



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Optimización del funcionamiento de un BESS

MEMORIA DE PROYECTO PRESENTADA A LA FACULTAD DE
INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Ignacio Bentancur, Leandro Seeger, Matilde Estefan

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA.

TUTOR

Juan Pedro Carriquiry Universidad de la República
Federico Arismendi Universidad de la República
Juan José Pérez Universidad de la República

TRIBUNAL

Matías Sellanes Universidad de la República
Gonzalo Casaravilla Universidad de la República
Sebastián Montes de Oca Universidad de la República

Montevideo
domingo 9 febrero, 2025

Optimización del funcionamiento de un BESS, Ignacio Bentancur, Leandro Seeger,
Matilde Estefan.

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.1).
Contiene un total de 176 páginas.
Compilada el domingo 9 febrero, 2025.
<http://iie.fing.edu.uy/>

Agradecimientos

Agradecemos a nuestros familiares y amigos, que nos acompañan a lo largo de todos los desafíos que decidimos enfrentar. A nuestros tutores, que nos guiaron y apoyaron en la realización de este trabajo. Y por último, a todos nuestros compañeros y profesores, con quienes compartimos el recorrido de esta hermosa carrera.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Resumen

El mercado de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), ha crecido de manera exponencial en los últimos años. Este proceso ha sido impulsado principalmente por dos factores: el aumento de las tarifas del servicio eléctrico, que incentivan a cambiar los patrones de consumo energético desde la red con el fin de reducir costos, y la caída en los precios de las baterías de iones de Litio, que ha permitido que los BESS sean más accesibles tanto para consumidores residenciales como comerciales. Por otro lado, la creciente adopción de fuentes renovables como la solar y la eólica para la generación de energía eléctrica, también ha repercutido en el incremento de la demanda de estos sistemas. Esto se debe a la capacidad de los mismos, de almacenar los excesos de generación en momentos de baja demanda, y de liberarlos durante los picos.

En este contexto, el presente trabajo de grado se centró en desarrollar una herramienta, que permita determinar las estrategias de funcionamiento que debe seguir un BESS instalado BTM (detrás del medidor), de forma de maximizar el beneficio económico que el mismo produce. El sistema desarrollado, a partir de un patrón de consumo dado, establece las consignas de carga y descarga necesarias para minimizar la factura eléctrica del usuario, considerando estrategias de “peak shaving” (afeitado de picos) y “load shifting” (desplazamiento del consumo). A diferencia de los esquemas de descarga a potencia constante comúnmente utilizados, la herramienta se adapta a las necesidades del cliente para optimizar el rendimiento económico del BESS. Además, brinda apoyo en la toma de decisiones sobre la instalación, recomendando la capacidad óptima de almacenamiento y calculando los beneficios económicos potenciales.

Se tomó el caso de un cliente puntual (gran consumidor) del que se tiene registro de su consumo de potencia eléctrica, y se utilizó la herramienta para evaluar el potencial beneficio que este puede tener al incorporar un BESS. Entre los resultados más destacados, se observó que, en el contexto tarifario uruguayo actual, la mayor parte del ahorro provino de la reducción en el pago por potencia, lo que subraya la importancia de las estrategias de peak shaving. En el caso analizado, el tiempo de retorno de inversión para un BESS funcionando bajo las consignas que dicta la herramienta, es inferior a los 3 años, lo que confirma el potencial económico que puede tener utilizar la misma para controlar el accionar del sistema de almacenamiento.

Finalmente, el proyecto también exploró la viabilidad de utilizar baterías de segunda vida en sistemas BESS, investigando tanto el marco normativo como los desafíos técnicos asociados. Se desarrolló también una prueba de laboratorio, con

el fin de ciclar una batería de segunda vida bajo exigencias propias de un sistema BESS, y verificar su capacidad de cumplir con las mismas.

Lista de acrónimos

BESS: Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (Battery Energy Storage System)

ESS: Sistema de Almacenamiento de Energía (Energy Storage System)

BMS: Sistema de Gestión de Batería (Battery Management System)

PCS: Sistema de Conversión de Potencia (Power Conversion System)

EMS: Sistema de Gestión de Energía (Energy Management System)

BTM: Detrás del Medidor (Behind the Meter)

SOH: Estado de Salud (State of Health)

SOC: Estado de Carga (State of Charge)

C-Rate: Tasa de Carga (Charge-Rate)

CAN: Controlador de Red de Área (Controller Area Network)

UPS: Sistema de Alimentación Ininterrumpida (Uninterruptible Power Supply)

AC: Corriente Alterna (Alternating Current)

DC: Corriente Continua (Direct Current)

VSI: Voltage Source Inverter

RNC: Renovables No Convencionales

MIEM: Ministerio de Industria, Energía y Minería

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Tabla de contenidos

Agradecimientos	I
Resumen	III
Lista de acrónimos	V
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivo	2
1.3. Generación y demanda de energía eléctrica en el Uruguay	2
1.3.1. Demanda de energía eléctrica en el Uruguay	3
1.3.2. Generación de energía eléctrica en el Uruguay	4
1.3.3. Utilidad de los BESS en el contexto uruguayo	6
1.4. Contexto del mercado de los sistemas BESS	6
1.4.1. Evolución del mercado para la aplicación BTM	7
1.5. Mercado de los vehículos eléctricos en Uruguay	8
1.5.1. Evolución del mercado	9
2. Marco teórico	13
2.1. BESS	13
2.1.1. Definición y componentes	13
2.1.2. Parámetros técnicos de un BESS	17
2.2. Pliego tarifario	18
2.2.1. Decretos	20
2.2.2. Suscriptores con generación	24
2.2.3. Grandes consumidores	25
2.2.4. Evolución en el tiempo de las tarifas para grandes consumidores	25
2.3. Potenciales beneficios de incorporar un BESS en una instalación eléctrica	26
2.3.1. Desplazamiento de Carga	26
2.3.2. Reducción de Picos	28
2.3.3. Otros	30
2.4. Desafíos del armado de un BESS con baterías de segunda vida	31

Tabla de contenidos

3. Marco normativo	33
3.1. Importancia de un marco regulatorio	33
3.2. Normativas y legislaciones nacionales	34
3.2.1. Normativas para sistemas de almacenamiento de energía . .	34
3.2.2. Normativas para la reutilización de baterías	34
3.3. Normativas y legislaciones internacionales	35
3.3.1. Normativas para sistemas de almacenamiento de energía . .	36
3.3.2. Normativas para reutilización de baterías	37
4. Modelado del problema e implementación de su solución	39
4.1. Descripción del problema	39
4.2. Formulación matemática	40
4.2.1. Definiciones	40
4.2.2. Optimización a partir de la curva de demanda de un día tipo	43
4.2.3. Optimización a partir de la curva de demanda de un día tipo	
de cada mes del año	48
4.2.4. Minimización de la degradación para un costo dado	54
4.3. Implementación	57
4.3.1. Modularización del código	57
4.3.2. Programación lineal	57
4.3.3. Programación cuadrática	59
4.3.4. Funciones de análisis	61
4.3.5. Funciones adicionales	66
5. Análisis de resultados	67
5.1. Validación	67
5.1.1. Demanda plana en punta	67
5.1.2. Demanda pico en punta	69
5.1.3. Optimización de la degradación	72
5.2. Optimización en base a la demanda de un gran consumidor	73
5.2.1. Capacidad óptima del BESS a instalar	73
5.2.2. Comportamiento del sistema	74
5.2.3. Elección de potencias a contratar	82
5.2.4. Análisis económico	84
5.3. Pruebas de laboratorio	96
5.3.1. Equipos utilizados	97
5.3.2. Ensayos y resultados	100
5.4. Precio de un BESS conformado con baterías de segunda vida . . .	104
6. Conclusiones	107
6.1. Síntesis general	107
6.2. Recomendaciones a futuro	108
A. Implementación de las restricciones	111

B. Independencia de la minimización de la degradación respecto del modelo	113
C. Optimalidad de la solución de unDiaPorMes.minimizarFactura	117
D. Funciones adicionales	121
D.0.1. Función unDiaPorMes.infoMes	121
D.0.2. Función analisis.graficar	121
D.0.3. Función analisis.ahorro_ajustado_vs_inversion	122
D.0.4. Función analisis.t_retorno_inversion_en_funcion_del_precio_por_- kWh	122
D.0.5. analisis.t_retorno_inversion_en_funcion_del_C_rate	122
E. Código Python: <i>unDiaPorAño.py</i>	125
F. Código Python: <i>unDiaPorMes.py</i>	129
G. Código Python: <i>degradacion.py</i>	137
H. Código Python: <i>analisis.py</i>	141
Referencias	155
Índice de tablas	159
Índice de figuras	161

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), están adquiriendo creciente relevancia, tanto a nivel global como en el mercado uruguayo. Utilizando estos equipos, los suscriptores del servicio eléctrico pueden cambiar su patrón de consumo de potencia de la red de distribución, y con ello obtener un beneficio económico. Al mismo tiempo, estas modificaciones en el consumo, pueden generar un impacto positivo en el sistema eléctrico. Por ejemplo, pueden ayudar a aprovechar mejor el potencial de generación de las renovables no convencionales (RNC), al desplazar parte del consumo energético a horas en las que las RNC abundan y la demanda es reducida. A su vez, dan lugar a reducir las potencias máximas consumidas por los clientes, aminorando así el estrés que ve la red al momento de suministrar estos picos de demanda.

En el contexto de crecimiento de esta tecnología y considerando los impactos positivos de la misma, surge el interés de investigar cómo, un suscriptor que coloca un BESS instalado BTM, debe utilizar el mismo para maximizar su beneficio. Estos sistemas permiten generar ahorros mediante estrategias como el “peak shaving” y el “load shifting”, sobre las que se desarrolla más adelante. Dado que ambos métodos ofrecen maneras diferentes de optimizar el uso de la energía, surge el interés de entender cuál es la mejor manera de combinarlos, especialmente en el contexto de grandes consumidores, donde los costos asociados a la demanda energética son un factor determinante en la rentabilidad.

Otro aspecto que motivó a emprender la investigación realizada, es que poder determinar cuáles son las estrategias óptimas de operación de un BESS, permite obtener una pauta de las exigencias a las que estarán expuestas las baterías que lo componen. A partir de esto, se puede analizar si estas exigencias son compatibles con la utilización de baterías de segunda vida dentro del BESS, un tema crucial en el contexto actual, donde la electrificación de sectores como la movilidad, está generando un creciente volumen de baterías desafectadas, que aún conservan una parte significativa de su capacidad operativa. Reutilizar estas baterías en aplicaciones estacionarias, como sistemas de almacenamiento de energía en baterías, ofrecería

Capítulo 1. Introducción

una solución sostenible que alarga su vida útil, y reduce el impacto ambiental asociado con su disposición.

Además, aprovechar las baterías de segunda vida, podría disminuir los costos de implementación del BESS, haciendo que estas tecnologías sean más accesibles, y fomentando la transición hacia una matriz energética más limpia y eficiente.

1.2. Objetivo

El objetivo de este proyecto es desarrollar un sistema que permita determinar, a partir de un patrón de consumo dado, las estrategias óptimas de carga y descarga que debe seguir un BESS, colocado “behind the meter” (detrás del medidor), con el fin de minimizar la factura eléctrica del consumidor. Se busca que el sistema desarrollado, pueda potencialmente funcionar como una herramienta de apoyo, para aquellos usuarios que estén evaluando la posibilidad de incorporar un BESS en sus instalaciones. Permitiendo calcular los potenciales ahorros que puede generar el mismo, en un escenario real de consumo y, al mismo tiempo, ofreciendo recomendaciones sobre la capacidad óptima del banco de baterías a instalar, basado en las necesidades específicas del cliente.

Se busca diseñar un producto robusto y adaptable, que no sólo determine el funcionamiento óptimo de un BESS, sino que también sirva como un simulador económico que pueda modelar diferentes escenarios tarifarios y de demanda, ofreciendo un análisis preciso de los beneficios potenciales.

Además, se propone realizar una aproximación a la posibilidad de utilizar baterías de segunda vida en sistemas BESS. Para esto, se pretende explorar tanto el contexto normativo internacional y local relativo a estos temas, como los desafíos técnicos asociados con la reutilización de baterías, que han agotado su vida útil en otros sectores. También, se quiere poner a prueba si estas baterías pueden cumplir con las exigencias de funcionamiento de un sistema BESS, realizando una prueba de laboratorio para analizar su comportamiento en condiciones controladas.

1.3. Generación y demanda de energía eléctrica en el Uruguay

Como se ha mencionado, la instalación de un BESS por parte de los consumidores, puede traer beneficios para la red eléctrica, especialmente en sistemas con una alta penetración de generación de origen renovable. En estos casos, puede suceder que los momentos donde la generación de energía solar o eólica es máxima, no coincidan directamente con los momentos de mayor consumo, lo que lleva a desaprovechar parte del potencial de generación. Los BESS, permiten que los clientes desplacen parte de su consumo energético a estos momentos, y que reduzcan la energía que demandan de la red cuando la generación es limitada o más costosa. Esto no sólo reduce la necesidad de activar plantas generadoras de respaldo, que suelen ser más ineficientes y contaminantes, sino que también permite sacarle un mayor provecho al potencial de generación de origen renovable.

1.3. Generación y demanda de energía eléctrica en el Uruguay

Se quiere entonces analizar la generación y la demanda de energía eléctrica en el Uruguay, ya que como se mencionó, los potenciales beneficios de incluir sistemas BESS en la red eléctrica, están directamente vinculados a esto.

1.3.1. Demanda de energía eléctrica en el Uruguay

Uruguay ha experimentado un aumento en la demanda de energía eléctrica en los últimos años, como ilustra la figura 1.1.

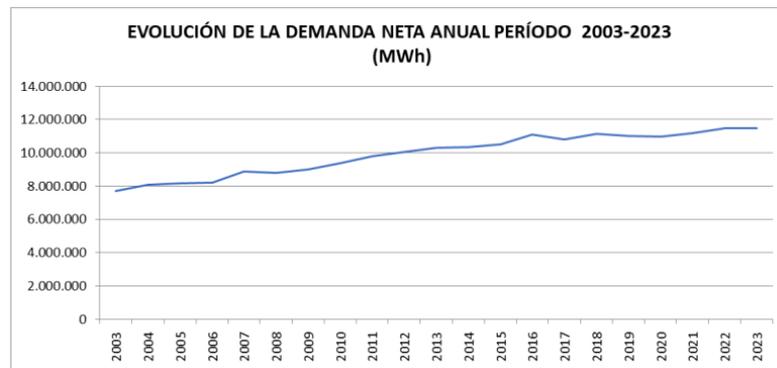


Figura 1.1: Demanda neta anual de energía eléctrica en Uruguay, entre 2003 y 2023 [2].

