

Almacenamiento de energía en sistema de baterías de ión-litio en Grandes Consumidores conectados a la red en Uruguay.

Autores: Martín Avas, Germán Crapuchetti

Resumen — El almacenamiento de energía a gran escala jugará un papel clave en los próximos años en el proceso de descarbonización del sistema eléctrico. Este trabajo analiza si con los precios actuales de los sistemas de baterías de ión-litio, el costo de la energía y la normativa vigente, es conveniente que un Suscriptor invierta en este tipo de tecnología, en Uruguay.

Palabras Clave— Almacenamiento, Baterías Ión-Litio, Energías Renovables, Fotovoltaica, COMAP, Regulación.

I. INTRODUCCIÓN

El almacenamiento de energía a gran escala tendrá un papel clave en los próximos años en el proceso hacia la descarbonización del sistema eléctrico. En las últimas décadas, la potencia instalada de generadores de origen renovable ha crecido de forma exponencial a nivel mundial, llegando a finales del año 2020 a 2799 GW [19].

Los generadores de fuentes renovables, como los eólicos o fotovoltaicos, se caracterizan por su fluctuación según el recurso disponible, donde la curva de generación no siempre acompaña el comportamiento de la curva de demanda. El incorporar almacenamiento a gran escala en redes con gran componente renovable, permitirá mayor flexibilidad y aprovechamiento del recurso; en momentos donde la generación sea mayor a la demanda, permitirá almacenar este excedente de energía y utilizarlo en momentos donde la demanda sea mayor a la generación.

En el caso de un gran consumidor como una industria, con tarifas variables según la franja horaria, el almacenamiento le permitirá gestionar su demanda, comprando y almacenando energía en momentos cuando esta sea más barata y luego consumirla en los momentos que la tarifa sea más cara, generando un ahorro.

Actualmente, el precio de esta tecnología es elevado, pero se espera que los avances tecnológicos permitan que se reduzca año a año, de la misma forma que ha sucedido con los módulos fotovoltaicos en la última década. Debido al alto costo que aún presenta, resulta clave para su desarrollo el

aplicar políticas energéticas y subsidios que fomenten este tipo de tecnologías, haciendo rentable su inversión.

En este marco, es de gran interés estudiar si en Uruguay, con los precios actuales de los sistemas de baterías de ión-litio, pliegos tarifarios y normativa vigente, es conveniente para un Suscriptor invertir o no en este tipo de tecnología.

En particular, se analizan los siguientes casos considerando la normativa vigente:

- A) un caso teórico
- B) un caso real considerando un cliente conectado a la red de MT

Dentro del estudio se analizará la sensibilidad según diferentes Tasas de Descuento, considerando la existencia o no de subsidios por parte del Estado, y considerando también la incorporación de energía solar fotovoltaica al proyecto. En la Tabla 1 del ANEXO se presenta la descripción de cada uno de los casos estudiados.

II. NORMATIVA EN URUGUAY

Previo al año 2020, la conexión de baterías estaba permitida solo en instalaciones de Baja Tensión (BT) operando como instalación de back-up (Reglamento de BT), no estando reglamentada en Media Tensión (MT).

DECRETO N°027/20

En enero de 2020 se aprueba el Decreto N°027/20, que autoriza a los Suscriptores conectados a la red de Distribución en BT, a generar energía eléctrica a partir de una instalación de baterías que opere en paralelo y que no inyecte energía a la red del Distribuidor.

En el caso de los Suscriptores conectados a la red de MT, la instalación de baterías que operen en paralelo a la Red de Interconexión se regirá bajo las condiciones establecidas en el artículo 12 BIS del Decreto N°276/002, en la redacción dada por el Decreto N°43/015 [2].

El Decreto además indica que:

- Se deberán cumplir con las condiciones técnicas específicas y suscribir previamente los convenios respectivos con el Distribuidor.

- Las condiciones técnicas específicas serán elaboradas por UTE y aprobadas por la URSEA, con la participación en el procedimiento respectivo del MIEM. Los términos de los convenios serán establecidos por UTE previa opinión de URSEA.
- Para la instalación el Suscriptor debe pagar los costos de:
 - o las modificaciones razonablemente necesarias de la red eléctrica.
 - o las instalaciones interiores para la conexión a la red
 - o del eventual y razonable acondicionamiento del puesto de medida y conexión.
- Se deberá cumplir con la normativa ambiental relativa a la instalación y la disposición final de baterías.
- El Suscriptor no podrá estar amparado simultáneamente, por el mismo suministro, en el presente decreto y el régimen previsto para la microgeneración (Decreto N°173/010)
- Se prevé la realización de una evaluación por parte de UTE, URSEA y MIEM del impacto de la instalación de baterías en el sistema eléctrico, incluida la pertinencia de la creación de una nueva categoría tarifaria, cuando se encuentren instalados 10 MW de potencia instalada o se cumplan tres años de la fecha de aprobación del Decreto.

BENEFICIOS FISCALES– LEY 16.906

La Ley 16.906 fue creada en 1998 para promover inversiones realizadas por inversores nacionales y extranjeros en el territorio nacional. Dicha ley otorga beneficios fiscales de acuerdo a una serie de indicadores. [3]

A su vez, se creó la COMAP (Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones), la cual depende del MEF, y establece los criterios básicos de funcionamiento de la ley, definiendo los siguientes puntos relativos a los proyectos de inversión [8]:

- 1) Elegibilidad de los proyectos de inversión.
- 2) Información a presentar en la presentación del proyecto.
- 3) Plazos para la declaración promocional.
- 4) Criterios de asignación de beneficios.
- 5) Beneficios y plazos de exoneración.
- 6) Exoneración de Impuesto a la Renta.
- 7) Beneficios adicionales para micro y pequeña empresa.
- 8) Incentivos para empresas que se localicen en parques industriales.
- 9) Control y seguimiento de proyectos promovidos.
- 10) Pérdida de beneficios.
- 11) Revocación de Proyectos Promovidos.
- 12) Márgenes de tolerancia.

- 13) Repuntuación.
- 14) Ampliación de Proyectos Promovidos.
- 15) Enajenación o sustitución de bienes de activo fijo que fueron objeto de beneficios.
- 16) Trámites.

Dentro de los criterios de asignación de beneficios (punto 4), la COMAP establece los siguientes indicadores:

- 1) Generación de empleo
- 2) Aumento de las exportaciones
- 3) Descentralización
- 4) Tecnologías limpias
- 5) Investigación y Desarrollo e Innovación
- 6) Indicador sectorial

Luego, los mismos se ponderan según matriz presentada en la Fig.1:

Objetivo	Puntaje	Ponderación
Generación de empleo	0 a 10	0,50
Aumento de exportaciones	0 a 10	0,20
Descentralización	0 a 10	0,15
Tecnologías limpias	0 a 10	0,20
Investigación, Desarrollo e Innovación	0 a 10	0,20
Indicador sectorial	0 a 10	0,25
Total		1,50

Fig. 1. Matriz de ponderación según objetivo. [15]

El puntaje de cada uno de los indicadores, así como el del total de la matriz, se considerará a dos decimales redondeando la última posición por método simple. Dicha consideración también será aplicable al calcular el porcentaje de exoneración de IRAE.

