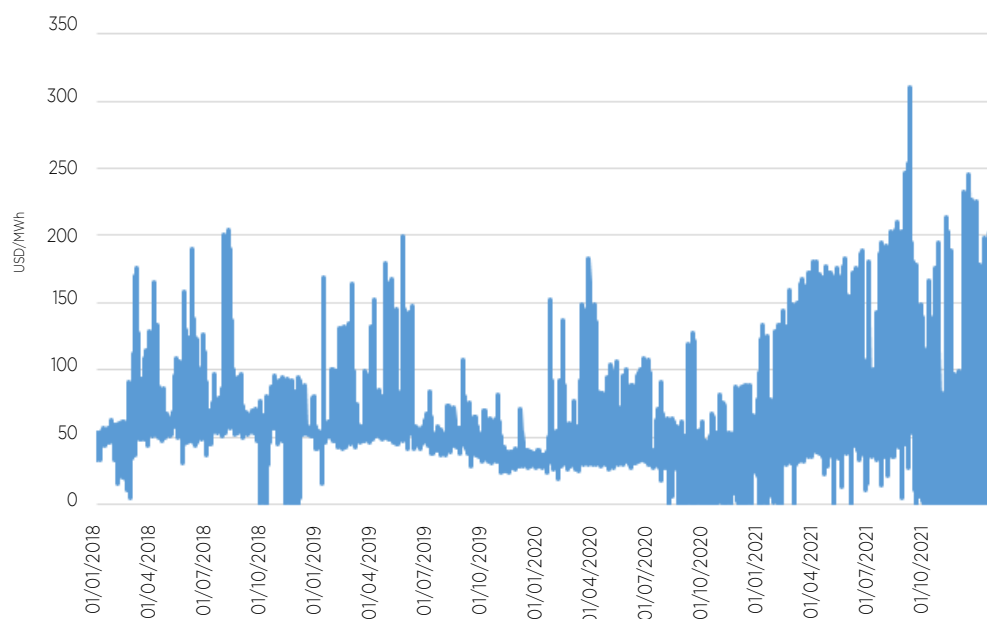
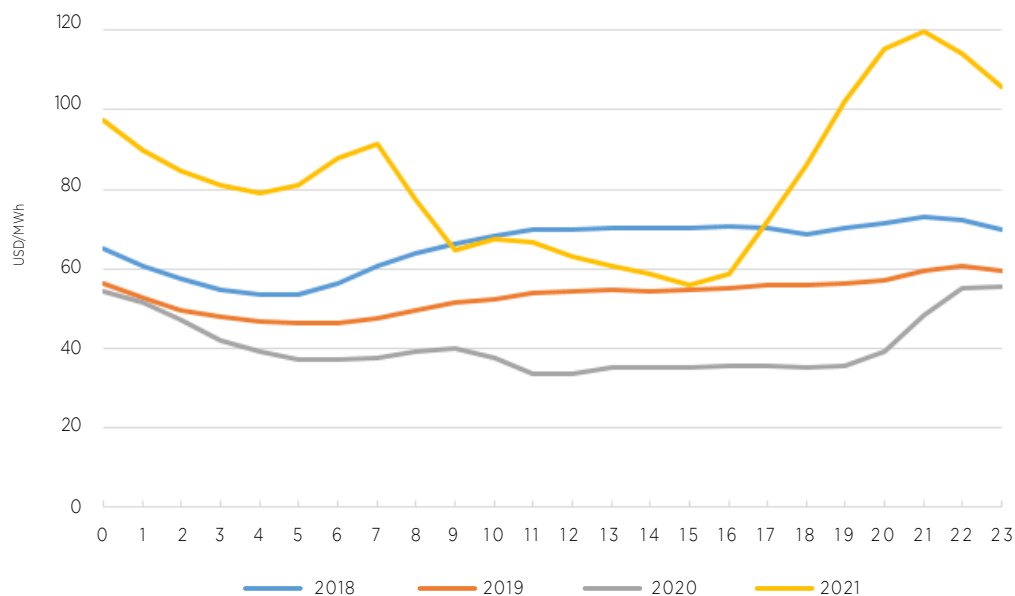


Figura 23: Costos marginales promedios horarios de la barra SE Cerro Navia de Chile 2018 – 2021.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de el Coordinador Eléctrico Nacional.