Este fenómeno es impulsado por una combinación de factores económicos, sociales y tecnológicos. Uno de los principales impulsores del aumento en la demanda de energía eléctrica en Uruguay, ha sido el crecimiento económico y el desarrollo industrial. El país ha experimentado un crecimiento económico constante en las últimas décadas, lo que ha llevado a un aumento en la actividad industrial, comercial y residencial. El crecimiento de sectores como la manufactura, la construcción y el comercio, ha generado una mayor demanda de energía eléctrica para alimentar las operaciones de las empresas, y satisfacer las necesidades de consumo de los hogares. A su vez, el crecimiento de la población y la urbanización, también han contribuido al mencionado aumento. Además, se ha experimentado un incremento en la concentración de la población en áreas urbanas. Este crecimiento poblacional, junto con la expansión de la infraestructura urbana y la construcción de nuevos edificios y viviendas, ha generado una mayor demanda de energía eléctrica para iluminación, calefacción, refrigeración y otros usos residenciales y comerciales. Por último, la electrificación del transporte también juega un rol en este fenómeno. A medida que más personas optan por vehículos eléctricos en lugar de vehículos de combustión interna, se requiere una mayor cantidad de energía eléctrica para cargar los mismos. El esquema de la figura 1.2 ilustra cómo se distribuye la demanda de energía eléctrica por sector en el Uruguay.

Por otro lado, se tiene que la demanda de energía eléctrica varía a lo largo del día, como muestra el ejemplo de la figura 1.3. La misma tiende a ser mayor durante las horas de la tarde que durante la madrugada.

Capítulo 1. Introducción

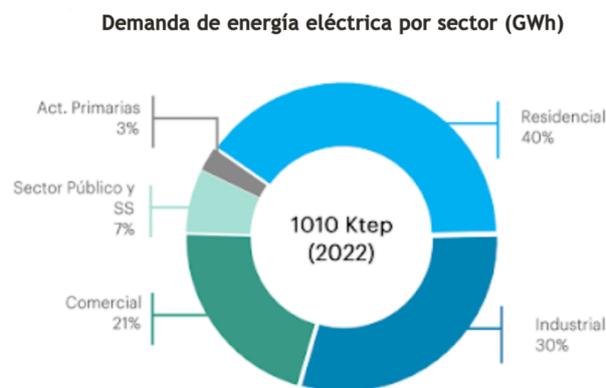


Figura 1.2: Distribución de la demanda de energía eléctrica por sector en Uruguay, durante 2022 [39].

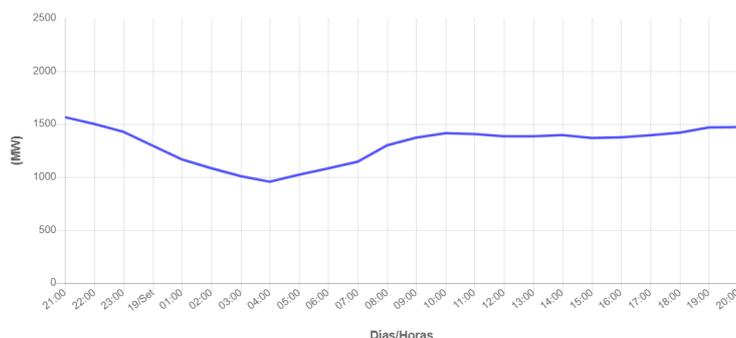


Figura 1.3: Curva de demanda de potencia eléctrica del 19 de Setiembre de 2024 en Uruguay [3].

1.3.2. Generación de energía eléctrica en el Uruguay

La generación de energía eléctrica en Uruguay ha pasado por una transformación significativa en las últimas décadas, impulsada principalmente por la incorporación de energías renovables no convencionales, que llevó a posicionar al país como un líder en la región en cuanto a la producción de energía limpia. Las principales fuentes renovables incluyen la hidroeléctrica, la eólica, la solar fotovoltaica, y la biomasa. Dentro de estas fuentes, la energía hidroeléctrica ocupa un lugar destacado, no solo por su capacidad de generación sostenible, sino también por su papel esencial en la regulación del sistema eléctrico. Gracias a su flexibilidad, permite compensar las variaciones en la generación de otras fuentes renovables, como la eólica y la solar, contribuyendo a garantizar la estabilidad y confiabilidad de la red eléctrica.

El gráfico 1.4 muestra la diferencia entre la demanda de energía eléctrica y la generación de origen renovable en el Uruguay. Se observa que la generación de origen “limpio” tiende a superar a la totalidad de la demanda del país (con la excepción del año 2023, cuando hubo sequía y escaseó la fuente hidroeléctrica). A pesar de esto, como muestra el gráfico 1.5, hubo generación de origen térmico en

1.3. Generación y demanda de energía eléctrica en el Uruguay

todos esos años.

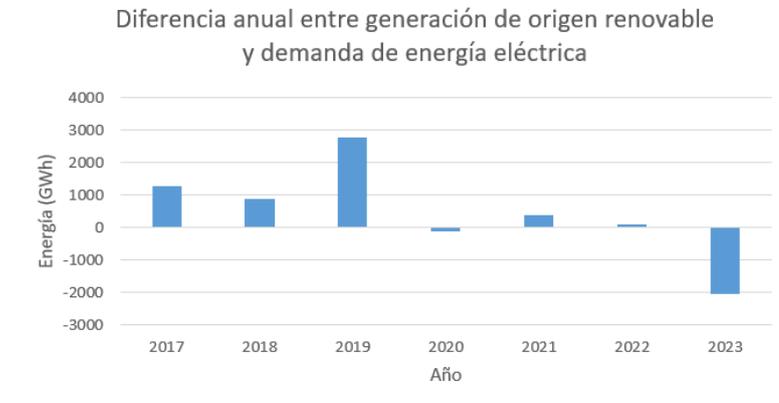


Figura 1.4: Comparación entre la generación de energía eléctrica a partir de renovables y la demanda de energía eléctrica en Uruguay, desde 2017 a 2023 [2].

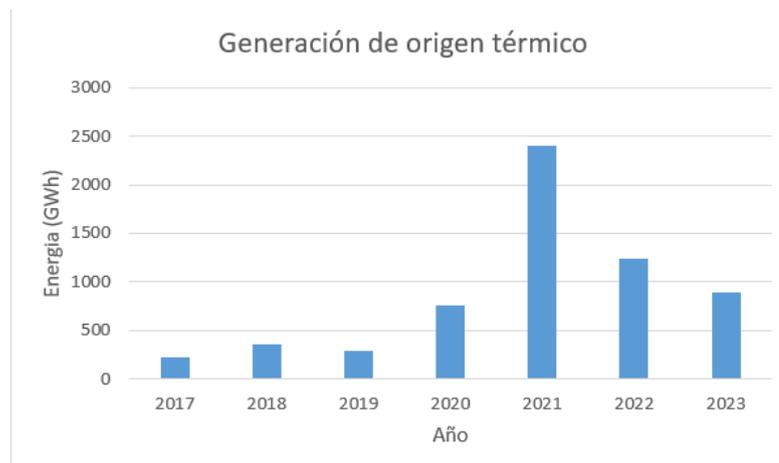


Figura 1.5: Energía eléctrica de origen térmico generada en Uruguay, desde 2017 a 2023 [2].

La razón de esto, es que se necesita de las máquinas térmicas para aumentar la potencia firme del sistema eléctrico. La "potencia firme", se refiere a la capacidad garantizada de generación, que puede ser activada en cualquier momento para asegurar la estabilidad y confiabilidad de la red. Dado que las fuentes renovables como la eólica y la solar, no siempre pueden garantizar un nivel constante de generación, las plantas térmicas sirven como respaldo para asegurar que, ante cualquier contingencia o caída en la generación renovable, haya suficiente capacidad instalada para cubrir la demanda máxima, y mantener la estabilidad del sistema. Esto queda ilustrado en la figura 1.6, donde en las horas de máxima demanda, no se logra cubrir la totalidad de la misma con generación de origen renovable, y se despacha energía de origen térmico para alimentarla. Las plantas térmicas, a pesar de aportar firmeza al sistema eléctrico, generan una serie de impactos negativos por la emisión de gases de efecto invernadero.

Capítulo 1. Introducción

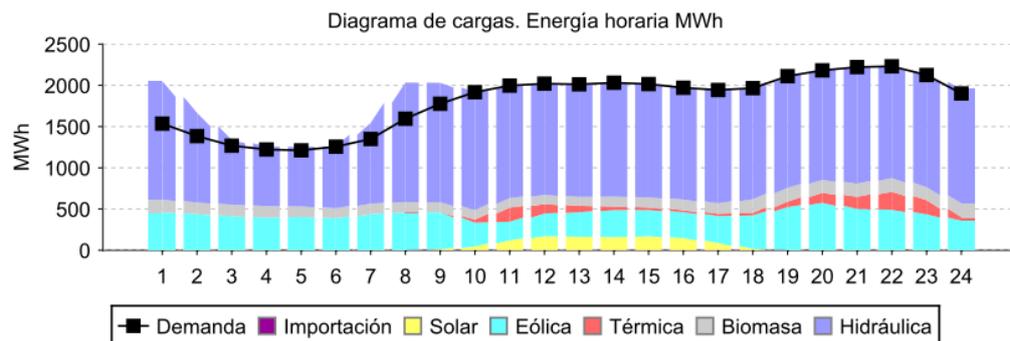


Figura 1.6: Diagrama de cargas del 8 de julio de 2024 en Uruguay [3]

1.3.3. Utilidad de los BESS en el contexto uruguayo

El análisis previo pone en evidencia, que Uruguay es un país con el potencial energético, para alimentar la totalidad de su demanda eléctrica a partir de fuentes renovables. Sin embargo, se sigue utilizando generación de origen térmico, debido a la necesidad de contar con potencia firme en el sistema eléctrico, que asegure la estabilidad y confiabilidad del mismo.

Los BESS, gracias a su capacidad de modificar los patrones de consumo de los suscriptores, emergen como un elemento que ayuda a sacarle un mayor provecho al potencial de generación renovable, y a reducir el despacho térmico como fuente de alimentación de la demanda.

1.4. Contexto del mercado de los sistemas BESS

Existen diversos modos de funcionamiento para los BESS, que varían según su ubicación en el sistema eléctrico y el propósito que cumplen. A continuación, se detallan las principales aplicaciones que se le dan a estos sistemas de almacenamiento, entre las que se encuentra el funcionamiento detrás del medidor, que es en el que se centra este proyecto.

BTM

Un sistema BTM se refiere a aquellos BESS colocados en las instalaciones del consumidor, ya sea residencial, comercial o industrial. Estos sistemas permiten al usuario almacenar energía para utilizarla durante momentos de alta demanda, evitar tarifas elevadas, y actuar como respaldo ante cortes de energía. Su capacidad de reducir picos de demanda y de trasladar el consumo a horas de menor precio, los convierte en una herramienta útil para optimizar costos energéticos.

Gran escala

Los BESS se pueden utilizar a gran escala, conectados directamente a la red eléctrica, y siendo gestionados por empresas de servicios públicos. Su función prin-

1.4. Contexto del mercado de los sistemas BESS

El principal es almacenar grandes cantidades de energía, generalmente proveniente de fuentes renovables como la solar o la eólica, para luego entregarla cuando el operador lo crea conveniente. Estos sistemas juegan un papel clave en la estabilización de la red, y permiten que las renovables intermitentes se integren de manera eficiente.

Integrados con centrales de generación

En este tipo de funcionamiento, los BESS se integran directamente con plantas de generación renovable, como las solares o eólicas. Estos sistemas permiten que la energía generada sea almacenada durante momentos de baja demanda y liberada cuando la demanda aumenta. La principal ventaja es que ayudan a reducir los costos de congestión en la red, ya que permiten un mejor aprovechamiento de la energía generada y evitan problemas asociados a la saturación en las líneas de transmisión.

1.4.1. Evolución del mercado para la aplicación BTM

El mercado de los BESS en aplicaciones BTM ha experimentado un crecimiento notable en los últimos años, impulsado principalmente por la disminución de los costos de las baterías, el aumento de los precios del suministro eléctrico y la creciente adopción de fuentes renovables. Según datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) [24], en 2023, los sistemas BTM representaron 35% de la capacidad global de almacenamiento de energía instalada, con una tendencia al alza, como muestra la figura 1.7.

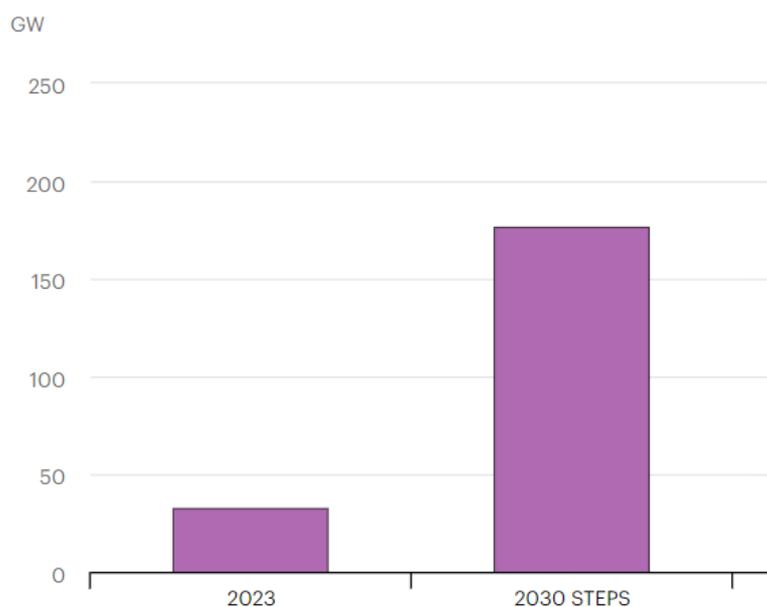


Figura 1.7: Potencia instalada a nivel mundial de BESS funcionando como sistemas BTM [24].

Capítulo 1. Introducción

El mercado de BESS BTM está dominado por grandes fabricantes de baterías, como Tesla, LG Energy Solutions, Samsung SDI y BYD, que ofrecen soluciones tanto para aplicaciones residenciales como comerciales. Estos actores han liderado la innovación en baterías de iones de litio y sistemas de almacenamiento, dando lugar a una mayor adopción de estas tecnologías. A medida que estas compañías avanzan en las técnicas de fabricación, los precios de las baterías disminuyen (ver figura 1.8), provocando que los BESS se abaraten también y crezca su mercado.