Para acceder al régimen promocional las empresas deberán alcanzar como mínimo 1 punto, asegurándose un piso del 30% de exoneración de IRAE y el derecho a la utilización de los restantes beneficios fiscales, en el marco del citado régimen, y en un plazo mínimo de 4 años.

El mínimo de 1 punto deberá alcanzarse en el total entre los siguientes indicadores:

- Generación de Empleo
- Aumento de exportaciones
- Tecnologías limpias
- Investigación, Desarrollo e Innovación
- Indicador Sectorial (uno)

La exoneración final de IRAE surge del siguiente procedimiento:

- 1) Se realiza la sumatoria del puntaje total ponderado.
- 2) Al puntaje obtenido se le restará 1.
- 3) Al resultado anterior se le dividirá entre 9.

4) Se le multiplicará por 70% y se le suma el 30% establecido como piso.

De esta forma se obtiene la exoneración final, la cual nunca podrá ser menor al 30% y no podrá superar el 100% del monto invertido.

A efectos de determinar el plazo en el que la empresa podrá aplicar la exoneración de IRAE alcanzada, se aplicará el siguiente procedimiento:

- 1) Al puntaje obtenido por la aplicación de la matriz de indicadores se le resta 1
- 2) El resultado anterior se divide entre 9
- 3) Se multiplica por el límite de plazo por tramo de inversión restándole 4, y se le suma 4 (establecido como piso)

El plazo de exoneración establecido nunca podrá ser menor a 4 años, siendo el máximo 25 años, estableciéndose los siguientes límites por tramo de inversión en el que se ubique el proyecto:

Monto de inversión en UI	Límite (años)
Menor igual que 3.500.000	16
De 3.500.001 a 14.000.000	17
De 14.000.001 a 70.000.000	18
De 70.000.001 a 140.000.000	20
De 140.000.001 a 250.000.000	22
De 250.000.001 a 500.000.000	24
Mayor a 500.000.000	25

Fig. 2. Plazo máximo de exoneración según monto de inversión. [15]

III. ESTIMACIÓN DE BENEFICIOS TRIBUTARIOS

Es de interés para este estudio analizar a qué valores de porcentaje de exoneración de IRAE se podría acceder, amparados por la Ley 16.906 de promoción de inversiones.

Para esto, se considera un proyecto de inversión que incorpore baterías y donde solo se consideren los indicadores de descentralización y tecnologías limpias con el fin de obtener un resultado más conservador.

A. Estimación de exoneración según los indicadores

A continuación, se describe el puntaje obtenido según los siguientes indicadores:

- 1) Generación de empleo = 0 (varia de 0 a 10 puntos)
- 2) Aumento de las exportaciones = 0 (varia de 0 a 10 puntos)
- 3) Descentralización = 6 (varia de 0 a 10 puntos) considerando que el Proyecto es en Montevideo.
- 4) Tecnologías limpias = 10 (varia de 0 a 10 puntos)
- 5) Investigación, Desarrollo e Innovación = 0 (varia de 0 a 10 puntos)
- 6) Indicador sectorial = 0 (varia de 0 a 10 puntos)

Cabe destacar que, de acuerdo a los criterios básicos generales de funcionamiento del decreto N° 268/020 [17] y al Anexo II- Investigación, Desarrollo e Innovación [18], la incorporación de un sistema de baterías no aporta puntos en este indicador ya que no califica en ninguna de las categorías que lo describen (I+D, Innovación de producto, Innovación de procesos).

Habiendo hecho esta aclaración y siguiendo con el procedimiento, la exoneración final será:

$$6*0,15 \text{ (Descentralización)} + 10*0,20 \text{ (tecnologías limpias)} = 2,9.$$

- 1) $2,9-1=1,9$
- 2) $1,9/9=0,21$
- 3) $0,21*70\%+30\%=14,7\%+30\%=44,7\%$

Por lo tanto, según las hipótesis tomadas, se podría exonerar hasta un **45%** de la inversión inicial.

B. Cálculo de plazo de exoneración

A continuación, se procede a determinar el plazo en el que la empresa podrá exonerar IRAE.

La inversión total es de $I_0=USD1.800.000$. El dólar actualmente cotiza a \$U 43,6 y, teniendo en cuenta que a la fecha la UI vale a la fecha (13/1/2021) 4,7845, entonces la inversión inicial se puede expresar

$$I_0=1.800.000*43,6/4,7845$$

$$I_0=16.402.967,92 \text{ UI.}$$

Por tanto, de acuerdo a la Fig. 2, el límite es 18 años.

Luego, siguiendo el procedimiento:

- 1) $2,9-1=1,9$
- 2) $1,9/9=0,21$
- 3) Se multiplica por el límite de plazo por tramo de inversión restándole 4, y se le suma 4, resultando:
 $0,21*(18-4)+4=0,21*14+4=2,94+4=6,94\approx 7,$

Por lo tanto, **plazo de exoneración: 7 años.**

C. Incentivos incrementales transitorios

El artículo 17 del Decreto N° 268/020 (15;17) determina que los proyectos de inversión presentados desde la vigencia del mismo y hasta el **31 de marzo de 2021**, obtendrán un incremento en el porcentaje de exoneración que resulte de la aplicación de la matriz de indicadores de un 20%, siempre que se cumplan las condiciones dispuestas en el artículo mencionado.

A efectos del cálculo del porcentaje incrementado, el porcentaje que se determine por aplicación de la matriz de indicadores se deberá multiplicar por 1,2.

El porcentaje determinado a partir de la matriz de indicadores (Descentralización + Tecnologías Limpias) resultó 44,7%, por lo que se tendría un porcentaje incrementado de $(44,7)*1,2=$ **53,64%**, incrementando aún más los beneficios.

D. Comentarios asociados al Decreto 027/20 – Tecnologías Limpias

En los “Criterios básicos generales de funcionamiento” de la COMAP, en el Anexo de Tecnologías Limpias, se establecen ciertas condiciones para aplicar a este indicador:

- 1) El marco legal es el del Decreto 027/020. Un aspecto principal de este decreto es que no se pueden instalar sistemas de baterías y tener o mantener un contrato bajo el Decreto 173/010 (19), que regula los contratos de Microgeneración. Por lo tanto, esto sería una limitante para las empresas que actualmente cuentan con contratos de Microgeneración con UTE.
- 2) Las baterías deben ser nuevas, sin uso, y con densidad de energía gravimétrica mayor o igual a 100 Wh/kg [16]. De acuerdo la bibliografía, las baterías de ión-litio existentes en el mercado, tienen un rango que va desde los 50 Wh/kg hasta los 260Wh/kg, por tanto, se deberá tener especial cuidado en este punto. [14]
- 3) Es una promoción temporal, de acuerdo a lo que establece el decreto mencionado.

IV. ESTIMACIÓN DE LA INVERSIÓN INICIAL

Obtener una cotización de referencia para el sistema de baterías, no resultó una tarea sencilla, pues, la mayoría de los fabricantes, por políticas empresariales y confidencialidad del negocio, solo envían dicha información sobre proyectos concretos con contratos firmados (NDA, CDA, PIA o SA¹) bajo diferentes modelos de negocio. De todas formas, se consideró un valor estimativo de referencia de 450 USD/kWh, proporcionado por el fabricante “hitachi-ABB”. Considerando este valor de 450 USD/kWh, se obtiene que el costo total del sistema es de $4 \times 1000 \times 450 = \text{USD } 1.800.000$.