Se puede apreciar el efecto de la fuerte integración de energía solar en la baja de los costos marginales medios en las horas del día. Del análisis de estos datos, y con los costos considerados de las baterías, a priori, no es posible sacar conclusiones sobre la rentabilidad de la operación de una batería a partir de 2018. Para responder a esta interrogante es necesario realizar simulaciones energéticas.

Colombia

En la Figura 24 y Figura 25 se muestran, respectivamente, los datos históricos de los costos marginales horarios del sistema eléctrico colombiano, en el período 2018 a noviembre 2021, y los costos marginales promedio horario de los años 2018, 2019, 2020 y enero a noviembre 2021.

Figura 24: Costos marginales horarios del sistema eléctrico colombiano de 2018 a 2021.

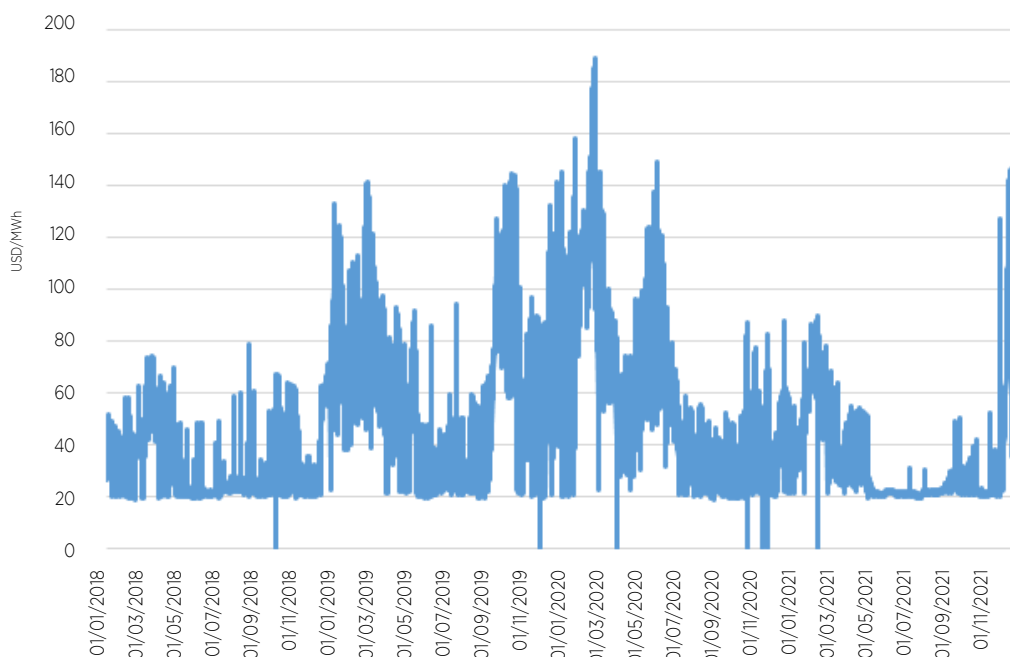
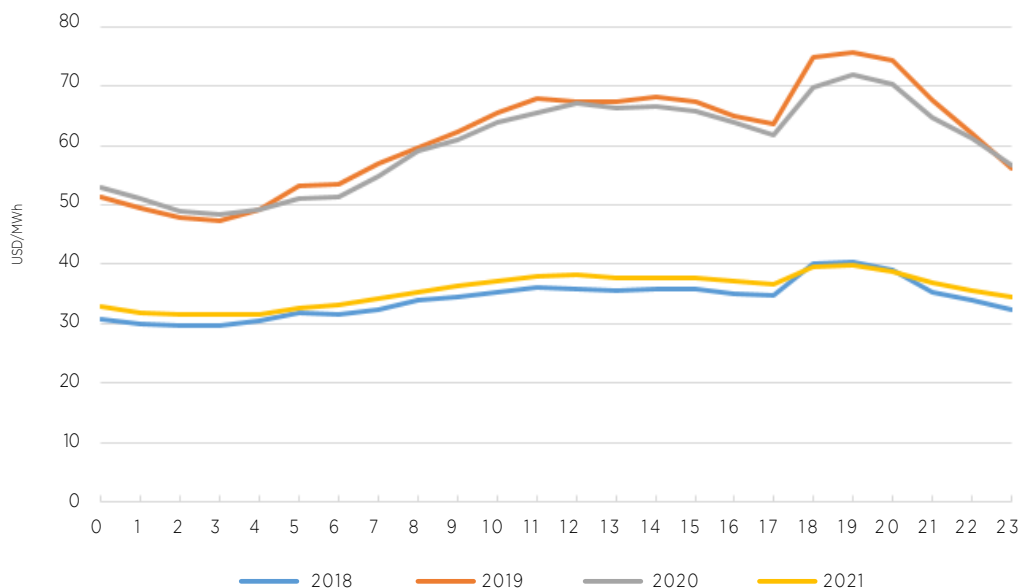