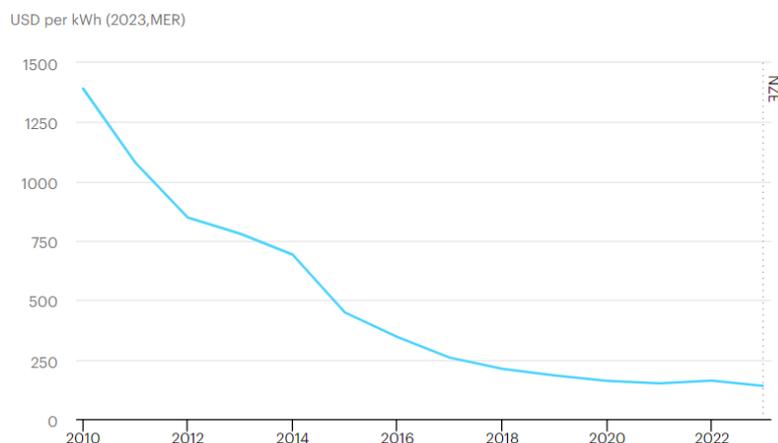


Figura 1.8: Evolución del precio promedio, para baterías de vehículos eléctricos a nivel mundial [24]

Como se mencionó, el crecimiento del mercado BTM se puede atribuir, no sólo a la reducción de costos de las baterías, sino que también a los altos costos del suministro eléctrico en diferentes partes del mundo. Uruguay no es una excepción a esto, como se muestra en la sección 2.2.4. A medida que se paga más por conceptos de servicio eléctrico, crece el incentivo de adoptar patrones de consumo más económicos, cosa que los BESS permiten.

1.5. Mercado de los vehículos eléctricos en Uruguay

Como se mencionó anteriormente, uno de los objetivos de este trabajo es realizar una primer aproximación a la posibilidad de utilizar baterías de segunda vida, en sistemas BESS.

La motivación para abordar este tema surge del continuo crecimiento que vive el mercado de los vehículos eléctricos. A medida que este crece, aumentan la cantidad de baterías que son desafectadas año a año. El almacenamiento a largo plazo de grandes cantidades de baterías usadas, presenta riesgos de seguridad y ambientales, pudiendo su eliminación inadecuada resultar en la contaminación del suelo y del agua. La utilización de baterías de segunda vida en sistemas BESS, surge como una posibilidad para alargar la vida útil de las mismas, y para disminuir la necesidad de fabricar más y generar un desafío ambiental a futuro. A su vez,

1.5. Mercado de los vehículos eléctricos en Uruguay

da lugar a reducir los precios de estos sistemas de almacenamiento, fomentando el crecimiento del mercado como se comenta en la sección 1.4.1.

Se quiere aprovechar esta sección para estudiar la situación del mercado de vehículos eléctricos en el Uruguay, considerando que la cantidad de baterías usadas que hay en el mercado, y que potencialmente se podrían reutilizar en un sistema BESS, está directamente vinculada a la adopción de la movilidad eléctrica.

1.5.1. Evolución del mercado

Uruguay ha experimentado un notable crecimiento en la adopción de vehículos eléctricos en los últimos años. Tan es así, que las ventas en el año 2023 crecieron en un 81 % respecto al 2022 (ver figura 1.9). En concordancia con el aumento en la demanda, se constató también un crecimiento de la oferta del 54 % en el mismo período de tiempo [10]. Se tiene a su vez, que esta tendencia toma cada vez mayor intensidad. Hasta septiembre del 2024 se han vendido más del doble de vehículos eléctricos que en todo el 2023, tal como se ve en la figura 1.10. El tipo de vehículo que constató un mayor crecimiento en sus ventas, es el automóvil (aumento del 280 % respecto al 2023).

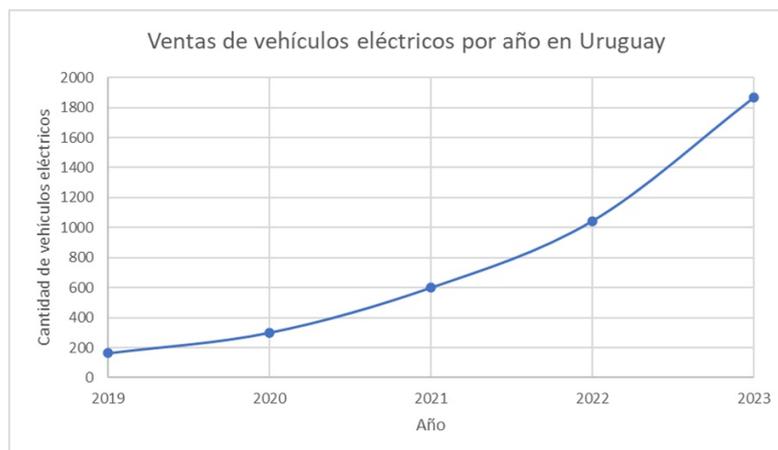


Figura 1.9: Cantidad de vehículos 100 % eléctricos vendidos por año en el Uruguay [10].

Este fenómeno no sólo refleja una tendencia global hacia la movilidad sostenible, sino que también está impulsado por una serie de factores específicos del país. Se enumeran a continuación algunas de las razones detrás de este aumento en el mercado de vehículos eléctricos en Uruguay.

Incentivos gubernamentales y políticas de apoyo

El gobierno uruguayo ha implementado una serie de incentivos y políticas destinadas a promover la adopción de vehículos eléctricos. Esto incluye exenciones fiscales, reducción de aranceles para la importación de vehículos eléctricos, y programas de subsidios para la compra de estos vehículos. Estas medidas han hecho que los vehículos eléctricos sean más accesibles y atractivos para los consumidores

Capítulo 1. Introducción

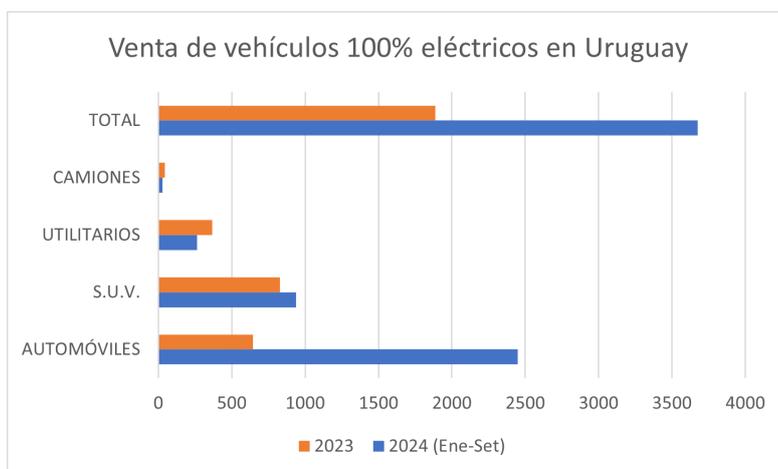


Figura 1.10: Comparación de ventas de vehículos 100 % eléctricos en Uruguay por tipo de vehículo: 2023 vs 2024 (Enero-Setiembre) [10].

uruguayos, lo que ha contribuido al aumento en su demanda. A modo de ejemplo, se tiene el plan Subite de la Dirección Nacional de Energía del MIEM. Este programa apoya la adquisición de un máximo de 1000 (mil) motos eléctricas y 100 (cien) triciclos de carga eléctrica, a través de los siguientes beneficios:

- Reintegro de 10 % del valor de compra del vehículo (aplican topes: 250 dólares para motos y 450 para triciclos).
- Descuento en la factura de UTE (monto único de 2022 pesos por concepto de energía para el suministro asociado al vehículo).
- Premio monetario por Certificados de Eficiencia Energética. Reintegro por concepto de ahorros energéticos, una vez transcurridos los primeros 12 meses desde la adquisición del vehículo. El monto se calcula en función del uso dado al vehículo.
- Seguro Obligatorio del Banco de Seguros del Estado por un año [30].

Mejoras en la infraestructura de carga

Otro factor que ha contribuido al aumento en la adopción de vehículos eléctricos en Uruguay, es la mejora en la infraestructura de carga. La expansión de esta red ha reducido la preocupación por la autonomía limitada de los vehículos eléctricos y ha eliminado una barrera importante para su adopción. En el mapa de la figura 1.11, se indican las diferentes estaciones de carga existentes en el Uruguay. Se remarca igual que el mismo está en constante expansión, al surgir nuevos proyectos para el montaje de nuevas estaciones.

1.5. Mercado de los vehículos eléctricos en Uruguay

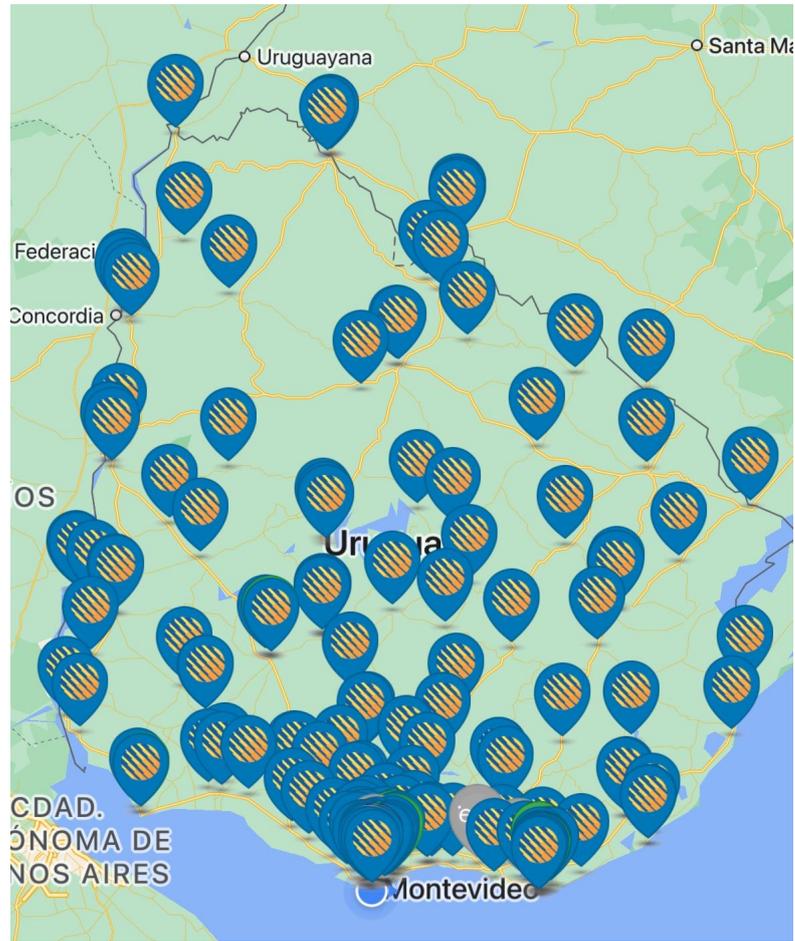


Figura 1.11: Mapa de estaciones de carga en Uruguay [1].

Costo de operación

Con precios de energía eléctrica relativamente estables en Uruguay, los propietarios de vehículos eléctricos pueden disfrutar de ahorros significativos en combustible. A modo de ejemplo, un automóvil no eléctrico, gasta aproximadamente \$600 en recorrer una distancia de 100 kilómetros (tomando un rendimiento de 12,5 km/l para el vehículo y un precio de 75 \$/l para el combustible [6]). Mientras que uno eléctrico, puede recorrer ese mismo trayecto por aproximadamente \$44 (asumiendo que el mismo se carga en valle con tarifa residencial triple horario, y que tiene un rendimiento de 0,19 kWh/km [9]). Esto hace que los vehículos eléctricos sean una opción atractiva desde lo económico, justificando su creciente popularidad en el país [40].

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 2

Marco teórico

En este capítulo se expande acerca de los aspectos teóricos centrales del trabajo realizado. Se comienza explicando qué es un BESS, cómo está conformado un sistema de este tipo y cuáles son los principales parámetros que lo definen. Luego, se describe el pliego tarifario del Uruguay, explicando sus diferentes categorías y la influencia que tiene la inclusión de un BESS instalado BTM en los precios que se le cobran al cliente. Una vez resumida la estructura de cobro por conceptos de energía y potencia en el Uruguay, se detallan los mecanismos de funcionamiento a través de los cuales un BESS puede generar beneficios económicos. Por último, se comentan los desafíos técnicos relacionados a la potencial inclusión de baterías de segunda vida en un sistema BESS [7] [11].

2.1. BESS

2.1.1. Definición y componentes

Un BESS es un sistema de almacenamiento basado en baterías, que permite consumir energía eléctrica desde una fuente mediante un proceso de carga, almacenarla de manera eficiente, y posteriormente suministrarla mediante un proceso de descarga. Este sistema ofrece flexibilidad para decidir cuándo y cómo se almacena y libera la energía, adaptándose a las necesidades específicas del usuario o de la red.

Se les llama sistema, porque están compuestos por varios elementos que se encargan de la gestión de energía a través de su elemento principal: la batería. En la figura 2.1 se pueden ver los principales componentes y su interacción entre sí. Se detalla a continuación cada uno de los mismos:

Baterías

Son el elemento principal de un BESS. Están compuestas por un conjunto de celdas, que se encargan de convertir energía química en energía eléctrica y viceversa. Dichas celdas se disponen en módulos, que a su vez se disponen en

Capítulo 2. Marco teórico

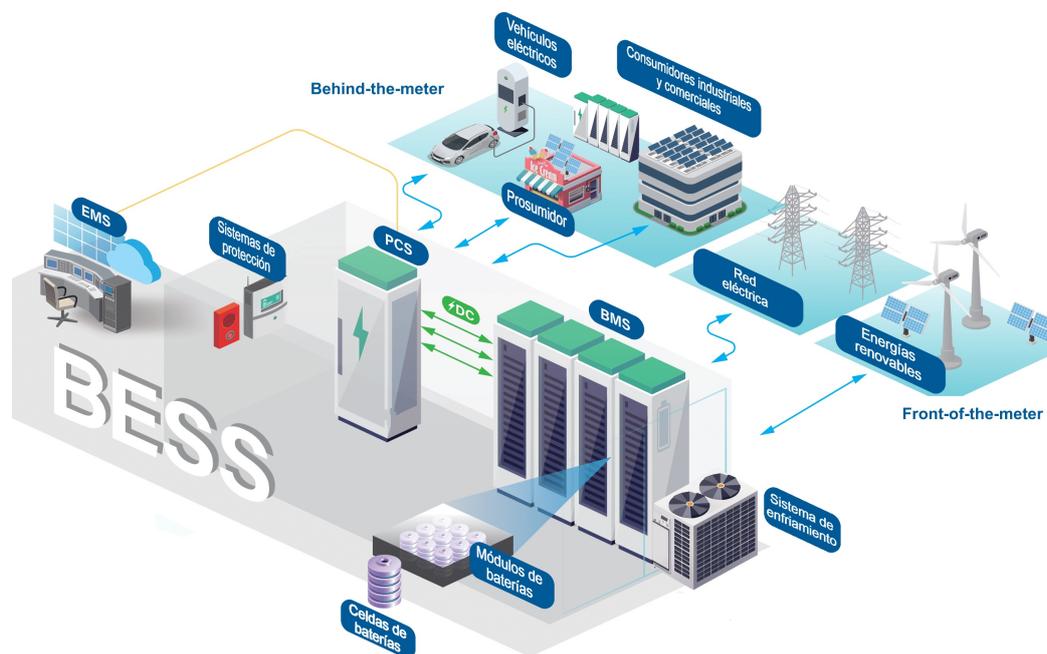


Figura 2.1: Componentes de un BESS [5].

paquetes en serie o en paralelo, para llegar a la corriente y el voltaje requeridos por el BESS.