Por otra parte, el EPRI en la publicación “Energy Storage Cost Summary for Utility Planning Executive Summary” menciona los valores estimativos obtenidos a partir de encuestas a los fabricantes, ver Fig. 3.

Application	Technology	Rating (MW)	Duration (hours)	2017 Cost (\$/KW)
Bulk Storage	Pumped Hydro	300-1000	10	1700 - 5100
	CAES	100-300	10	1300 - 2800
	CAES	30-50	6	2000 - 3300
	Lithium Ion	30-50	6	2500 - 3900
	Lead Acid	30-50	6	2800 - 4200
	NaS	30-50	6	2700 - 4200
	Lithium Ion	50-100	4	1600 - 2700
T&D Grid Support	CAES (Above Ground)	10-20	4	2300 - 3500
	Lithium Ion	10-20	4	1800 - 2800
	Lead Acid	10-20	4	2200 - 3700
	NaS	10-20	6	2800 - 4400
	Lithium Ion	1-5	2	1200 - 2000
Frequency Regulation	Lithium Ion	20	0.5	550 - 1200
	Flywheel	20	0.25	800 - 2000

Fig. 3. Resumen de costos de instalación de sistemas de almacenamiento según tecnologías. (Año:2017). [4]

De esta forma, si hipotéticamente se implementase el sistema de baterías de 4MWh con 2 sistemas de 1MW 2hs, se llega a un costo de: $2 \times 1000 \times 1200 = \text{USD } 2.400.000$ Este valor parece ser coherente con los 450USD/kWh teniendo en cuenta que el costo de USD/kW 1200 es de hace 3 años (considerando que el costo de las baterías de ion-litio viene bajando desde hace más de 10 años) y que siempre será más caro dos sistemas de baterías respecto a uno solo del doble de capacidad.

En un informe elaborado por EIA, se clasifica a los costos en tres grandes categorías, según la capacidad de la batería de entregar potencia a capacidad nominal [9]:

- i) Baterías de baja duración – menos de media hora de autonomía
- ii) Baterías de duración media – entre 0,5 y 2hs de duración
- iii) Baterías de larga duración – más de 2hs de duración (como en nuestro caso)

En dicho informe se presenta una gráfica comparativa (Fig.4) basada en costos reportados entre 2013 y 2017, donde se puede ver que para el caso de baterías de larga duración (como es este caso), los costos en ese período tenían una media de **750 USD/kWh**:

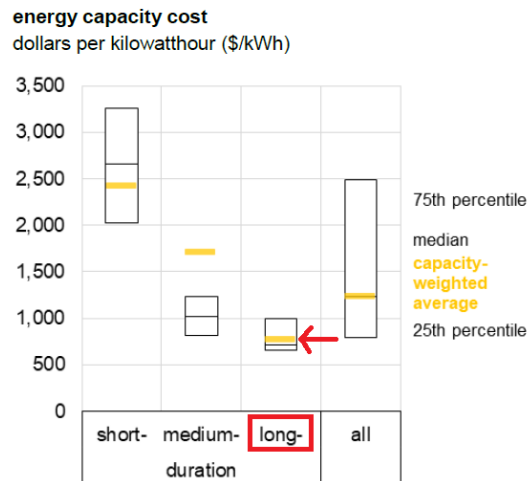


Fig. 4. Costo de instalación de sistemas de almacenamiento (\$/kWh). Período: 2013-2017 [9]

Si bien este costo es superior a los USD 450/kWh que consideramos en este análisis, si se extrapola la evolución de los precios, se podría llegar a validar esta referencia de precio tal como se muestra en la gráfica de la Fig. 4b, extraída del mismo informe:

¹ NDA: Non-Disclosure Agreement
 CDA: Confidential Disclosure Agreement
 PIA: Proprietary Information Agreement
 SA: Secrecy Agreement

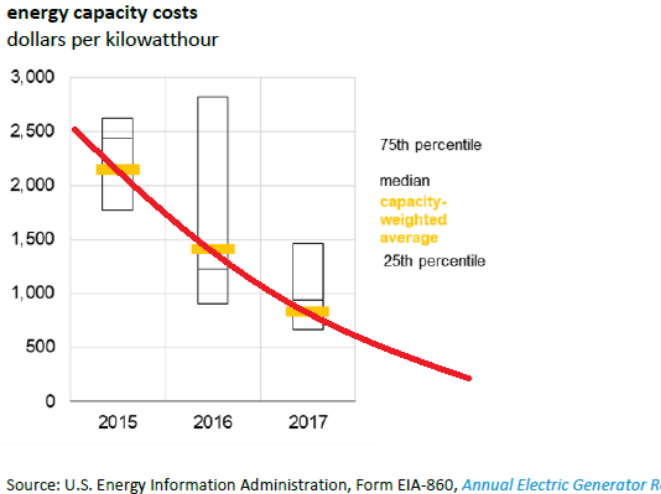


Fig. 5. Evolución de costo de sistemas de almacenamiento de gran escala en periodo 2015 – 2017. [9]

Otro reporte elaborado en 2019 por BLOOMBERG, a partir de una encuesta a fabricantes, refleja que el costo total en kWh en baterías de ion-lítio de 4hs de duración (como la utilizada en nuestro estudio), ronda los USD 378/kWh en Estados Unidos. Por lo que también valida la cotización utilizada (USD 450/kWh), teniendo en cuenta que en la misma se considera que el proyecto es desarrollado en Uruguay. [10]

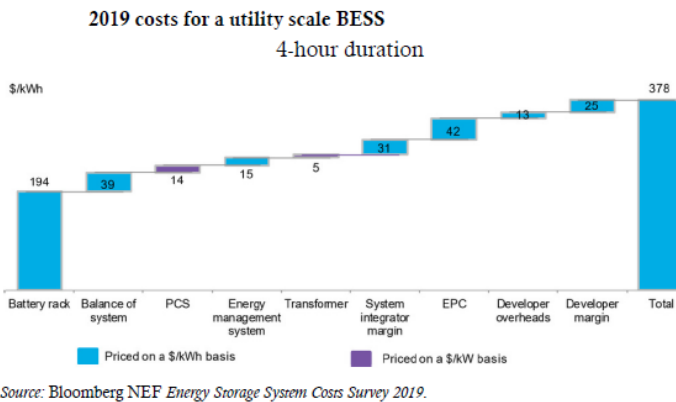


Fig. 6. Costo de instalación de sistemas de almacenamiento de 4 horas de duración. Año: 2019. Bloomberg [10]

En la Fig.7, se muestra un reporte elaborado por el NREL (National Renewable Energy Laboratory - US) en 2019, donde llegan a resultados similares para baterías de lítio de 4hs de duración. [11]

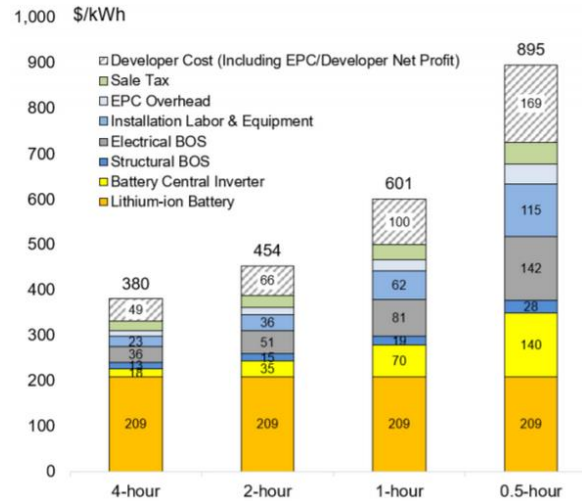


Fig. 7. Costo de instalación de sistemas de baterías de Litio. Año: 2019. NREL. [11]