Figura 25: Costos marginales promedios horarios de Colombia en 2018, 2019, 2020 y 2021.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Las diferencias anuales en los costos marginales están, principalmente, asociadas a la hidrología, y las diferencias a lo largo del día están asociadas a los picos nocturnos de la demanda y a la baja demanda en horas de la madrugada. Del análisis primario de los datos de costo marginal, y con los costos actuales de las baterías, a priori, se puede intuir que no es rentable la instalación de la batería, ya que las diferencias medias del costo marginal a lo largo del día son bajas.

Uruguay

En la Figura 26 y Figura 27 se muestran, respectivamente, los datos históricos de los costos marginales horarios, en el período 2018 a octubre 2021, y los costos marginales promedio horario de los años 2018, 2019, 2020 y enero a octubre 2021.

Figura 26: Costos marginales horarios del sistema eléctrico uruguayo de 2018 a 2021.

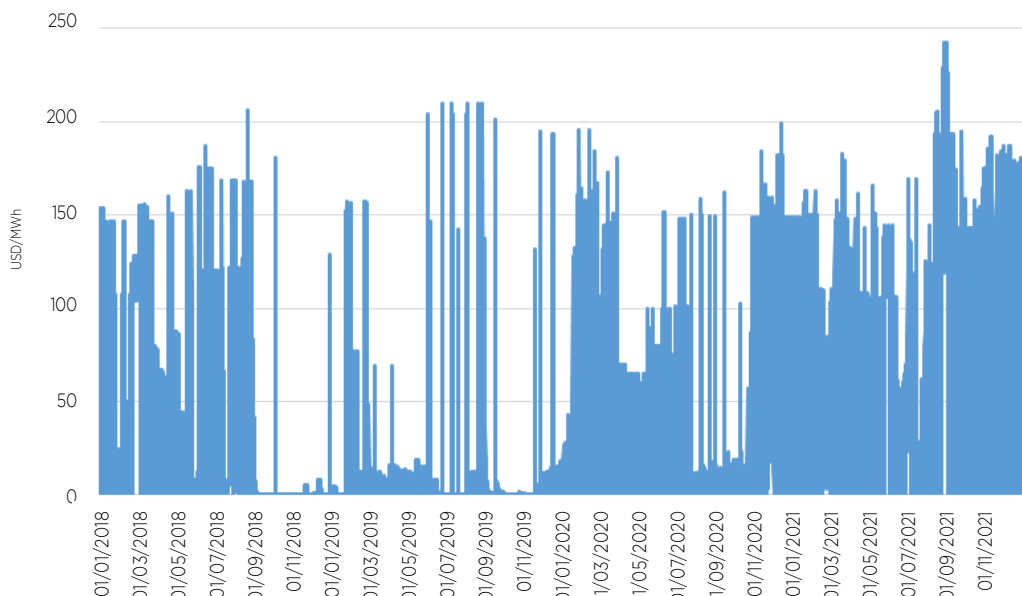
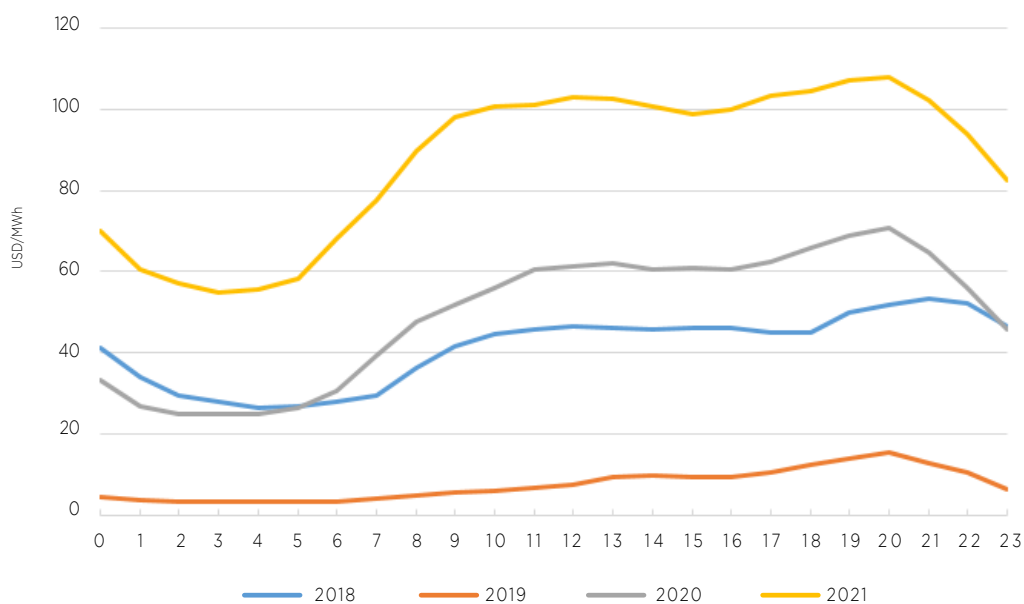