Los distintos tipos de baterías se diferencian entre sí por diversas características, como su energía específica (Wh/kg), que indica la cantidad de energía almacenada por unidad de peso; o su densidad de energía (Wh/m^3), que mide la energía por unidad de volumen; o su potencia específica (W/kg), que refleja la cantidad de potencia suministrada por unidad de peso. A continuación, se detallan diferentes tipos de baterías junto a sus características más importantes:

- Baterías de iones de litio (Li-Ion): Son reconocidas por su alta densidad energética, alta eficiencia, mínimo mantenimiento y larga vida útil. Además, han experimentado una constante disminución en sus costos, tendencia que se espera que continúe en el futuro. Todo esto las convierte en la principal tecnología utilizada para los sistemas de almacenamiento de energía (BESS) [34]. Sin embargo, presentan algunas desventajas, como la necesidad de circuitos de protección para evitar el sobrecalentamiento, y su ineficacia en temperaturas de congelación. Existen diferentes tipos de baterías Li-Ion:
 - $LiCoO_2$: Alta densidad energética, limitada estabilidad térmica.
 - $LiMn_2O_4$: Mejora en la estabilidad térmica y seguridad.
 - $LiNiMnCoO_2$ (NMC): Alta densidad, estabilidad térmica y rendimiento, pero menos vida útil.

- LiFePO_4 (LFP): Buen rendimiento, seguridad y estabilidad, pero menor densidad energética que otras baterías.
 - $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$: Permite cargas rápidas y tiene alta estabilidad, pero menor densidad.
- Baterías de plomo ácido (PbA): Se utilizan ampliamente debido a su bajo costo y tecnología establecida. Estas baterías vienen en varios tipos como selladas, de arranque, o de ciclo profundo, y son adecuadas para diversas aplicaciones, que varían desde UPS hasta vehículos de golf. A pesar de su capacidad para manejar altas corrientes de descarga y funcionar bien en temperaturas extremas, tienen limitaciones como baja energía específica, cargas lentas, y una vida útil reducida con ciclos profundos repetidos. Además, requieren mantenimiento y tienen un impacto ambiental significativo, debido a su contenido de plomo.
 - Níquel-cadmio (Ni-Cd): Son utilizadas en dispositivos como computadoras portátiles y taladros, destacándose por su robustez y alto rendimiento en ciclos de carga con adecuado mantenimiento. A pesar de su bajo costo por ciclo y buen desempeño en bajas temperaturas, enfrentan desventajas como baja energía específica y el efecto memoria que requiere descargas periódicas. Además, el cadmio es un metal tóxico que impone restricciones en su disposición final.
 - Níquel-Metal Hidruro (Ni-MH): Ofrecen una mejora significativa sobre las de Níquel-Cadmio, especialmente en términos de capacidad y de depresión de voltaje. Estas baterías son ideales para dispositivos electrónicos de alta gama debido a su elevada densidad energética, que permite tiempos de funcionamiento más largos y reduce el espacio necesario para la batería. Además, operan excelentemente en temperaturas extremadamente bajas. Sin embargo, tienen una vida útil más corta si se usan en ciclos frecuentes de descarga profunda, y requieren un algoritmo de carga cuidadoso para manejar el calor generado y su alta tasa de autodescarga.
 - Sodio-azufre (Na-S): Tienen una alta densidad energética y larga vida útil. Son ideales para aplicaciones de almacenamiento de energía a gran escala, debido a su bajo costo de materiales y su poca demanda de mantenimiento. Operan a altas temperaturas (300°C - 350°C) y son eficientes en la carga y descarga. Sin embargo, su uso está limitado por la necesidad de operar a altas temperaturas y su naturaleza altamente reactiva, que hace imprescindible instalar estructuras especiales para contener y manejar el sodio metálico.

BMS (Battery Management System)

El sistema de gestión de baterías, o BMS por sus siglas en inglés (Battery Management System) es un elemento clave de los BESS. Se encarga de supervisar y controlar el funcionamiento de las baterías para garantizar su seguridad, eficiencia

Capítulo 2. Marco teórico

y prolongar su vida útil. Este sistema monitorea constantemente parámetros críticos como el voltaje, corriente, temperatura, y el estado de carga (SoC), de cada celda o módulo de la batería. Su objetivo principal es mantener las celdas dentro de rangos operativos seguros y evitar condiciones que puedan dañar la batería, como sobrecargas, sobredescargas o temperaturas extremas.

Las principales funcionalidades de un BMS incluyen la protección de la batería contra condiciones adversas, el balanceo de celdas para asegurar que las mismas sean cargadas y descargadas de manera uniforme, y el control de la carga y descarga para optimizar el rendimiento y la vida útil del sistema. Además, un BMS puede gestionar la comunicación con otros sistemas externos (como un inversor o cargador), proporcionar datos en tiempo real sobre el estado de la batería, y generar alertas o tomar acciones automáticas en caso de detectar fallos o anomalías, como cortar la alimentación en situaciones peligrosas.

PCS (Power Conversion System)

Un sistema de baterías se carga y descarga en corriente continua, mientras que la red opera en corriente alterna (AC).

Debido a esto, se necesita un sistema de conversión de energía (Power Conversion System), compuesto por un VSI (Voltage Source Inverter) bidireccional, que permite cargar a las baterías desde la red y que permite volcar la energía descargada por las mismas hacia las cargas.

EMS (Energy Management System)

El sistema de gestión de energía (Energy Management System) es quien se encarga de monitorear y controlar toda la actividad del BESS, coordinando todos los componentes del sistema. Para ello, el EMS se comunica directamente con el PCS y el BMS. El EMS maneja cómo y cuándo cargar y descargar el sistema, en función de la aplicación que se le quiera dar al mismo.

Sistema de enfriamiento

Dado que las baterías y otros componentes del BESS pueden generar calor durante el proceso de carga y descarga, el sistema de enfriamiento es crucial para mantener las temperaturas dentro de rangos seguros. Este sistema puede incluir ventiladores, refrigeración líquida o tecnologías más avanzadas, dependiendo del tamaño y la ubicación del BESS. Un sistema de enfriamiento adecuado evita el sobrecalentamiento de las baterías, lo que podría reducir su rendimiento y vida útil o, en casos extremos, causar daños graves. Además, ayuda a mantener una operación estable y eficiente, prolongando la durabilidad del sistema.

Sistemas de protección

Los sistemas de protección en un BESS están diseñados para prevenir y mitigar riesgos como cortocircuitos, sobrecargas, sobrecalentamientos y fallos eléctricos que

podrían comprometer la seguridad del sistema. Estos sistemas incluyen fusibles, interruptores automáticos, relés de protección y dispositivos de aislamiento que detectan anomalías y desconectan automáticamente el BESS para evitar daños mayores. Además, cuentan con protocolos de seguridad y desconexión que protegen tanto al sistema como a las personas que interactúan con él, asegurando un entorno de operación seguro.

2.1.2. Parámetros técnicos de un BESS

La rentabilidad y el desempeño de un BESS están directamente influenciados por una serie de parámetros técnicos y operativos. Estos parámetros no solo determinan la eficacia con la que un BESS puede cumplir con sus funciones, sino que también influyen sobre su salud en el largo plazo. Cada uno de estos factores debe ser considerado y optimizado para maximizar el retorno de la inversión, y asegurar la sostenibilidad operativa del sistema en el entorno industrial. Se verán a continuación dichos parámetros [7] [11]:

- **Capacidad:** La capacidad de un BESS, medida en kilovatios-hora (kWh), se refiere a la cantidad total de energía que el sistema puede almacenar. Este parámetro es crucial al diseñar un BESS, ya que la capacidad debe alinearse con el perfil de consumo energético del usuario.
- **Potencia nominal:** La potencia nominal indica la cantidad máxima de potencia que el BESS puede entregar de forma continua. A diferencia de la capacidad, que refleja cuánta energía puede almacenar, la potencia nominal define cuánta energía puede entregar o recibir por unidad de tiempo. Un sistema con una alta potencia nominal puede suministrar energía rápidamente, lo cual es ideal para aplicaciones que requieren altos picos de potencia.
- **Estado de Carga (SoC):** El SoC es un parámetro que indica el nivel actual de energía almacenada en el BESS, expresado como un porcentaje de su capacidad total. Este parámetro es esencial para el control y monitoreo del sistema, ya que se lo utiliza para gestionar la carga y descarga del mismo, buscando maximizar la eficiencia y evitar daños.
- **Eficiencia de Ciclo Carga/Descarga:** La eficiencia del ciclo de carga/descarga se refiere a la cantidad de energía que se recupera al descargar el BESS, en comparación con la cantidad de energía que se utilizó para cargarlo. Está dividido en dos componentes: la eficiencia de carga y la eficiencia de descarga. Generalmente se expresan como porcentajes, y cuanto más altos sean, más eficiente será el sistema.

Una mayor eficiencia es esencial para garantizar que el BESS sea rentable a largo plazo, ya que menores pérdidas significan más energía disponible para su uso. Las baterías de iones de litio, que son las más comunes en los BESS modernos, suelen tener una eficiencia de carga/descarga entre el 85 % y el 95 % [21].

Capítulo 2. Marco teórico

- **Tiempo de Respuesta:** Es el tiempo que demora el BESS en pasar de estado inactivo a máxima potencia, es decir, mide la rapidez con la que actúa el sistema frente a una consigna dada.
- **Profundidad de Descarga (DoD):** La profundidad de descarga (Depth of discharge) es el porcentaje de la capacidad total del BESS, que efectivamente se ha utilizado en un ciclo. Este parámetro es crucial porque una descarga profunda (cerca del 100 %) puede afectar negativamente la vida útil del sistema, mientras que una descarga más superficial (por ejemplo, del 50 %) puede prolongarla en comparación al caso anterior.
- **C-rate:** El C-rate o tasa C es un parámetro fundamental en los BESS, ya que determina la velocidad a la que el sistema puede ser cargado o descargado respecto a su capacidad total. C-rates más altos permiten un tiempo de respuesta menor, pero pueden acortar la vida útil de la batería, debido al mayor estrés durante los ciclos de carga y descarga.

$$\text{C-rate} = \frac{\text{Potencia de carga o descarga [W]}}{\text{Capacidad [Wh]}}$$

- **Estado de Salud (SoH):** El SoH (State of Health) es un parámetro crítico para evaluar la condición de una batería, ya que mide la capacidad de almacenamiento de la misma en comparación con su capacidad original. Este valor es fundamental para calcular la rentabilidad económica de un BESS, ya que refleja cuánto tiempo podrá seguir funcionando eficientemente. El cálculo de la degradación de una batería es complejo, ya que depende de muchos factores, como los ciclos de carga y descarga, la profundidad de descarga (DoD), la tasa C (C-rate), y las condiciones ambientales, entre otros. Uno de los factores clave para prolongar el SoH es controlar los ciclos de carga. En aplicaciones como las que se analizan en este trabajo, uno o dos ciclos por día deberían ser suficientes para optimizar la tarifa eléctrica, sin comprometer significativamente el SoH de la batería.
- **Retención de Energía:** La pérdida de energía por autodescarga es un parámetro menor, pero significativo en la eficiencia operativa del BESS, al indicar cuánta energía se pierde incluso sin actividad.

2.2. Pliego tarifario

El pliego tarifario de UTE es un documento oficial, que establece las tarifas y condiciones bajo las cuales los usuarios del sistema eléctrico en Uruguay, deben pagar por los servicios de energía eléctrica. Este pliego es revisado y publicado anualmente, y regula los precios que los diferentes tipos de consumidores, deben abonar según su categoría, consumo y demanda.

2.2. Pliego tarifario

En el mercado uruguayo, UTE tiene el monopolio de la distribución de energía eléctrica, por lo que el pliego tarifario es clave para definir el marco de costos de todos los usuarios del sistema eléctrico. Las tarifas se dividen principalmente en tres componentes: energía, potencia y costo fijo. Sin embargo, en Uruguay las tarifas están parcialmente "energizadas", lo que implica que una parte de los costos que deberían ser cobrados como "cargo por potencia" se encuentran incluidos en el precio de la energía consumida. Esto afecta la forma en que los costos son percibidos y distribuidos entre los usuarios, ya que el precio del kWh refleja no solo los costos variables de generación, sino también parte de los costos asociados a la infraestructura de la red.

El pliego tarifario también clasifica a los consumidores según su nivel y tipo de consumo, dividiéndolos en diferentes categorías, como residenciales, comerciales, e industriales, con tarifas diferenciadas para cada grupo. El objetivo del pliego tarifario es reflejar de manera transparente los costos reales de generación, distribución, y mantenimiento del sistema eléctrico, además de fomentar un uso racional y eficiente de la energía. En esta sección se analiza en mayor detalle cómo se estructura el pliego tarifario para las categorías de "Grandes consumidores" y "Suscriptores con generación" [4].

En ambos casos, se les cobra a los clientes una vez al mes y bajo los tres conceptos mencionados anteriormente. El precio de la energía y de la potencia se separa a su vez en tres categorías: valle, llano y punta.

Cada una de estas corresponde a un rango de horas del día, y permite diferenciar el precio del kWh en función del momento en que el mismo es consumido (o el precio del kW máximo medido dependiendo de la hora en que se lo registra). El período valle es aquel entre las 00:00 hs y 07:00 hs, el punta aquel entre las 18:00 hs y 22:00 hs, y el llano abarca dos períodos: de las 07:00 hs a las 18:00 hs, y de las 22:00 hs a las 24:00 hs.