Como comentarios finales, de acuerdo a la bibliografía, **todos los proyectos de almacenamiento de energía en baterías se vuelven más rentables si los mismos se considera la incorporación de energías renovables como eólica o fotovoltaica.** Por otro lado, para evaluar realmente la rentabilidad del proyecto no basta solo con evaluar el arbitraje de energía (Peak Shaving), que consiste en cargar el sistema de baterías cuando el precio de la energía es más barato y utilizarla en horarios cuando el precio es más elevado, provocando un ahorro. También se deben evaluar todos los beneficios brindados por el sistema de baterías. Además, si se desea rentabilizar un proyecto a nivel global, es decir, evaluar si el proyecto trae beneficios no solo al cliente sino a la empresa distribuidora (utility), la bibliografía recomienda utilizar herramientas de optimización como ser el “Flujo de Carga Optimo” [12].

A continuación, se presenta en la Fig.8, extraída de manual de almacenamiento de energía elaborado por DOE/EPRI, la totalidad de servicios que puede brindar un sistema de baterías [13]:

Bulk Energy Services	Transmission Infrastructure Services
Electric Energy Time-Shift (Arbitrage)	Transmission Upgrade Deferral
Electric Supply Capacity	Transmission Congestion Relief
Ancillary Services	Distribution Infrastructure Services
Regulation	Distribution Upgrade Deferral
Spinning, Non-Spinning and Supplemental Reserves	Voltage Support
Voltage Support	Customer Energy Management Services
Black Start	Power Quality
Other Related Uses	Power Reliability
	Retail Electric Energy Time-Shift
	Demand Charge Management

Fig. 8. Servicios brindados por sistemas de almacenamiento.

Considerando la tabla anterior, se concluye que los proyectos que consideran la incorporación de baterías, necesariamente deben ser evaluados con herramientas sofisticadas que tengan en cuenta todos los beneficios de las mismas, los cuales se extienden más allá de solo estudiar los arbitrajes de energía, y sin dudas harán la diferencia a la hora de tomar de decisiones.

V. EVOLUCIÓN DEL COSTO DE LAS BATERÍAS SEGÚN LA MÉTRICA LCOE

Más allá de los resultados obtenidos en este estudio, donde se considera como métrica de evaluación el “Valor Presente de los Costos en Ciclo de Vida”, solo a efectos comparativos y para mostrar la caída en los precios de las baterías, en la Fig. 9 se muestran los valores históricos registrados hasta 2019 y la evolución proyectada hasta 2025, referenciado a precios de 2017, para un proyecto de baterías de ion-litio de 1MW/1MWh:

Se observa que el costo de las baterías ha disminuido año a año y se espera que siga teniendo el mismo comportamiento.

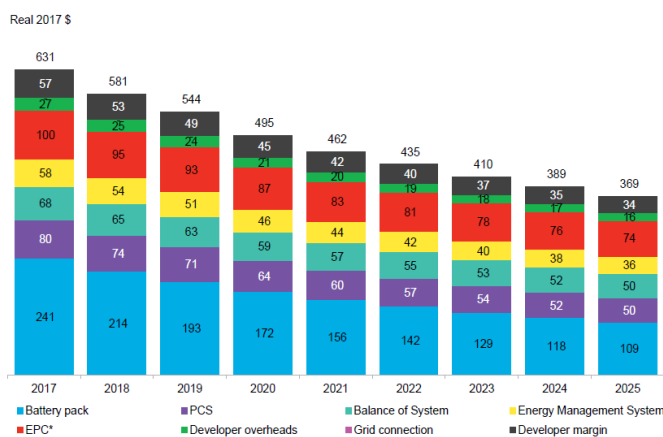


Fig. 9. Evolución y proyección de precios de proyectos con almacenamiento con ion-litio.

VI. MÉTRICAS UTILIZADAS PARA LA COMPARACIÓN DE COSTOS DE ALMACENAMIENTO

Actualmente existen diferentes métricas o indicadores para medir el costo de la energía en sistemas de almacenamiento de energía. Debido a las características diferentes del almacenamiento respecto a la generación tradicional, es importante comprender las distintas métricas de costeo y los escenarios bajo los cuales tiene sentido aplicar las mismas. En la TABLA I se muestra un resumen de las métricas de costeo más comunes y sus campos de aplicación. [4]

A continuación, se muestra la definición de cada una de las métricas anteriores:

A. Costo de instalación (IC):

Incluye todo el equipamiento, traslado al sitio del proyecto, instalación, interconexión y transformadores elevadores. Esta

métrica asume que el lugar del proyecto está disponible, por tanto, no incluye el costo del terreno o costos de planificación del proyecto. No toma en cuenta costos operativos, costos de reemplazo, o cualquier ingreso o beneficio obtenido del almacenamiento. Sus valores se expresan en \$.

B. Costo de Capacidad Nivelado (LCOC):

Es una medida de los costos fijos y variables en todo el ciclo de vida del proyecto. El objetivo es identificar un valor para los ingresos por kW de capacidad que el generador necesita producir, en una base con descuentos temporales, para cubrir aquellos costos durante ciclo de vida. Para almacenamiento, los costos variables incluyen los costos de carga fuera del pico los cuales podrían cambiar con el transcurso del tiempo. Es consistente con el uso cuando se aplica generación convencional, esta métrica no incorpora ningún beneficio o ingreso obtenido del almacenamiento. Sus valores se expresan en \$/kWh-Año.

C. Valor Presente de los Costos en el Ciclo de Vida:

Cuenta los costos fijos y variables en todo el ciclo de vida del proyecto. Esta métrica incluye costos de instalación, costos operativos y costos de equipos de reemplazo (incluyendo el reemplazo de baterías) en toda la vida útil de la planta. Los costos son agregados a lo largo del tiempo en términos del valor presente, considerando una determinada Tasa de Descuento. Luego, el resultado del costo total en evaluado en el presente se divide por la potencia nominal de salida (kW) o por la estimación de la energía generada total del proyecto en su vida útil (kWh). Nuevamente, los costos variables incluyen los costos de carga fuera del pico, pero no incorporan ningún beneficio o ingreso obtenido de operaciones de almacenamiento. Sus valores se expresan en \$/kWh.

D. Costo de Electricidad Nivelado (LCOE):

Es el costo por unidad de energía entregada, definido formalmente como el Valor Presente de todos los costos en la vida útil de un proyecto (incluyendo costos iniciales de capital, todos los costos operativos incluyendo combustible y O&M, y costos de disposición) dividido la energía total entregada en la vida útil del proyecto, y tiene unidades \$/kWh o \$/MWh. “Valor Presente” implica que los costos acumulados y la energía entregada en años futuros son “descontados” a valores equivalentes del presente. LCOE es una métrica simple y atractiva cuando se comparan tecnologías de generación operacionalmente equivalentes y cuando el único valor considerado es la energía entregada.