Figura 27:

Promedios horarios anuales de los costos marginales del sistema eléctrico uruguayo de 2018 a 2021.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ADME.

Del análisis de la Figura 26 y Figura 27 se puede apreciar lo siguiente:

- Hay períodos de tiempo en que los costos marginales del sistema eléctrico son cero, especialmente, a partir de setiembre 2018 y gran parte de 2019.
- En 2018 (condición hidrológica media) hay algunos días del año en que la diferencia en los costos marginales diarios supera los 100 USD/MWh. En 2019 (condición hidrológica alta) hay pocos días del año con costos marginales altos y en 2020 (condición hidrológica baja) hay varios días del año con diferencias en los costos marginales diarios.
- Las diferencias de los costos marginales promedio diarios en 2018 fueron del orden de 30 USD/MWh, en 2019, del orden de 10 USD/MWh y, en 2020, del orden de 45 USD/MWh. Del análisis de estos datos, y con los costos considerados de las baterías, a priori, no es posible sacar conclusiones sobre la rentabilidad de la operación de una batería a partir de 2018. En este caso, para responder a esta interrogante es necesario realizar simulaciones energéticas.

Anexo 6:

Servicios de Regulación de Frecuencia

En la operación de los sistemas de potencia es vital mantener el balance de energía del sistema, lo que implica que la generación debe igualar, instante a instante, la demanda de electricidad.

Para mantener este balance, el operador del sistema debe mantener la frecuencia del sistema eléctrico en valores muy próximos a la frecuencia nominal para evitar cortes de energía o salida de servicio intempestivo de máquinas eléctricas. Una baja en la frecuencia del sistema implica que la demanda supera la oferta y se requiere, en forma inmediata, de mayor energía; por el contrario, cuando la frecuencia está por encima de la nominal esto implica que hay más generación que demanda y debe reducirse este exceso.

Para mantener el balance entre generación y carga hay generadores que dan los servicios de regulación de frecuencia primaria (instantáneo a segundos), secundaria (segundos a minutos) y terciaria (minutos).

La regulación de frecuencia primaria es una reserva rodante²⁰ y se define como el margen de potencia que los generadores, en forma automática, pueden variar con el fin de corregir los desbalances instantáneos entre la generación y la carga.