Cargo por energía

Se cobra por separado la energía consumida en valle, llano y punta, siendo la primera la que menor precio tiene y la última la que mayor.

El precio de la energía refleja los costos variables asociados a la generación de la misma. Esto incluye tanto los costos de producción, que varían según la fuente de generación (hidráulica, eólica, térmica, etc.), como los costos operativos y de mantenimiento de las plantas generadoras.

Cargo por potencia

Se tienen tres cargos de potencia, uno relativo a cada tramo horario. El valor a abonar por concepto de potencia, dependerá de la relación entre la potencia contratada y la potencia máxima consumida que registra el medidor de UTE (el mismo deja registro de la potencia consumida por la instalación cada 15 minutos). Citando al pliego tarifario, para los grandes consumidores conectados en media tensión y para los suscriptores con generación con potencia contratada mayor que 40 kW:

Capítulo 2. Marco teórico

“Las potencias de facturación serán iguales a las mayores entre la potencia máxima mensual medida en cada tramo, durante las dos fechas tomadas en cuenta para el cálculo de la factura mensual, y la potencia contratada en el tramo horario respectivo. En todos los casos, la contratación de potencia en cada tramo horario deberá respetar la condición: Potencia Contratada en Punta \leq Potencia Contratada en Llano \leq Potencia Contratada en Valle. ”

Se debe tener en cuenta que para los casos en que la potencia máxima consumida supere a la potencia contratada, se deberán pagar recargos debido a la Potencia Excedentaria.

Se entiende por Potencia Excedentaria a la porción de la máxima potencia demandada que exceda la potencia contratada. Se podrá tener hasta tres potencias excedentarias, ya que la misma se determina en forma independiente en las horas de cada tramo horario.

Para todos los grandes consumidores y para todos los suscriptores con generación con potencia contratada máxima (tramo horario Valle) mayor que 40 kW, el recargo por Potencia Excedentaria en cada tramo horario será igual a:

- 100 % del precio correspondiente a cada kW, por cada kW demandado que no supere o iguale en 30 % la potencia contratada en el tramo horario respectivo.
- 300 % del precio correspondiente a cada kW, por cada kW demandado que resulte 30 % superior a la potencia contratada en el tramo horario respectivo.

El precio de la potencia está relacionado principalmente con los costos asociados a la infraestructura y el mantenimiento de la red de distribución. Esto incluye los costos de instalación, ampliación y mantenimiento de los sistemas eléctricos, como transformadores, líneas de alta y baja tensión, y otros elementos necesarios para asegurar la disponibilidad de la potencia demandada en cualquier momento.

Costo fijo

Es un cargo fijo a abonar todos los meses, que es independiente de la potencia y energía consumida, y que depende de la categoría del pliego tarifario en que se ubica el suscriptor. El mismo refleja los costos de la infraestructura básica y el mantenimiento del servicio eléctrico.

2.2.1. Decretos

Se pretende comentar acerca de la serie de decretos del poder ejecutivo, que conllevan a que se clasifique a los clientes del suministro eléctrico que cuentan con un BESS instalado BTM, como suscriptores con generación dentro del pliego tarifario.

Decreto N° 114/014 (Publicado el 09/05/2014)

Artículo 1.- Modifícanse las definiciones de Suscriptor y de Participante Consumidor contenidas en el artículo 7 del Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado por Decreto N° 276/002 de 28 de junio de 2002, las cuales quedarán redactadas de la siguiente forma:

Suscriptor: Es el cliente final titular de un suministro efectuado y medido por el Distribuidor. Se distinguen dos tipos de suscriptores: los Grandes Consumidores Potenciales y los consumidores cautivos (aquellos que solo pueden comprar su suministro a ese Distribuidor). Queda comprendido en la calidad de suscriptor el titular de un suministro en las condiciones referidas que genere energía eléctrica para su propio consumo, sin entregar energía a la red [14].

En este decreto, se establece que aquellos suscriptores que instalen centrales de generación conectadas a la red de distribución, con el fin de alimentar parte de su propio consumo y sin inyectar energía a la misma, no pierden su calidad de suscriptor.

Decreto N° 43/015 (Publicado el 05/02/2015)

Este decreto, reglamenta las condiciones bajo las cuales una central podrá generar energía eléctrica en paralelo a la red de distribución, sin volcar energía a la misma.

En particular, se agrega el artículo 12 BIS al Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, en donde se establecen los trámites a realizar, normas a cumplir y condiciones de operación para centrales de generación sin inyección a la red [15].

Decreto N° 27/020 (Publicado el 05/02/2020)

Este decreto, tiene como fin continuar desarrollando el reglamento para suscriptores con generación sin inyección a la red. En el mismo, se hace referencia a la generación de energía eléctrica a partir de una instalación de baterías que funcione en paralelo a la red eléctrica, y que no inyecte energía a la misma.

En particular, los artículos 1 y 2 comentan que este tipo de instalaciones se regirán por el artículo 12 BIS del decreto N° 276/002, en su redacción dada por el decreto N°43/015.

Artículo 1.- La generación de energía eléctrica por parte de Suscriptores, a partir de una instalación de baterías que opere en paralelo con la Red de Distribución de Baja Tensión, se regirá por el artículo 12 BIS del Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado por el Decreto N° 276/002, de 28 de junio de 2002, y modificativas.

Capítulo 2. Marco teórico

Artículo 2.- La generación de energía eléctrica por parte de Suscriptores conectados a Media Tensión, a partir de una instalación de baterías que opere en paralelo a la Red de Interconexión se regirá por el artículo 12 BIS del Decreto N° 276/002 de 28 de junio de 2002, en la redacción dada por el Decreto N° 43/015 de 2 de febrero de 2015 [16].

Tal como se mencionó, el artículo 12 BIS en la redacción del 2015, establece condiciones normativas para centrales de generación sin inyección. Se tiene entonces que en el Uruguay, se considera a los bancos de baterías que funcionan en paralelo con la red y no inyectan energía a la misma, como centrales de generación para autoconsumo. A su vez, a partir del decreto N° 114/014, se tiene que no se pierde la calidad de suscriptor en caso de instalar una central de este tipo.

Decreto N° 147/023 (Publicado el 29/05/2023)

Hasta el momento, se tenía que un suscriptor que contaba con una central de generación para autoconsumo, debía no inyectar energía eléctrica a la red para no perder su calidad de tal.

Este decreto autoriza ahora a las centrales de generación para autoconsumo, a inyectar energía eléctrica a la red y mantener su condición de suscriptor.

Artículo 1º.- Modifícase la definición de Suscriptor del artículo 7 del Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, aprobado por Decreto N° 276/002, de 28 de junio de 2002, en la redacción dada por el Decreto N° 114/014, de 30 de abril de 2014, que quedará redactado de la siguiente forma:

Suscriptor: Es el cliente final titular de un suministro efectuado y medido por el Distribuidor. Se distinguen dos tipos de suscriptores: los Grandes Consumidores Potenciales y los consumidores cautivos (aquellos que solo pueden comprar su suministro a ese Distribuidor). Queda comprendido en la calidad de suscriptor el titular de un suministro en las condiciones referidas que genere energía eléctrica para su propio consumo.

Comparando con el artículo 1 del decreto 114 /014, se observa como ahora se quita de la definición de suscriptor la frase “sin entregar energía a la red”.

Para instalaciones con baterías, se debe cumplir que la energía eléctrica inyectada anualmente no supere el 30% del consumo de la instalación. A su vez, se establece que los suministros que cuenten con una central de generación para autoconsumo tendrán una nueva categoría tarifaria, debido a que los mismos están ahora autorizados a inyectar energía eléctrica a la red (artículo 4 apartado IV).

Artículo 4º.- Exhórtase a la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) a adquirir la energía inyectada a la

2.2. Pliego tarifario

Red de Interconexión por sus suscriptores, en las siguientes condiciones:

I) La inyección de energía eléctrica anual del suscriptor a la Red de Interconexión no podrá superar el consumo anual de energía eléctrica tomado de dicha red. Si las centrales generadoras del suscriptor incluyen una instalación de baterías, la inyección no podrá superar el 30 % del consumo mencionado.

II) La energía inyectada por el suscriptor, hasta el tope referido que corresponda, se pagará al precio spot horario sancionado por la Administración del Mercado Eléctrico. La inyección que exceda el tope será penalizada de manera gradual.

III) Los suscriptores deberán cumplir con las condiciones técnicas específicas y suscribir los convenios correspondientes.

IV) Los suscriptores tendrán la categoría tarifaria que refleje esta modalidad de consumo, y que será incluida en el Pliego Tarifario [17].

Decreto N° 446/023 (Publicado el 16/01/2024)

Este decreto establece el pliego tarifario de UTE para el año 2024. En el mismo se agrega una nueva categoría que no existía en años anteriores, llamada suscriptores con generación.

Del decreto N° 27/020, se desprendía que la instalación de un BESS funcionando de forma de abastecer parte del consumo local, es considerada una instalación de generación para autoconsumo. Por otro lado, el decreto N°147/023, adelantaba que se incluiría una nueva categoría tarifaria para los suministros que cuenten con instalaciones de este tipo [19].

Por ende, aquellos suministros que cuenten con un BESS BTM, son catalogados como suscriptores con generación a los ojos del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional.

En secciones posteriores se detallan los precios que este decreto establece para la nueva categoría tarifaria.

Decreto N° 124/024 (Publicado el 14/05/2024)

Este decreto, establece las condiciones en las cuales los clientes con generación, pueden elegir si mantener su categoría tarifaria previa, o pasar a la nueva categoría de suscriptor con generación.

El artículo 3, comenta que dependiendo de la relación entre la potencia de generación instalada y la potencia contratada, se podrá optar por una categoría u otra. Por otro lado, los artículos 4 y 5, indican lapsos temporales en los que se puede mantener la categoría previa, que dependerán de la fecha de publicación del decreto y de la fecha en que se tramita la autorización de generación.

Artículo 3º.- Los Suscriptores con Generación, a partir del 1º de mayo de 2024 podrán optar entre las tarifas de suscriptores con generación o suscriptores sin generación, en los siguientes casos:

Capítulo 2. Marco teórico

I) En los servicios conectados en 0,230 y 0,400 kV, cuando la potencia total instalada de generación sea menor o igual a 11 kW; y el cociente entre la Potencia Contratada en Llano y la potencia total instalada de generación sea mayor o igual a 4.

II) En los servicios conectados en 6,4 – 15 – 22 kV y 31,5 – 63 kV, cuando la potencia total instalada de generación sea menor o igual a 100 kW; y el cociente entre la Potencia Contratada en Llano y la potencia total instalada de generación sea mayor o igual a 10.

Artículo 4^o.- Modifícase el numeral II del artículo 5 del Decreto N° 147/023, de 17 de mayo de 2023, que quedará redactado de la siguiente forma:

“II) Podrán mantener la categoría tarifaria aplicable antes de la aprobación de este decreto, hasta que se cumpla el máximo entre: cinco años desde el 17 de mayo de 2023 o diez años desde la autorización de generación de energía eléctrica para autoconsumo, otorgada por el Ministerio de Industria, Energía y Minería. En el cálculo del plazo máximo, no se computará el tiempo transcurrido entre el 17 de mayo de 2023 y el día anterior a la fecha del acta de habilitación asociada al convenio de conexión mencionado en el numeral anterior.”

Artículo 5^o.- La opción tarifaria establecida en el numeral II del artículo 5 del Decreto N° 147/023, de 17 de mayo de 2023, en la redacción dada por el artículo anterior, se extenderá a los:

- a) Suscriptores que obtuvieron la autorización de generación de energía eléctrica entre el 18 de mayo de 2023 y la fecha del presente decreto;
- b) Suscriptores que tengan en trámite administrativo la solicitud de autorización de generación de energía eléctrica; y
- c) Suscriptores que presenten, hasta el 31 de octubre de 2024, la solicitud de autorización de generación de energía eléctrica. La solicitud se efectuará a través del sistema de trámites en línea del Ministerio de Industria, Energía y Minería [18].

2.2.2. Suscriptores con generación

Del análisis anterior se tiene entonces que aquellos suministros que cuenten con un BESS instalado BTM, son catalogados como suscriptores con generación a los ojos del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional.

Dentro del pliego tarifario 2024, se clasifica de diferente manera a los suscriptores con generación, dependiendo del nivel de tensión al que los mismos están conectados y de su potencia contratada, como se ve en la tabla 2.1.

Los precios dentro de esta categoría son los que se ven en las tablas 2.4, 2.2 y 2.3.

2.2. Pliego tarifario

Nivel de tensión (kV)	Potencia contratada		
	Menor o igual a 40 kW	Mayor a 40 kW y menor o igual a 150 kW	Mayor a 150 kW
0,23 - 0,4	SG0	SG1-A	SG1-B
6,4 - 15 - 22	SG2	SG2	SG2
31,5 - 63	SG3	SG3	SG3

Tabla 2.1: Clasificaciones asignadas a los suscriptores con generación, según su nivel de tensión y potencia contratada.

Tarifa	Precio de energía (\$/kWh)			Potencia máxima contratada (\$/kW)			Cargo Fijo mensual (\$)
	Valle	Llano	Punta	Valle	Llano	Punta	
SG0	1,528	2,533	3,682	33,4	143,0	170,2	459,9

Tabla 2.2: Precios por concepto de energía y de potencia para los SG0.

2.2.3. Grandes consumidores

Esta es una categoría de carácter opcional dentro del pliego tarifario, para los servicios con potencia contratada máxima (tramo horario Valle) igual o mayor que 200 kW. Se clasifica a los grandes consumidores según el nivel de tensión al que estén conectados, lo que determina los precios a pagar por energía y por potencia, como muestra la tabla 2.5.

2.2.4. Evolución en el tiempo de las tarifas para grandes consumidores

Como se remarca al principio de la sección, el pliego tarifario se actualiza año a año. Esto da lugar a que con el paso del tiempo, cambien tanto los precios como la forma de cobro. Esto se ilustra en la figura 2.2 y la tabla 2.6, donde se toma como ejemplo a la categoría de grandes consumidores GC2.

Se observa una marcada tendencia a aumentar las exigencias relativas al cobro por concepto de potencia. Se pasa de tener una única potencia de facturación, sobre la que se podría pagar un 50 % de la potencia contratada en el año 2020, a tener tres potencias de facturación, sobre las que se paga como mínimo un 100 % de la potencia contratada en la actualidad.