A efectos del estudio económico que se realiza en este trabajo, se considera la métrica: “Valor Presente de los Costos en el Ciclo de Vida”.

TABLA I
MÉTRICAS DE COSTEO Y SUS APLICACIONES

MÉTRICA	EXPRESIÓN	APLICACIONES
Costo de Instalación (IC)	\$/Kw	Comparaciones con recursos de capacidad basados en la confiabilidad como: Turbinas de combustión (CT). Comúnmente usado como una "entrada" en análisis costo/beneficios más detallados.
Costo de Capacidad Nivelado (LCOC)	\$/kW-Año	Principalmente usado para comparar recursos de capacidad basados en la confiabilidad como: Turbinas de combustión (CT). Evaluación de costos de Nueva Entrada (CONE)
Valor Presente de los costos en el ciclo de vida	PV \$/kW o PV \$/kWh	Usado para tecnologías de almacenamiento, típicamente para generación no convencional. Comparado con el valor presente (PV) de los ingresos para evaluación costo/beneficio Específico asociado a una tecnología dada y caso de uso, y no para comparación directa con alternativas
Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE)	\$/MWh	Usado para normalizar costos de generación entre diferentes costos de instalación y factores de capacidad. De gran interés para recursos energéticos como generación fósil de base. En almacenamiento de energía es algo engañoso porque los dispositivos de almacenamiento no producen energía, y el LCOE no captura el valor de la capacidad de almacenamiento ni de su flexibilidad

VII. CASOS DE ESTUDIO

A. Caso Teórico

Se consideran las siguientes hipótesis de trabajo:

- Se considera un Suscriptor conectado en la red de 31,5 kV, con potencia contratada 2 MW en el Llano y 1 MW en Punta y Valle. que consume 1 MW constante las 24hs del día, los 365 días del año.
- A efectos de simplificar el estudio, no se consideran los beneficios económicos resultado de la mejora en la confiabilidad del suministro con la incorporación del sistema de baterías.
- Se considera la tarifa vigente establecida por UTE GC3 para Gran Consumidor conectado en 31,5 kV, con los siguientes períodos horarios:
 - o horas Punta: de 18:00 a 22:00 hrs.
 - o horas Llano: de 07:00 a 18:00 y de 22:00 a 24:00 hrs.
 - o horas Valle: de 00:00 a 07:00 hrs. [5]

Baterías incorporar:

- Se instalarán baterías de ion-litio de 1MW, 4MWh de capacidad.
- El precio total del sistema de baterías, incluyendo costos de equipos, transporte, instalación y comisionamiento, se estimó en 450 USD/kWh.
- Se considera que la eficiencia del sistema de baterías es de 90%. Según la bibliografía, este valor se encuentra en un rango entre el 85% y el 95%. [6]
- Se considera que el sistema de baterías tiene una vida útil de 15 años. [11]

Estudio económico:

- La duración del proyecto es de 15 años.
- Se asume inicialmente una Tasa de Descuento de 10%. Este valor es comúnmente utilizado en la evaluación de proyectos de la industria eléctrica [7]. Se realizará un estudio de sensibilidad de los resultados del proyecto considerando tasas de descuento entre el 8% y el 12%.
- Se realizará un estudio de sensibilidad considerando diferentes porcentajes de subsidios en el total de la inversión. Se asume que el Suscriptor genera suficiente IRAE, en un plazo de 7 años, como para acceder a todo el beneficio.
- Se considera una degradación de las baterías del 2,02% anual. [22]
- Se considera el costo de O&M de la instalación: 2% anual. [25]
- Para simplificar el análisis, no se considera el efecto de la inflación en el estudio económico.

- **Resultados obtenidos:**

La Tabla 1 del ANEXO muestra una breve descripción de todas las variantes asociadas a los casos A y B.

CASO A.1: Sin subsidios

En un 1er análisis se estudia la rentabilidad de incorporar baterías sin subsidios, analizando los ahorros que implica la instalación del banco de baterías:

i) Cálculo de ahorros por arbitraje de energía

Si el cliente carga su banco de baterías en el horario del Valle, donde la energía es más barata, y luego utiliza esa energía para alimentar sus cargas en el horario de Punta, cuando la energía es más cara, generando un ahorro. En el primer año este ahorro es de USD 121.804 y luego en los siguientes años decrece de acuerdo a la degradación del sistema de baterías (Ver Tabla 2 del ANEXO).

ii) Cálculo de ahorros por potencia máxima medida

Además del costo fijo que tiene la tarifa, se debe pagar un cargo dado por la potencia máxima medida en cada franja horaria. En el escenario sin baterías, la potencia máxima es, en las tres franjas horarias, de 1 MW. Esto representa un costo anual de USD 89.115.

Considerando que se tiene un banco de baterías y se opera según el punto anterior, se tiene:

- Horario Valle: Durante 5 horas se alimentan las cargas y el banco de baterías, por lo tanto, se tiene una potencia máxima de 2 MW. A partir del segundo año la capacidad de carga de las baterías disminuye, por lo potencia máxima consumida de la red va decreciendo. Lo que resta del horario de esta franja se alimentan solo las cargas, alcanzando una potencia máxima de 1 MW.
- Horario Llano: Se alimentan solo las cargas, por lo que la potencia máxima es de 1 MW.
- Horario Punta: Las cargas se alimentan del banco de baterías, por lo que no se consume energía de la red en el primer año. Con la degradación de las baterías la potencia demandada en esta franja horaria va aumentando levemente, generando un cargo por potencia contratada.

Por lo tanto, el costo anual por potencia máxima medida en el primer año, considerando el banco de baterías, es de USD 48.470, generando un ahorro de USD 40.645. Este valor va decreciendo conforme se degradan las baterías. (Ver Tabla 2 del ANEXO)

A partir de los resultados anteriores, si calculamos el VAN del Proyecto, en un periodo de 15 años y con una Tasa de Descuento del 10%, se obtiene: -USD 714.410. (ver Tabla 5 del ANEXO, sin subsidios).

Variando la Tasa de Descuento, se obtiene que el proyecto sería rentable para Tasas menores a 1,82%. (Ver Tabla 4 del ANEXO)

CASO A.2: Considerando subsidios en la inversión inicial

En este caso, consideremos el mismo banco de almacenamiento, operado igual que en el CASO A.1.

Haciendo el cálculo del VAN, variando la Tasa de Descuento y considerando distintos porcentajes de subsidios en la inversión inicial (I₀), mediante descuento de IRAE, se obtienen los resultados de la Tabla 5.1 del ANEXO.

En particular, para una Tasa de Descuento de un 10%, el Proyecto se hace rentable (VAN>0) si el subsidio es mayor al 58% de la inversión inicial.

Se observa que para que el proyecto sea rentable, debería haber incentivos en la compra de los equipos.