Para que un generador contribuya a la regulación de frecuencia primaria debe estar en servicio, operando por debajo de su potencia nominal, y tener la capacidad de responder a las variaciones de frecuencia (subir y/o bajar carga) en tiempos entre cero y unos pocos segundos.

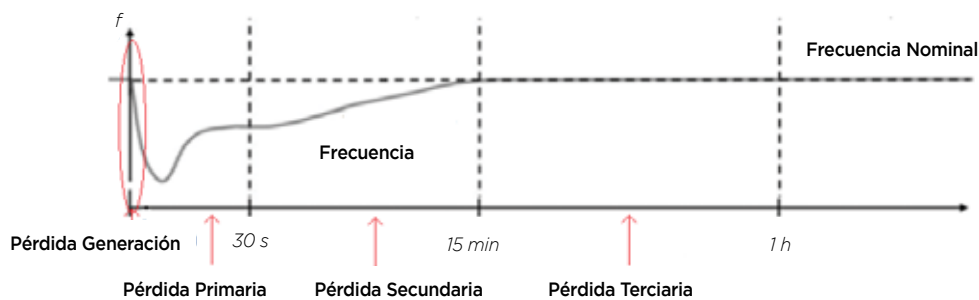
La regulación de frecuencia secundaria opera cuando se reduce el margen de reserva primaria, y tiene como principal objetivo reponer dicho margen. Para ello, los generadores que dan el servicio de regulación secundaria deben alterar su potencia de salida que puede ser realizado en forma manual o con un control automático de generación (AGC).

La regulación de frecuencia terciaria actúa cuando se agota la capacidad de regulación secundaria y es necesario aumentar o disminuir la generación. Los generadores que realizan regulación de frecuencia terciaria es común que sean generadores que están desconectados de la red, pero pueden entrar en servicio en pocos minutos.

En la Figura 28 se muestra un esquema de la regulación de frecuencia de un sistema eléctrico ante un evento de pérdida de generación o aumento de demanda.

20. Capacidad de las centrales eléctricas en servicio de reducir o incrementar su generación en un período de tiempo establecido.

Figura 28: Esquema de regulación de frecuencia ante pérdida de generación o aumento de consumo.



Fuente: Elaboración propia

Es claro que, no todas las tecnologías de generación son adecuadas para dar los servicios de regulación de frecuencia. Por ejemplo, los aerogeneradores o plantas solares FV, para tener la capacidad de aumentar su generación, deben estar en todo momento aprovechando menor cantidad del recurso disponible para generación, o sea, si con el recurso disponible la planta en ese instante puede generar X MW, estaría generando una cantidad menor. Esto implica que se desaprovecha el recurso y, además, no hay garantía de que, cuando sea necesario aumentar la potencia, la misma pueda mantenerse durante el tiempo deseado.

Algunos tipos de centrales son de respuesta lenta a los cambios en la consigna de generación, como pueden ser la generación con carbón tradicional y la energía nuclear. En forma contraria, la generación hidroeléctrica, las turbinas de gas y las baterías, son de respuesta muy rápida para dar los servicios de regulación. También, se destaca que, las interconexiones internacionales pueden jugar un rol importante a la hora de compartir los esfuerzos en la regulación de frecuencia.

Tradicionalmente, las fluctuaciones de los sistemas eléctricos de potencia estaban asociadas a variaciones en la previsión de la demanda, roturas instantáneas de máquinas y fallas en las redes eléctricas, y, en función de esto, se determinaban los requisitos de reserva y las máquinas encargadas de dar los servicios de regulación de frecuencia.

Con la introducción de las ERV, se adiciona la necesidad de cubrir las fluctuaciones de esta generación y, con ello, se requiere contar con un sistema más flexible, con mayores requerimientos de reserva para la regulación de frecuencia, que garantice la estabilidad del sistema eléctrico.

En este sentido, la integración de baterías es un muy buen complemento de las ERV, ya que, además de almacenar energía, dan mayor flexibilidad al sistema eléctrico, ya que contribuyen con la regulación de frecuencia primaria y secundaria del mismo.

Por último, los posibles beneficios económicos asociados a los servicios de regulación de frecuencia que puede tener una batería no son considerados en este estudio.