Tomando como ejemplo a un cliente categoría GC2, con un consumo de potencia constante de 100 kW a lo largo de todas las horas de cierto mes, y con potencias contratadas de 200 kW (que pueden ser una, dos o tres dependiendo del año), la tabla 2.7 indica el valor mensual a pagar por concepto de potencia para diferentes años.

Los cambios regulatorios, sumados a la evolución de los precios, conllevan a que el cliente ejemplo, manteniendo un mismo patrón de consumo, pase a pagar un 300 % más por concepto de potencia en un período de 5 años. Para el pago por energía en cambio, el aumento es menor, pasando de pagar \$276.285 mensuales en

Capítulo 2. Marco teórico

Tarifa	Precio de energía (\$/kWh)			Potencia máxima medida (\$/kW)			Cargo Fijo mensual (\$)
	Valle	Llano	Punta	Valle	Llano	Punta	
SG1-A	1,528	2,533	3,682	99,5	425,2	505,9	550

Tabla 2.3: Precios por concepto de energía y potencia para los SG1-A.

Tarifa	Precio de energía (\$/kWh)			Potencia máxima medida (\$/kWh)			Cargo Fijo mensual (\$)
	Valle	Llano	Punta	Valle	Llano	Punta	
SG1-B	1,536	2,545	3,700	165,8	708,9	843,5	5.515
SG2	1,446	2,360	3,430	121,3	518,8	617,2	5.860
SG3	1,408	2,300	3,330	73,1	426,3	570	9.825

Tabla 2.4: Precios por concepto de energía y de potencia para los SG1-B, SG2 y SG3.

2020 a \$283.311 en 2024 (aumento del 2,5 %).

2.3. Potenciales beneficios de incorporar un BESS en una instalación eléctrica

Habiendo definido la forma de cobro por conceptos de energía y potencia para un suscriptor que instala un BESS BTM, se pasa a analizar los diferentes mecanismos de funcionamiento a través de los cuales el sistema puede generar un ahorro en la factura eléctrica.

2.3.1. Desplazamiento de Carga

El desplazamiento de carga, o “load shifting” en inglés, es una técnica de gestión de la demanda que permite a los usuarios optimizar su consumo de energía y minimizar los costos asociados a ella. Esta técnica consiste en trasladar el consumo eléctrico desde las horas en que los precios de la energía son más altos, hacia horas donde los costos disminuyen.

Fundamentos

Como se vio en la sección 2.2, los costos de la energía pueden variar dependiendo del tramo horario. Como el BESS tiene la capacidad de almacenar energía, el mismo se puede cargar desde la red durante las horas en que los precios son mínimos (período valle), y luego descargarse abasteciendo parte de la demanda de la instalación durante las horas en que los costos energéticos son mayores (tramo punta).

Esta aplicación se representa conceptualmente en la figura 2.3. Se puede ver cómo los costos por energía disminuyen, al desplazar la carga hacia los horarios donde la tarifa es menor.

2.3. Potenciales beneficios de incorporar un BESS en una instalación eléctrica

Tarifa	Nivel de tensión (kV)	Precio de energía (\$/kWh)			Potencia máxima medida (\$/kW)			Cargo mensual fijo (\$)
		Valle	Llano	Punta	Valle	Llano	Punta	
GC1	0,23-0,4	2,340	4,217	8,425	43,0	262,0	614,0	5.515
GC2	6,4-15-22	2,339	4,048	6,360	49,2	252,0	299,0	5.860
GC3	31,5-63	2,330	3,664	5,025	54,4	169,7	280,0	9.825
GC5	110-150	2,229	3,661	4,884	44,9	134,2	179,5	13.914

Tabla 2.5: Precios por concepto de energía y de potencia para los grandes consumidores.

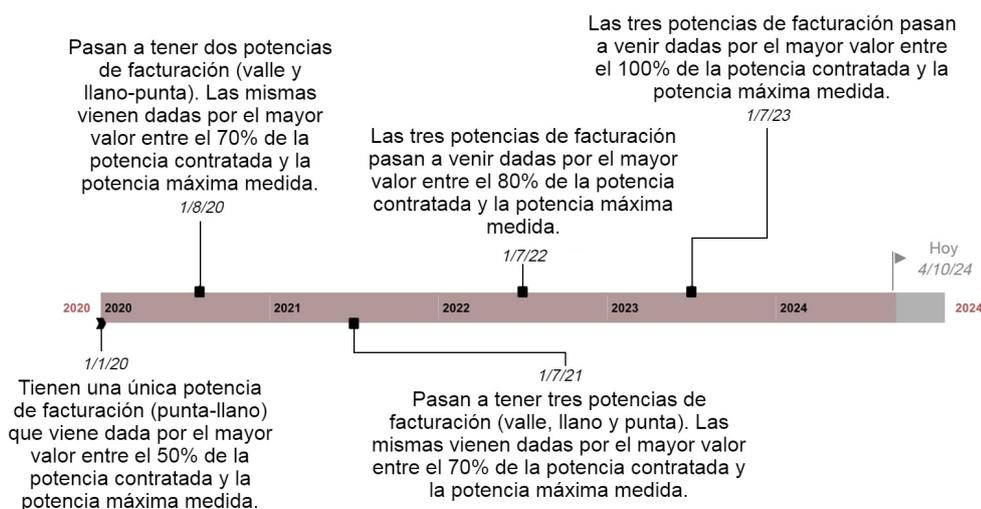


Figura 2.2: Cambios en el formato de cobro por concepto de potencia para los GC2, a lo largo del tiempo.

Beneficios

El desplazamiento de carga ofrece múltiples beneficios tanto para el consumidor como para el operador de la red. Para el consumidor, la principal ventaja es la reducción en el costo de la energía, aprovechando las tarifas más bajas durante las horas “valle”. Para la red eléctrica, el desplazamiento de carga ayuda a equilibrar la demanda a lo largo del día. Además, esta práctica puede ayudar a reducir la necesidad de generación no sostenible y el impacto ambiental durante las horas pico.

Implementación

En el contexto uruguayo, donde las horas valle y las horas punta son las mismas a lo largo de todo el año (de 00:00 a 07:00 y de 18:00 a 22:00 respectivamente), implementar esta técnica de manera básica no presenta mayores dificultades. Se puede programar al BESS para que todos los días se cargue en valle, y descargue en punta.

Capítulo 2. Marco teórico

Año		Valle (\$/kW)	Llano (\$/kW)	Punta (\$/kW)	Llano-Punta (\$/kW)
2020	Hasta el 31 de Julio	—	—	—	303,6
	Desde el 1 de Agosto	10,0	—	—	303,6
2021	Hasta el 30 de Junio	30,0	—	—	350,0
	Desde el 1 de Julio	30,0	153,3	182,3	—
2022		34,2	174,8	207,8	—
2023		41,0	209,8	249,4	—
2024		49,2	252,0	299,0	—

Tabla 2.6: Evolución temporal de los precios por concepto de potencia para los GC2.

Año	Período	Monto mensual a pagar por concepto de potencia (\$)
2020	Hasta el 31 de Julio	30.360
	Desde el 1 de Agosto	43.904
2021	Hasta el 30 de Junio	53.200
	Desde el 1 de Julio	51.184
2022	Hasta el 30 de Junio	58.352
	Desde el 1 de Julio	70.856
2023	Hasta el 30 de Junio	85.034
	Desde el 1 de Julio	100.040
2024	-	120.040

Tabla 2.7: Monto mensual a pagar por concepto de potencia a lo largo de los años para un GC2, asumiendo un patrón de consumo constante.

Desafíos

Para maximizar la rentabilidad que se obtiene a través de esta técnica, se tiene el desafío de lograr construir bancos con alta eficiencia en los ciclos carga-descarga. Pues si la misma es baja, por más de que se traslade parte del consumo a horas más económicas, la cantidad de energía total consumida desde la red aumenta debido a las pérdidas del sistema. Vale destacar a su vez, que el beneficio que se obtiene a través de esta técnica depende mucho de políticas y regulaciones tarifarias.

2.3.2. Reducción de Picos

La reducción de picos, también conocida como “peak shaving” en inglés, es una estrategia que consiste en disminuir las potencias máximas consumidas desde la red, permitiendo reducir los cargos por concepto de potencia.

Fundamentos

Como se vio en la sección 2.2, uno de los componentes de la factura eléctrica es el cargo por potencia, que está directamente vinculado a la potencia máxima

2.3. Potenciales beneficios de incorporar un BESS en una instalación eléctrica

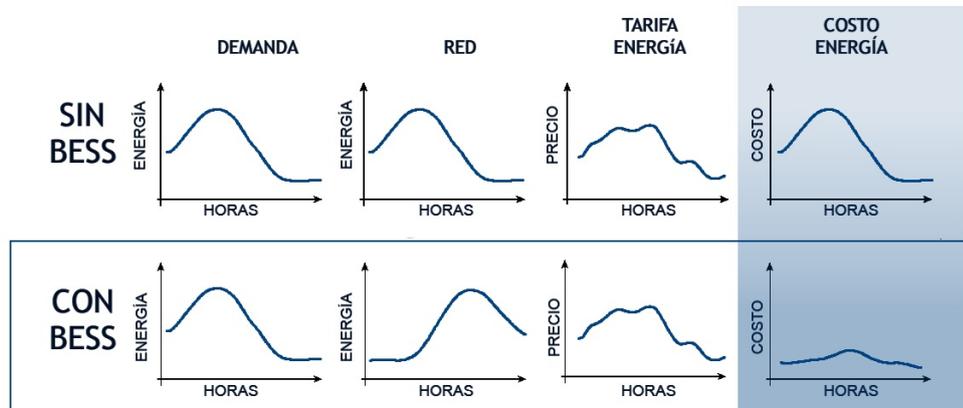


Figura 2.3: BESS funcionando bajo esquema de load shifting [12].

que se consume desde la red. El objetivo del peak shaving es disminuir los costos, reduciendo los valores de potencia máxima.

El BESS, gracias a su capacidad de suministrar potencia eléctrica mediante la descarga, puede asumir la alimentación de parte de la carga de la instalación. Por ende, si se quiere mantener la potencia consumida desde la red por debajo de cierto umbral, se puede utilizar el BESS de forma que este suministre toda la potencia demandada que supere el umbral deseado.

La figura 2.4 ilustra este proceso, donde las líneas punteadas muestran que el pico de consumo se reduce, al utilizar BESS.

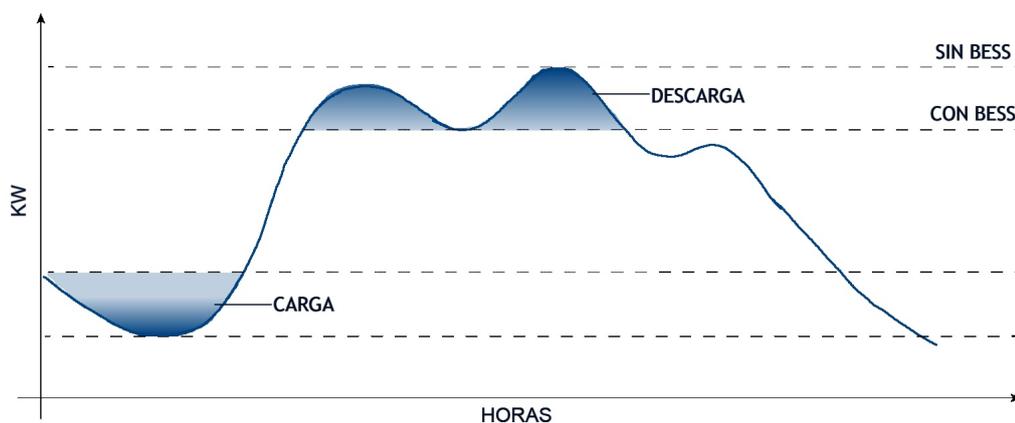


Figura 2.4: BESS funcionando bajo esquema de peak shaving [13].

Capítulo 2. Marco teórico

Beneficios

El peak shaving no sólo es crucial para disminuir el costo total de la factura eléctrica, sino que también ayuda a reducir picos de demanda en la red de distribución, previniendo posibles fallos en la misma.

Implementación

Para una buena implementación de la técnica, es crucial contar con un sistema de control avanzado. El mismo se debe encargar de monitorear la potencia eléctrica que la instalación demanda desde la red, y manejar la descarga del BESS de manera que la potencia máxima demandada no supere determinado umbral.

Desafíos

Un desafío relativo a la correcta implementación de esta estrategia, se encuentra en el desarrollo del sistema de control. Se debe prever el consumo de forma correcta, de manera de asegurar que el BESS cuente con la energía almacenada necesaria, al momento en que se dan los picos de demanda.

A su vez, el alcance de esta estrategia depende directamente de la capacidad de las baterías del BESS y de la potencia máxima de descarga, logrando alcanzar mayores reducciones en los picos de consumo desde la red cuanto mayores sean estos parámetros.

Otro desafío inherente a esta aplicación, es que se requiere de un sistema confiable para implementarla con éxito. Esto se debe a que en el contexto uruguayo, el cargo por potencia depende del máximo medido a lo largo del mes, lo que implica que si el sistema sale de servicio o falla al momento en que se da dicho pico, ya se pierde la totalidad del beneficio mensual que se podía obtener.

2.3.3. Otros

Existen otros beneficios relativos a incorporar un BESS a una instalación, que si bien no se analizarán en este trabajo, es importante destacar su relevancia.

Uno de ellos, es que el sistema puede dar lugar a obtener un beneficio económico realizando arbitraje energético. Esto consiste en cargar el BESS desde la red cuando la energía es barata, y luego volcar la energía almacenada a la misma, cuando el precio que se paga por inyección es elevado. Para poder realizar esto en Uruguay hay una serie de normativas a cumplir, como por ejemplo respetar que la energía inyectada anualmente no supere el 30 % del consumo anual de la instalación, tal como se mencionó en la sección 2.2.1.

Otro beneficio surge de su potencial integración con sistemas de generación a partir de energías renovables, ya que se puede almacenar la energía generada en los momentos de alta producción y baja demanda, y luego descargarla cuando la generación es baja y la demanda elevada.

Además, los BESS tienen la ventaja de ser una fuente de energía confiable para la instalación, lo que asegura continuidad de suministro aún en cortes de energía (funcionamiento como UPS).

2.4. Desafíos del armado de un BESS con baterías de segunda vida

El uso de baterías de segunda vida en sistemas de almacenamiento de energía representa una oportunidad para maximizar la vida útil de las mismas, y reducir el impacto ambiental. Sin embargo, integrar estas baterías usadas en un BESS, presenta una serie de desafíos significativos a sortear. Se quiere finalizar este capítulo enumerando algunos de los mismos, con el fin de recalcar que la capacidad de las baterías de cumplir con las exigencias propias de un BESS, es solo uno de los varios aspectos a evaluar para conformar un sistema de este tipo.