CASO A.3: Considerando subsidios en la inversión inicial + Planta Fotovoltaica de 100 kW

En este caso, se considera el mismo escenario del CASO A.2, al cual se le incorpora una Planta de generación Fotovoltaica (PV) de 100 kW, para autoconsumo. Se considera esta potencia debido a que, si la potencia de la planta de generación a instalar no supera el 10% de la potencia contratada, no será necesario realizar modificaciones en la red de UTE. Por lo tanto, en la inversión inicial se considera solo el costo de la PV.

i) Cálculo de ahorro generado por la PV

Se toman las siguientes hipótesis para realizar el estudio económico:

- Precio de la instalación: 1.2 USD/Wp.
- Yield: 1500 hs.
- La PV genera en el horario del Llano
- La planta no influye en el costo de la tarifa por potencia máxima medida.
- Degradación de los módulos fotovoltaicos: 2% el primer año y 0,45% anual el resto de los años. [20]
- Costo de O&M de la planta PV: 1% anual.
- Valor de rescate de la PV=0.6*Precio de la planta(USD/Wp)*Potencia_pico(año15)²

Con estas hipótesis, la PV genera el primer año 150 MWh. El ahorro energético generado por la planta, considerando el precio de la tarifa en el Llano, es de USD 11.478. Este ahorro va decreciendo a partir del segundo año por la degradación de los módulos fotovoltaicos.

Los resultados obtenidos en el estudio económico, para distintos porcentajes de subsidios y Tasas de Descuento, se muestran en la Tabla 6.1 del ANEXO .

² Potencia_pico(año15): es la potencia pico de la planta en el año 15, considerando la degradación de los paneles fotovoltaicos. Se considera un factor de 0.6 por la disminución de valor de mercado de los módulos a 15 años.

Si comparamos con el caso anterior, para una Tasa de Descuento de un 10%, el Proyecto sería rentable ($VAN > 0$) para subsidios mayores a 56% de la inversión inicial. La rentabilidad en ambos casos es muy similar, siendo levemente mejor cuando se incluye la instalación PV.

CASO A.4: Considerando subsidios en la inversión inicial + Plata Fotovoltaica de 500 kW

Al considerar la instalación de una planta de 500 kW, se debe tomar en cuenta las adecuaciones a la red que se deben realizar en el nodo de conexión, que serán a cargo del Suscriptor. El monto considerado por este concepto es de USD 150.000.

Bajo las mismas hipótesis del cálculo de ahorro considerados en el punto anterior, se tiene que el ahorro anual por generación de la PV en el primer año es de: USD 57.391. Los resultados obtenidos en el estudio económico, para distintos porcentajes de subsidios y Tasas de Descuento, se muestran en la Tabla 7.1 del ANEXO.

En este caso, para una Tasa de Descuento de un 10%, el Proyecto sería rentable ($VAN > 0$) para subsidios mayores a 57% de la inversión inicial. Este resultado es muy similar a los casos anteriores, teniendo menor rentabilidad respecto al caso A3.

A modo de resumen, se muestra a continuación una tabla comparativa para los escenarios analizados con una $TD=10\%$ y con subsidio 60%:

	Caso A1	Caso A2	Caso A3	Caso A4
	Sin subsidios	Subsidio 60%	Subsidio 60% + PV 100 kW	Subsidio 60% + PV 500 kW
VAN @ TD= 10% (USD)	-714.410	36.717	57.586	53.656

Tabla II - Resumen resultado CASO A.

CASO B. Cliente real existente conectado a la red de 31,5 kV

En este caso de estudio, se toma un suscriptor real conectado a la red de 31.5 kV³ y se utilizan sus consumos como entrada para realizar el estudio económico (las medidas de potencia se muestran en la Tabla 8 del ANEXO).

Al igual que en el CASO A, se propone instalar un banco con capacidad de almacenamiento de 1 MW y se estudiarán distintos escenarios de forma tal de que nos permitirán obtener conclusiones de cada escenario. Los mismos

El suscriptor seleccionado tiene un consumo máximo de potencia aparente cercano a 1 MVA, con $FP=0.96$, y un consumo en el horario Valle cercano a 470kVA, tal como se muestra en la Fig. 10:

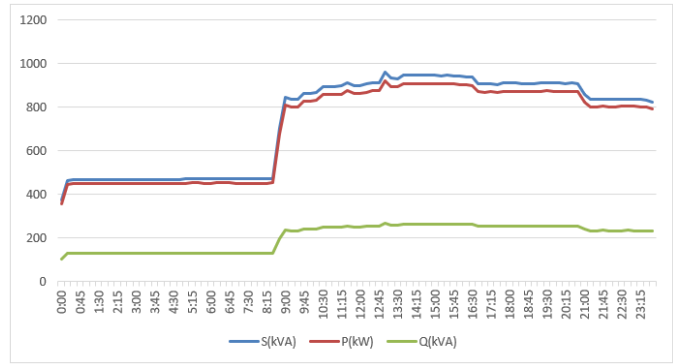


Fig. 10. Curva de demanda de un día representativo del suscriptor en el punto de conexión.

Esta curva de consumo corresponde al día 14/7/2020 pero, de acuerdo al tipo de suministro, es representativa para todos los días del año, tal como se ve en la Fig. 11:

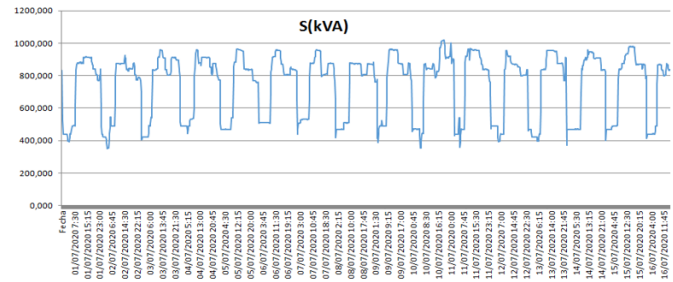


Fig. 11. Curva de demanda mensual del suscriptor en el punto de conexión.

En la Fig. 12, se muestra el gráfico de la potencia que consumiría el cliente con y sin el sistema de baterías, así como también la potencia de la batería a lo largo del día:

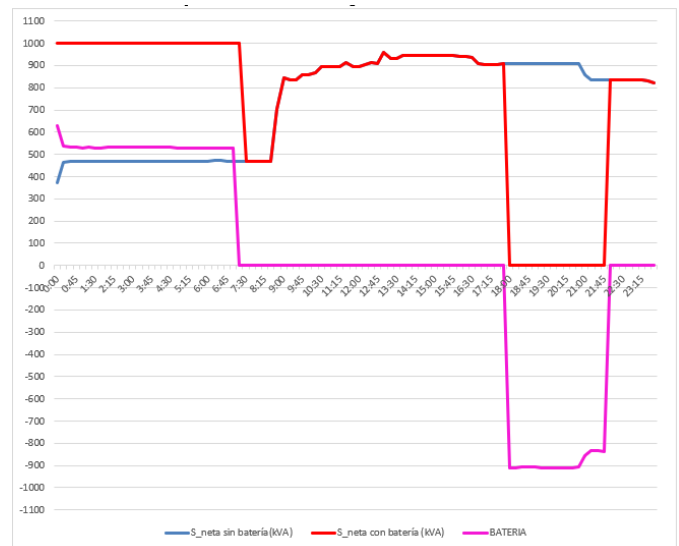


Fig. 12. Curva de demanda con y sin baterías en el nodo de conexión.

³ Datos obtenidos de la Gerencia Distribución – Montevideo - UTE.

CASO B.1: Sin subsidios

Se estudia la rentabilidad de incorporar baterías sin subsidios. A continuación, se analizan los ahorros que implica la instalación del banco de baterías:

i) Cálculo de ahorros por arbitraje de energía

Operando el banco de baterías de forma análoga al caso teórico, cargando el banco en el horario Valle y descargándolo en el horario Punta, se obtiene un ahorro anual en el primer año de USD 116.697. Luego, este valor decrece año a año por la pérdida de eficiencia del sistema de baterías.

Los resultados se muestran en la Tabla 8 del ANEXO.

ii) Cálculo de ahorros por potencia máxima medida

Según la curva de demanda que presenta el cliente se considera la siguiente hipótesis de trabajo:

- Potencia máxima en Valle: 0,5 MW
- Potencia máxima en Llano: 1,0 MW
- Potencia máxima en Punta: 1,0 MW

El cargo anual por potencia máxima que se tiene sin instalar el banco de baterías es de USD 84.539.

Al instalar el banco de baterías y operarlo de forma análoga a los casos de estudio anteriores, este cargo anual disminuye a USD 41.339 en el primer año.

Por lo tanto, se tiene un ahorro anual de USD 43.200 en el primer año. (Ver Tabla 8 del ANEXO)

Este ahorro disminuye año a año por la pérdida de eficiencia de las baterías ya que la potencia máxima medida en el horario punta aumenta.

Al calcular el VAN del proyecto con una Tasa de Descuento del 10%, se obtiene un valor negativo: - USD 653.042, según Tabla 10. Por lo tanto, el Proyecto no es rentable con los supuestos considerados.

CASO B.2: Considerando subsidios en la inversión inicial

En la Tabla 11 se presenta el VAN obtenido para distintas Tasas de Descuento y porcentajes de subsidio a la inversión inicial.

Se observa que, para que el Proyecto sea rentable, con una Tasa de Descuento de un 10%, debería haber un subsidio en la compra de los equipos de al menos un 55% en la inversión inicial.

CASO B.3: Considerando subsidios en la inversión inicial y distintas tasas de descuento+10% de la Potencia contratada (100kW) en generación PV

Tomando las mismas hipótesis mencionadas para calcular el ahorro de la planta fotovoltaica que en el CASO A, se obtiene

un ahorro anual de USD 11.478 en el primer año. Luego, este ahorro disminuye conforme con la degradación de los módulos fotovoltaicos.

Si sumamos este ahorro al obtenido al instalar el banco de baterías, se tiene un ahorro anual total en el primer año de: USD 167.775

En la Tabla 12 del ANEXO, se puede ver el VAN del Proyecto, para distintas Tasas de Descuento y porcentajes de subsidio.

Para que sea rentable el Proyecto, a una Tasa de Descuento de 10%, debería acceder a un subsidio de un 52% de la inversión inicial.

CASO B.4: Considerando subsidios en la inversión inicial y distintas tasas de descuento+500kW en generación PV

En este caso, la planta fotovoltaica genera un ahorro anual de: USD 57.391, en el primer año.

Análogamente al caso anterior, se puede ver en la Tabla 13.1 del ANEXO los distintos VAN obtenidos.

Para que el Proyecto sea rentable, es necesario acceder a un subsidio de al menos el 54% de la inversión inicial.

A modo de resumen, se muestra a continuación una tabla comparativa para los escenarios analizados con una TD=10% y con subsidio 55%:

	Caso A1	Caso A2	Caso A3	Caso A4
	Sin subsidios	Subsidio 55%	Subsidio 55% + PV 100 kW	Subsidio 55% + PV 500 kW
VAN @ TD= 10% (USD)	-653.042	35.491	65.540	26.350

Tabla III - Resumen resultados caso B.

VIII. CONCLUSIONES

En este trabajo se analizó la viabilidad de instalar sistemas de almacenamiento a nivel industrial en Uruguay. Para esto, se estudió la normativa vigente que permite instalar este tipo de sistemas y los beneficios tributarios a los que se podría acceder para poder invertir en proyectos de este tipo.

Según los resultados obtenidos en los casos de estudio, se concluye que, a partir de los costos de instalación de esta tecnología en la actualidad, no es rentable invertir en ellos sin subsidios que permitan exonerar parte de la inversión inicial.

Considerando que en un proyecto de estas características es posible llegar a una exoneración del 53% de la inversión, mediante exoneración de IRAE, la instalación de un sistema de almacenamiento para el Suscriptor real estudiado no sería rentable. Esto se debe a que necesitaría un subsidio de al menos un 55% de su inversión inicial.

Cabe resaltar que el valor de 53% de exoneración podría mejorar, llegando a valores cercanos al 60 %, si se mejora la puntuación en otros indicadores como: Generación de empleo y Descentralización, esto depende de las características de cada proyecto en particular. De esta manera se podrían alcanzar los porcentajes de subsidios necesarios para que el proyecto sea rentable.

Si se considera que el subsidio se realiza al inicio del proyecto y no escalonado en los primeros años, como en este caso de estudio mediante exoneración de IRAE, se obtienen mejores rentabilidades. Alcanzarían subsidios del orden del 40% para que el proyecto sea rentable. Este tipo de subsidios al inicio se podrían aplicar para hacer más atractivo este tipo de proyecto de inversión.

Al incorporar una planta de generación fotovoltaica al proyecto, si bien se consigue mejorar la rentabilidad, esta mejora no es significativa, contrariamente a lo esperado. Otro resultado obtenido en este estudio es que aumentar la potencia instalada de la planta fotovoltaica no significa una mejora en la rentabilidad, bajo las hipótesis consideradas. Por el contrario, según el estudio, el proyecto con la planta de 500 kW tiene menor rentabilidad que el de 100 kW. Esto puede atribuirse al sobre costo en la conexión a la red y a que la inversión es mucho mayor en el mismo periodo de retorno.

Por lo tanto, se concluye que, si bien la normativa vigente permite la instalación de baterías de almacenamiento, el papel del Estado resulta clave para promover y desarrollar proyectos de estas características en nuestro país, a través de subsidios. De otra forma, no serían rentables con los precios del mercado actual.

Otro aspecto que mejora la rentabilidad, es complementar el almacenamiento con generadores de origen renovable.

Este tipo de proyectos, además de permitir generar un ahorro al Suscriptor, también genera un impacto positivo en la red. Al bajar la demanda en horario pico se optimiza la explotación de la red. Esto implica que se difieran inversiones en la red de Distribución.

Para finalizar, otro aspecto a resaltar de este tipo de instalaciones es el impacto positivo ambiental. Al disminuir la

demanda de energía de la red, se contribuye a disminuir las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Si bien en nuestro país la generación de energía eléctrica proviene de fuentes renovables casi en su totalidad, en otros países podría contribuir a descarbonizar la matriz energética.

IX. TRABAJOS A FUTURO

A continuación, se describen algunas líneas de trabajo relacionadas al presente estudio:

- *Analizar otros beneficios asociados al uso de baterías:*

En el presente estudio se analizó solo el beneficio obtenido por un cliente mediante el arbitraje de energía, es decir, no se consideró el impacto en la empresa de Distribución. Como incentivo para dinamizar una política regulatoria que fomente el uso eficiente de la energía, así como la obtención del beneficio máximo tanto para clientes como para la empresa Distribuidora, sería bueno optimizar el beneficio general (“bienestar”) sujeto a todas las restricciones existentes. Para ello, la bibliografía recomienda el desarrollo de nuevas herramientas matemáticas que aborden el problema, como ser el “Flujo de carga óptimo” aplicado a Sistemas de Almacenamiento de Energía [24].