Uno de los desafíos principales es la comunicación entre las baterías dentro del sistema. Las baterías de segunda vida suelen provenir de diferentes fuentes y pueden presentar variaciones en su estado de salud, capacidad y química. Esta variabilidad puede complicar la implementación de un Sistema de Gestión de Baterías eficiente. Un BMS avanzado es crucial para monitorear el estado de cada batería, equilibrar la carga entre ellas y prevenir fallos. La integración de un BMS que pueda manejar esta heterogeneidad requiere tecnologías que sean capaces de comunicarse eficazmente con diferentes tipos de baterías, recolectando datos como voltaje, temperatura y estado de carga. Los protocolos de comunicación deben ser compatibles con las variadas especificaciones de las baterías, lo cual puede implicar la necesidad de soluciones personalizadas y tecnologías adicionales.

Otro aspecto central sobre el que se debe avanzar, es en la determinación del estado de salud de una batería. Asumiendo que se fabrica un BESS con baterías de segunda vida, sin una evaluación detallada del SOH sería arriesgado venderlo, con una garantía de correcto funcionamiento por un largo plazo. Avanzar en metodologías para una medición precisa del SOH, permitirá a los fabricantes y proveedores ofrecer garantías más fiables y ajustadas a la realidad del desempeño de las baterías, asegurando así la estabilidad financiera y la confianza del cliente en el BESS.

La seguridad es otra preocupación crítica al trabajar con baterías de segunda vida. Las baterías usadas pueden presentar signos de degradación, como pérdida de capacidad y aumento de la resistencia interna, lo que puede incrementar el riesgo de sobrecalentamiento y fallos catastróficos. Para mitigar estos riesgos, es esencial contar con un sistema de protección robusto que pueda detectar anomalías y actuar de manera preventiva. Esto incluye la necesidad de un reacondicionamiento exhaustivo y pruebas rigurosas antes de integrar las baterías en el sistema. Asegurarse de que el sistema cumpla con las normativas de seguridad vigentes, también puede representar un desafío adicional, ya que las baterías deben ser certificadas para cumplir con los estándares necesarios.

La compatibilidad entre las baterías es otro aspecto crucial. Las baterías de segunda vida pueden variar considerablemente en términos de voltaje, capacidad y química, lo que puede afectar la estabilidad del sistema. Las diferencias en los rendimientos pueden complicar la operación, haciendo necesario la implementación de estrategias avanzadas que permitan equilibrar y mantener la eficiencia. La homogeneidad de las baterías es ideal para asegurar un rendimiento uniforme, pero

Capítulo 2. Marco teórico

en la práctica, esto puede ser difícil de lograr con baterías usadas, lo que añade una capa de complejidad a la integración.

La gestión y el mantenimiento del sistema también presentan desafíos adicionales. Las baterías de segunda vida pueden requerir un monitoreo más intensivo para garantizar su funcionamiento óptimo y prevenir fallos. Esto implica la implementación de sistemas de monitoreo continuo que puedan detectar y corregir problemas en tiempo real. Además, un programa de mantenimiento preventivo y correctivo es crucial para asegurar la longevidad y el rendimiento del sistema. La necesidad de un mantenimiento más frecuente puede incrementar los costos operativos y exigir recursos adicionales.

Por último, aunque reutilizar baterías es una opción más sostenible que deshacerse de ellas, el impacto ambiental total del ciclo de vida de las mismas debe ser evaluado. Aunque la reutilización permite reducir la necesidad de producir baterías nuevas, la huella de carbono asociada al reacondicionamiento y disposición final, tiene un peso en el impacto ambiental global.

En resumen, la conformación de un BESS utilizando baterías de segunda vida, presenta una serie de desafíos que abarcan desde la comunicación entre módulos, a la seguridad, la compatibilidad, y la viabilidad económica. A pesar de los retos, este enfoque ofrece una oportunidad valiosa para avanzar hacia un sistema de almacenamiento de energía más sostenible.

Capítulo 3

Marco normativo

El objetivo de este capítulo es analizar el contexto normativo actual nacional e internacional, referido a la instalación de sistemas BESS, a la reutilización de baterías y a la posibilidad de utilizar baterías de segunda vida en sistemas de almacenamiento estacionario.

Se abordará la escasez de normativas en Uruguay y se mencionarán las reglamentaciones internacionales que aplican en este contexto. Las normas internacionales seleccionadas para este estudio, proporcionan un punto de referencia clave para entender las exigencias y expectativas globales en este ámbito, dando una base para la futura elaboración de políticas y regulaciones locales.

3.1. Importancia de un marco regulatorio

Un marco regulatorio definido es muy importante para fomentar la utilización de sistemas de almacenamiento de energía y la reutilización de baterías. Esto se debe a que las normativas son sello de confiabilidad para todos los actores involucrados, permitiendo mitigar riesgos y brindar seguridad para avanzar en este sentido.

En el campo de los BESS es muy importante contar con reglamentación que aborde la clasificación, las metodologías de prueba y directrices de instalación y mantenimiento de los mismos, para garantizar la seguridad, eficiencia y funcionalidad de estos sistemas.

Clara está la importancia de contar con un marco normativo sólido respecto a la reutilización de baterías, al ser estas un componente potencialmente peligroso que hay que tratar con cuidado. Además, un avance en este sentido da lugar a que crezca el mercado de baterías de segunda vida, prolongando la vida útil de las mismas y reduciendo su impacto ambiental.

3.2. Normativas y legislaciones nacionales

3.2.1. Normativas para sistemas de almacenamiento de energía

Capítulo 29 del Reglamento de Baja Tensión de UTE

El Capítulo 29 del Reglamento de Baja Tensión de UTE define los requisitos técnicos que deberán cumplir las instalaciones para autoconsumo de los suscriptores, con el fin de poder conectarse en paralelo con la Red de Distribución de Baja Tensión de UTE sin inyectar energía eléctrica a la misma.

El mismo menciona que una instalación para autoconsumo puede estar compuesta por una unidad acumuladora (conformada por batería, convertidor y BMS), y hace referencia a los requisitos y normativas aplicables a estos sistemas de acumulación de energía en instalaciones eléctricas de baja tensión. Este capítulo se centra en garantizar la seguridad y funcionalidad de estos sistemas, estableciendo lineamientos que deben seguirse durante su instalación, operación y mantenimiento.

Establece que en caso de utilizarse baterías de litio, éstas deberán cumplir con la norma IEC 62619, y que en el caso de utilizar baterías de plomo, NiCd o NiMH, éstas deberán cumplir con la norma IEC 62485-2. En cuanto a los convertidores de potencia (cargador/inversor), se pide que cumplan con la norma IEC 62477-1.

Exige también que los locales en que se colocan sistemas de almacenamiento cumplan con las prescripciones señaladas en el Capítulo XII – “Instalaciones en locales de características especiales”, del Reglamento de UTE de Baja Tensión [38].

Define también las protecciones eléctricas del sistema, recalcando la obligatoriedad de instalar dispositivos como fusibles, interruptores automáticos y sistemas de desconexión manual, que permitan evitar corrientes excesivas potencialmente dañinas para las baterías o el sistema eléctrico al que están conectadas.

Además, el reglamento exige una señalización clara y visible en las instalaciones, que advierta sobre la presencia de baterías y los riesgos asociados, como el de choque eléctrico o de incendio. Se subraya también la importancia de realizar un mantenimiento adecuado y programado de los sistemas de baterías.

En resumen, el Capítulo 29 del reglamento de baja tensión de UTE, establece normas para garantizar la seguridad y fiabilidad en la instalación de sistemas de acumulación de energía por medio de baterías. Sin embargo, no profundiza respecto a parámetros técnicos del sistema de acumulación, como capacidades, eficiencias, métodos de ensayo, tiempos de respuesta, conectividad, etc. Tampoco aborda la posibilidad de utilizar baterías de segunda vida como componente acumulador. Estos aspectos si son abarcados por normativas internacionales que se analizan más adelante.

3.2.2. Normativas para la reutilización de baterías

Uruguay no cuenta en la actualidad con un reglamento definido para la reutilización de baterías. Sin embargo, hay antecedentes referidos a un decreto del poder ejecutivo respecto a cómo tratar las baterías una vez desechadas.

3.3. Normativas y legislaciones internacionales

Decreto 373/003

El *Decreto 373/003* del año 2003, titulado “Regulación del Manejo y Disposición Final de Baterías de Plomo Ácido Usadas o a Ser Desechada”, fue la primera norma de responsabilidad extendida del productor (REP) en Uruguay, y una de las primeras en la región. La misma, establece la responsabilidad del fabricante o importador de establecer planes de destino final para dicho tipo de baterías al final de su uso. Basado en esta norma, se aprobó en 2012 el plan maestro de baterías de Werba S.A., a través de la Resolución Ministerial N^o 1257/2012. El plan consistía en que el importador se encargue de que la batería haga el camino inverso hasta volver a sus depósitos, es decir: consumidor, punto de venta, distribuidor, depósito. De allí Werba, habilitada para el transporte de residuos peligrosos, se encargaría de las mismas, ya sea como reciclador, exportador o nexo comercial.

En los primeros 5 años el plan fue un éxito, logrando pasar de un porcentaje del 5% de recuperación respecto a las importaciones, a un 80% (4000 toneladas por año). Uno de los aspectos a tener en cuenta, es que es imposible que el plan funcione si el consumidor no retorna sus baterías a los puntos de venta, por lo que se puede decir que el apoyo de la población fue un pilar fundamental en el éxito del mismo.

A partir del año 2016 el plan tuvo una recaída, con la recolección bajando a 1500 toneladas por año y no volviendo a subir. El ministerio de ambiente atribuye esta recaída al mercado informal, que paga por las baterías precios superiores a los locales. La mayor parte de este mercado es para contrabando a Brasil, que implementó una ley REP en 2018 (Ley REP de baterías, 2018), la cual ofreció grandes incentivos para la recolección de baterías.

Por otro lado, el Ministerio de Ambiente ha expresado que una actualización del decreto está muy cerca de ser aprobada. La misma ampliaría el mismo para todas las tecnologías de baterías, incluidas las de litio, además de reglamentar su uso en movilidad eléctrica, movilidad tradicional y almacenadores de energía. [29]

3.3. Normativas y legislaciones internacionales

Cuando el mercado de los BESS comenzó a crecer en países como Estados Unidos o Corea del Sur, no había una regulación que dicte estándares específicos que estos sistemas debían cumplir. Esto comenzó a cambiar después de una serie de incendios en instalaciones de almacenamiento de energía en Corea del Sur entre 2018 y 2019, que mostraron la necesidad de generar normativas más específicas y adecuadas para los ESS.

Se desarrollaron normativas como la IEC 62933 [22] y la NFPA 855 [32], que proporcionan un marco regulatorio robusto y específico, asegurando que los ESS (y por consiguiente los BESS, al ser un caso particular de ESS) se desarrollen de manera segura y eficiente. A medida que aumentan la cantidad de BESS instalados, es inevitable que también aumenten los incidentes y fallos. Sin embargo, la evolución de los códigos y estándares, junto con los avances en el diseño de estos sistemas, permiten minimizar la gravedad de estos incidentes.

Capítulo 3. Marco normativo

Por otro lado, en el área de la reutilización de baterías, países de todo el mundo están empezando a dar los primeros pasos en legislación y normas técnicas. Europa y China están liderando este camino. Ambos regulan no sólo los estándares técnicos de las baterías que entran a cada país, sino que siguen a la misma a lo largo de toda su vida útil. Por ejemplo, la Directiva Europea 2006/66/EC establece marcos robustos de gestión de residuos de baterías, incluyendo políticas REP, que le dan al fabricante de baterías la responsabilidad de la recolección, reciclaje y disposición adecuada de las mismas al final de su vida útil. [26]

Hay otros países como Japón, que si bien no cuenta con legislaciones específicas en el ámbito, cuenta con grandes fabricantes que se han propuesto objetivos claros y los están cumpliendo. Nissan por ejemplo, en asociación con Sumitomo, establecieron 4R Energy, empresa especializada en la reutilización de baterías, que ya ha sido certificada con la que se puede llamar la norma líder mundial en este aspecto (la UL 1974, sobre la que se profundiza más adelante). [26]

Es de esperarse que países en desarrollo como Uruguay, basen sus normas en las ya existentes en otros países, tal como esta sucediendo en Tailandia por ejemplo, donde se han adoptado guías técnicas para los ESS basadas en normas internacionales, como la IEC 62933 y la NFPA 855 [35]. Uruguay podría beneficiarse de un enfoque similar, adaptando estas prácticas a su propio contexto.

3.3.1. Normativas para sistemas de almacenamiento de energía

Normativas para el funcionamiento del ESS

Como se plantea en la sección 3.2.1, Uruguay carece de normativas que regulen aspectos técnicos de los BESS, como métodos de ensayo, capacidades o eficiencias. Una normativa internacional que aborda estos temas es la IEC 62933-2-1.

IEC 62933-2-1

La norma IEC 62933-2-1 [22] establece especificaciones y métodos de prueba para los ESS. Este documento pone un enfoque particular en los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías, detallando procedimientos destinados a evaluar su rendimiento y seguridad. Entre los aspectos cubiertos, se incluyen la clasificación de los BESS, sus aplicaciones, condiciones ambientales de referencia y de prueba, arquitectura típica, y métodos de ensayo, que comprenden la capacidad real, la potencia nominal de entrada y salida, así como la potencia activa, reactiva y aparente. También se evalúan la eficiencia, la vida útil esperada, la respuesta a escalones y rampas de carga, la autodescarga, y el rango de voltaje y frecuencia nominal.

Además de las pruebas de rendimiento, la norma regula aspectos relativos a la implementación del sistema. Detalla cómo realizar inspecciones visuales, de continuidad y validez de los conductores, de puesta a tierra y de aislamiento. También aborda pruebas de dispositivos de protección y conmutación, verificación de equipos y funciones básicas, compatibilidad de conexión a la red, energía disponible, y pruebas de inmunidad y compatibilidad electromagnética (EMC).

3.3. Normativas y legislaciones internacionales

Normativas para la planificación del ESS

Los parámetros técnicos de un ESS, se deben adaptar a la topología de la red a la que se conecta. Durante la fase de planificación, es fundamental que los interesados definan los requisitos técnicos que el ESS debe cumplir, de acuerdo con las necesidades identificadas. En este aspecto, las normas IEC 62933 y NFPA 855 proporcionan pautas que son claves.