- *Uso de Baterías de Litio Hierro Fosfato (LFP):*

Sería interesante considerar en el análisis baterías de LFP en lugar de las de ión-litio, ya que actualmente las celdas de LFP son las más usadas y han reemplazado a las clásicas celdas de ión-litio basadas en dióxido de litio cobalto. [21]

- *Costo de reciclaje y deposición de las baterías:*

Según la bibliografía [23]: “*El elemento principal que favorece la economía del reciclaje es que la concentración de metales en la chatarra es mucho mayor que en los minerales vírgenes*”. *En condiciones favorables del mercado de productos básicos y costos asequibles para los procesos de recolección y reciclaje, el uso de materiales reciclados puede reducir los costos de producción. El costo de los materiales comprende más del 50% del costo de la nueva celda, de los cuales los materiales del cátodo constituyen la parte más significativa, por lo que el reciclaje de iones de litio depende en gran medida de la recuperación rentable del material del cátodo*”. Por lo tanto, considerar estos costos resultaría un factor clave en la rentabilidad de los proyectos.

X. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- [1] “Decreto N° 27/020,” IMPO, Feb, 2020. <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-originales/27-2020>
- [2] “Decreto N° 43/015 - MODIFICACION DEL REGLAMENTO GENERAL DEL MARCO REGULADOR DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL Y DEL REGLAMENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGIA ELECTRICA,” IMPO, Feb, 2015. <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/43-2015>
- [3] “Ley N° 16906 - LEY DE INVERSIONES. PROMOCION INDUSTRIAL,” IMPO, Ene, 1998. <https://www.impo.com.uy/bases/leyes/16906-1998>
- [4] “Energy Storage Cost Summary for Utility Planning: Executive Summary,” EPRI, Nov, 2016. Pag. 16-19. <https://www.epri.com/research/products/3002008877>
- [5] “Pliego Tarifario,” UTE, Ene, 2020. <https://portal.ute.com.uy/sites/default/files/docs/Pliego%20Tarifario%20Vigente.pdf>, Fecha de acceso: Dic/2020
- [6] A. Zablocki, “Fact Sheet | Energy Storage,” EESI, Feb, 2019. <https://www.eesi.org/papers/view/energy-storage-2019>
- [7] “Análisis de Rentabilidad para Parques Eólicos en Uruguay,” MIEM/DNE, Jun, 2011. Pag. 8. <http://www.energiaeolica.gub.uy/uploads/licitacion%202011/evaluacioneconomicaweb.pdf>
- [8] “Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones - COMAP”, MEF. <https://www.mef.gub.uy/568/7/areas/comision-de-aplicacion-de-la-ley-de-inversiones---uruguay>, Fecha de acceso: Dic/2020
- [9] “Battery Storage in the United States An Update on Market Trends,” EIA, Jul, 2020. https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/battery_storage/
- [10] “World Bank. 2020. Economic Analysis of Battery Energy Storage Systems.” World Bank, Washington, DC. © World Bank. Pag. 48 <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/33971> License: CC BY 3.0 IGO.”
- [11] Annual Technology Baseline: Electricity – Battery Storage, 2018 <https://atb.nrel.gov/electricity/2019/index.html?t=st>
- [12] A. A. Akhil, G. Huff, A. B. Currier, B. C. Kaun, D. M. Rastler, S. B. Chen, A. L. Cotter, D. T. Bradshaw, and W. D. Gauntlett, “Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA,” DOE/EPRI, Jul, 2013. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2013/08/f2/ElecStorageHndbk2013.pdf>
Pag. 260 - datos técnicos de batería 1MW-4MWh
Pag.56 – cómo estimar tiempo de carga de una batería
Pág. 33 – Posibles usos y beneficios de las baterías.
- [13] “Energy Storage,” Invenergy, 2018. https://www.cleaneenergybc.org/wp-content/uploads/2015/09/Batterystorage_JDBrannock_Invenergy.pdf
- [14] M. Cloud, “What is the Energy Density of a Lithium-Ion Battery?,” FLUX Power, Aug, 2020. Pag.14 <https://www.fluxpower.com/blog/what-is-the-energy-density-of-a-lithium-ion-battery>
- [15] “COMAP - criterios-basicos-generales-de-funcionamiento-decreto-268-020” MEF. <http://comap.mef.gub.uy/innovaportal/file/29808/3/criterios-basicos-generales-de-funcionamiento-decreto-268-020-vigencia-desde-12-12-20---ajustado.pdf>, Fecha de acceso: Dic/2020
- [16] “COMAP - anexo-i---tecnologias-limpias,” MEF. <http://comap.mef.gub.uy/innovaportal/file/29451/1/ane> [xo-i---tecnologias-limpias.pdf](http://comap.mef.gub.uy/innovaportal/file/29451/1/ane_xo-i---tecnologias-limpias.pdf), Fecha de acceso: Dic/2020
- [17] “Decreto N° 268/020,” MEF, Set, 2020. <https://www.mef.gub.uy/innovaportal/file/29478/1/decreto-268-020.pdf>
- [18] “COMAP - anexo-ii---investigacion-desarrollo-e-innovacion,” MEF. <https://www.mef.gub.uy/innovaportal/file/29452/1/anexo-ii---investigacion-desarrollo-e-innovacion.pdf>, Fecha de acceso: Dic/2020
- [19] “Decreto N° 173/010 ,” MIEM, Jun, 2010. <https://portal.ute.com.uy/sites/default/files/files-cuerpo-paginas/Decreto%20Nro%20173-010.pdf>
- [20] “Renewable capacity highlights” Mar, 2021. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Apr/IRENA_-_RE_Capacity_Highlights_2021.pdf?la=en&hash=1E133689564BC40C2392E85026F71A0D7A9C0B91
- [21] Hoja de datos de módulo fotovoltaico AstroTwins modelo: P-type Monocrystalline PV Module CHSM72M(DG)/F-BH Series (182). Pag. 1
- [22] A. Rufer, “Energy Storage - Systems and Components” CRC Press/Taylor & Francis Group, 2018. Pag. 9-12 (pag 9-12 - definicion “Round trip Efficiency”)
Pag 62- Las celdas de Litio- Hierro Fosfato (LFP) son hoy las más usadas y han reemplazado a las clásicas celdas de ion litio basadas en dióxido de litio cobalto (LiCoO2)
- [23] “LAZARD’S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS—VERSION 6.0” LAZARD, OCT/2020. <https://www.lazard.com/media/451566/lazards-levelized-cost-of-storage-version-60-vf2.pdf> (degradación de la batería) - Pag. 8
- [24] “End-of-Life Management of Lithium-ion Energy Storage Systems” ESA, APR/2020, pag. 16. <https://energystorage.org/thought-leadership/end-of-life-management-of-lithium-ion-energy-storage-systems/>
- [25] “Z. Hu, “Energy Storage for Power System Planning and Operation”, WILEY, 2020 , pag. 137,138.
- [26] R. Baxter, R. Byrne “2020 U.S. DOE Energy Storage Handbook” “Chapter 25 Energy Storage System Pricing”, pag.18. <https://www.sandia.gov/ess-ssl/eshb/>