NPFA 855

La NFPA 855 [32] establece requisitos para la planificación de los ESS en general. Destaca la necesidad de que los planes y especificaciones, incluidos los de protección contra incendios y supresión, sean presentados a la autoridad competente. Este enfoque garantiza que los ESS, especialmente aquellos utilizados como componentes de redes eléctricas críticas, cumplan con las leyes y regulaciones gubernamentales aplicables.

IEC 62933-3-1

La IEC 62933 parte 3-1 [23], se centra en la planificación de los ESS en general, abordando aspectos esenciales como el entorno del sistema, el dimensionamiento y selección del mismo, y su rendimiento funcional. Considera factores ambientales, geográficos y operativos que podrían afectar la instalación y operación del ESS, además de los parámetros eléctricos y restricciones de conexión. También se abordan las emisiones y disturbios que podrían impactar la red eléctrica.

Por otro lado, la norma ofrece orientación sobre cómo afrontar diversos problemas ambientales. Se enfatiza la necesidad de proteger los sistemas contra condiciones adversas como temperaturas extremas, radiación solar, humedad, polvo y atmósferas corrosivas, y se sugieren medidas específicas para mitigar riesgos de inundaciones y vientos.

En términos de dimensionamiento y selección del sistema, la norma destaca la importancia de identificar ciclos de trabajo, tiempos de recuperación y vida útil, además de especificar la energía máxima almacenada según el tipo de batería y las características de la instalación. La selección adecuada de componentes y tecnologías es crucial para garantizar un rendimiento seguro y eficiente.

Por último, la norma IEC 62933-3-1, en su sección 6, proporciona un marco exhaustivo para la evaluación del rendimiento de los ESS. Considera desde la fase de instalación hasta la puesta en marcha y el monitoreo continuo, asegurando que los sistemas sean evaluados de manera integral y cumplan con las especificaciones establecidas, tomando como base los testeos comentados en la sección IEC 62933-2-1.

3.3.2. Normativas para reutilización de baterías

Como se detalla en la sección 3.2.2, Uruguay no cuenta con un marco normativo desarrollado respecto a la reutilización de baterías, y menos aún con una normativa

Capítulo 3. Marco normativo

específica relativa a la inclusión de baterías de este tipo en sistemas BESS. Una norma que se puede tomar como referencia en este aspecto es la UL1974. La misma es de origen estadounidense, fue establecida por UL Solutions en el año 2018, y está enfocada específicamente en la reutilización de baterías de autos eléctricos como almacenadores estacionarios.

UL1974 - Evaluation for repurposing batteries

La norma UL1974 [37] del 2018, proporciona pautas para el diagnóstico y recalcificación de baterías usadas, dando criterios para evaluar su potencial reutilización en sistemas BESS.

La misma fija también criterios de construcción, recintos, cableados, materiales y controles del BESS, así como evaluaciones de seguridad de las instalaciones y controles de calidad. Para las baterías, establece un examen de muestras entrantes, identificando criterios de rechazo basados en el historial, condiciones visuales, datos del BMS y otra información crucial de la batería. Luego de dicho examen, en la sección 19, la norma establece las pruebas a realizar para determinar diferentes indicadores, como el estado de carga de la batería, la capacidad real de la misma, su resistencia interna, el estado del BMS, el estado de la aislación y el rendimiento de las celdas en los ciclos de carga y descarga.

En la sección 4, se muestra que el comportamiento del BESS que maximiza el beneficio económico, depende del rendimiento de carga y descarga de las baterías. Al dar la sección 19 de la norma UL1974 pautas sobre cómo obtener estos parámetros de manera correcta, la misma se puede utilizar para resolver el problema de encontrar las consignas óptimas de funcionamiento para el BESS.

Vale remarcar que obtener el certificado de la UL1974, representa una gran desafío. Tanto es así, que a fines del 2023, luego de 5 años del lanzamiento de la norma, se dio la primera (y única hasta el momento) certificación UL 1974 en Norte América [31], siendo este el país con el segundo mayor mercado de baterías de segunda vida después de China [28]. Esto se debe a que para obtener la certificación mencionada, hay que realizar pruebas exhaustivas y obtener información difícil de recabar, lo que implica mucho esfuerzo, con porcentajes de rechazo altos.

A modo de ejemplo, se tiene la responsabilidad de asignar fecha de caducidad para cada uno de los componentes, y rechazar la batería inmediatamente en caso de que alguna fecha se alcanzara. También requiere revisar toda la información disponible sobre el uso anterior de la batería, buscando registros de un choque, inundación o exposición al fuego.

Capítulo 4

Modelado del problema e implementación de su solución

Como se comentó anteriormente, uno de los objetivos del trabajo es desarrollar una herramienta que permita determinar, en base a un patrón de consumo dado, cómo se debe comportar un BESS de manera de maximizar el beneficio económico que produce.

Este capítulo se enfoca en describir el software desarrollado para cumplir con el objetivo antedicho. Se comienza planteando el problema que se buscó resolver, y definiendo todos los parámetros de interés y las variables en juego. Posteriormente, se realiza una formulación matemática del mismo y se explica cómo se implementó una solución al problema a nivel de software. Se detalla a su vez cómo se deben utilizar cada una de las funcionalidades que el mismo ofrece.

4.1. Descripción del problema

Tal como se comenta en la sección 2.2, al cliente se le cobra tanto por energía consumida como por potencia máxima medida. En la sección 2.3 se presentaron dos maneras diferentes en que el BESS puede ayudar a reducir la factura eléctrica. Sin embargo, surgen varias dudas fundamentales:

¿Cuál es el comportamiento que debe seguir el BESS si se busca minimizar la factura eléctrica? ¿Debe centrarse más en el “afeitado de picos” de potencia o en el desplazamiento de carga? ¿Qué capacidad de banco de baterías se recomienda instalar? ¿Cuál sería el ahorro y el tiempo de retorno de la inversión?

El problema que se busca resolver entonces, es el de determinar, para un patrón de consumo conocido, las consignas de funcionamiento de un BESS que maximizan el beneficio económico. Se quiere también responder a la pregunta de cuál es la capacidad óptima de banco a instalar y cuál es el beneficio económico que el mismo produce.

4.2. Formulación matemática

- $costo_{en}(i)$ representa el precio de la energía, expresado en \$/kWh, que cobra el distribuidor eléctrico por cada kWh consumido de la red, durante el intervalo de índice i .
- $costo_{potContValle}$, $costo_{potContLlano}$ y $costo_{potContPunta}$ representan el precio mensual por cada kW de potencia contratada, para el tramo horario valle, llano y punta respectivamente. Se expresan en \$/kW.
- Sea el **vector valle** de largo N , tal que $valle(i) = 1$ si y solo si el intervalo i pertenece al tramo horario valle y $valle(i) = 0$ sino. En forma análoga, se definen los **vectores llano y punta**, pero ahora señalando la pertenencia o no, de los intervalos, a los tramos horarios de llano y punta respectivamente.
- E_{max} se define como la máxima cantidad de energía, expresada en kWh, que se admite este acumulada en el BESS en todo momento.
- E_{min} se define como la mínima cantidad de energía, expresada en kWh, que se admite este acumulada en el BESS en todo momento.
- $P_{c.ef.max}$ se define como una cota máxima a la potencia media efectivamente entregada al BESS. Se expresa en kW.
- $P_{d.ef.max}$ se define como una cota máxima a la potencia media efectivamente consumida del BESS. Se expresa en kW.

Valores de ejemplo para algunos parámetros

Con el objetivo de clarificar las definiciones anteriores o de aportar información adicional, es que aquí se presentan los valores numéricos usados, recomendados o típicos, para algunos de los parámetros descritos en la subsección precedente.

- Δt : Debido a que UTE registra el consumo de sus usuarios cada quince minutos, este parámetro adquiere típicamente el valor 0.25 horas.
- η_c y η_d : Siguiendo el ejemplo presentado en [27], se les asigna el valor 0.95.
- $P_{c.ef.max}$ y $P_{d.ef.max}$: Las máximas potencias de carga y descarga del BESS deben ser coherentes con el máximo C-rate del mismo. Según el estudio presentado en [20], C-rates mayores a 1 pueden comprometer rápidamente la vida útil de la batería. Por tal motivo, se usa dicho valor como límite tanto durante la carga como en la descarga.
- E_{max} y E_{min} : Utilizar la batería cuando su capacidad se encuentra próxima a los valores límites (0% y 100%), puede afectar significativamente su vida útil. El estudio presentado en [20] recomienda limitar la evolución de la carga entre el 20% y el 80% de la capacidad nominal. Dichos límites serán impuestos en este trabajo.

Capítulo 4. Modelado del problema e implementación de su solución

Variables

- $P_c(i)$ se define como la potencia media, expresada en kW, que es proporcionada por la red durante el intervalo i -ésimo, a efectos de cargar el BESS.
- $P_{c.ef}(i)$ se define como la potencia media, expresada en kW, que es efectivamente transformada en energía acumulada en el BESS, durante el intervalo de índice i .
- $P_d(i)$ se define como aquella porción de la potencia media de descarga del BESS, que es entregada al consumidor durante el intervalo i -ésimo.
- $P_{d.ef}(i)$ se define como la potencia media, expresada en kW, que es efectivamente descargada del BESS, durante el intervalo de índice i .
- $P_{directa}(i)$ representa la potencia media, expresada en kW, que es entregada por la red para abastecer directamente la demanda P_{dem} , durante el intervalo i -ésimo.
- $P_{red}(i)$ representa la potencia media, expresada en kW, que es suministrada por la red durante el intervalo i -ésimo.
- $E(t)$ es la energía, expresada en kWh, que se encuentra acumulada en el BESS en el instante t -ésimo.
- $P_{contValle}$, $P_{contLlano}$ y $P_{contPunta}$ representan las potencias a contratar en valle, llano y punta respectivamente. Se expresan en kW.
- $E_{inicial}$ representa la cantidad de energía, expresada en kWh, inicialmente almacenada en el BESS. Es decir, en el instante $t=-1$.

Relaciones básicas entre definiciones

$P_c(i)$ se definió como la potencia media, expresada en kW, que es proporcionada por la red durante el intervalo i -ésimo, a efectos de cargar el BESS. Sin embargo, debe notarse que, debido a pérdidas energéticas durante el proceso de carga, se considera que, la potencia media efectivamente transformada en energía acumulada en el sistema, se reduce a:

$$P_{c.ef}(i) = P_c(i) \cdot \eta_c. \quad (4.1)$$

$P_d(i)$ se definió como aquella porción de la potencia media de descarga del BESS, que es entregada al consumidor durante el intervalo i -ésimo. Pero debido a las pérdidas, el BESS descarga más energía que la que finalmente se entrega al usuario. Esto se traduce en que la potencia efectivamente descargada por el sistema es:

$$P_{d.ef}(i) = P_d(i) / \eta_d. \quad (4.2)$$

En la figura 4.2 se muestra gráficamente la discusión planteada. Además, de la imagen se deducen fácilmente las siguientes dos ecuaciones:

$$P_{directa}(i) = P_{dem}(i) - P_d(i) \quad (4.3)$$

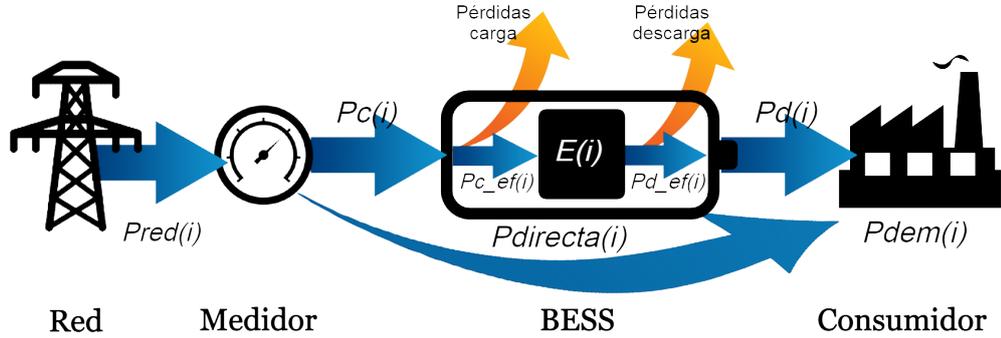


Figura 4.2: Diagrama explicativo de las potencias involucradas.

$$P_{red}(i) = P_c(i) + P_{directa}(i). \quad (4.4)$$

Sustituyendo (4.3) en (4.4) se tiene que:

$$P_{red}(i) = P_c(i) + P_{dem}(i) - P_d(i). \quad (4.5)$$

4.2.2. Optimización a partir de la curva de demanda de un día tipo

Se plantea la formulación matemática del problema, para el caso en que se dispone de la curva de potencia demandada por el consumidor (P_{dem}), para un único día del año. Se efectuará la optimización del comportamiento del BESS en dicho intervalo, y se extrapolarán los resultados a todo el año, asumiendo que dicho patrón de consumo se repite cada día.

Como todos los meses son representados con la misma curva P_{dem} , no hace sentido incluir en este análisis la posibilidad de abonar recargos por potencias excedentarias, pues la multa debería ser pagada cada mes, lo cual claramente no es óptimo desde el punto de vista económico.

Para reducir la cantidad de variables del proceso de optimización, se decide formular el problema únicamente en función de las N variables representadas como P_c , las N representadas como P_d , $P_{contValle}$, $P_{contLlano}$, $P_{contPunta}$, $E_{inicial}$ y demás parámetros y constantes.

Si se considera $\Delta t = 0,25$ h, entonces se fija $N=96$, de este modo, los intervalos generados logran cubrir exactamente un día entero.

Función objetivo

Se pretende minimizar el costo anual de la factura eléctrica en pesos uruguayos (\$). Ignorando el costo fijo (ver sección 2.2), este se puede expresar como la suma de dos términos; uno correspondiente a la potencia contratada y otro a la energía consumida.

Capítulo 4. Modelado del problema e implementación de su solución

El costo mensual por concepto de potencia, para este caso donde no se considera la posibilidad de recargos por potencia excedentaria, se formula de la siguiente forma:

$$costo_{potContValle} \cdot P_{contValle} + costo_{potContLlano} \cdot P_{contLlano} + costo_{potContPunta} \cdot P_{contPunta} \quad (4.6)$$

La energía consumida durante un día se expresa como la integral de la potencia de red instantánea $P_{red,inst}$ durante ese periodo, el cual puede expresarse como la unión de los intervalos I_i correspondientes.

$$\int_{\bigcup_{i=0}^{N-1} I_i} P_{red,inst}(\tau) d\tau = \sum_{i=0}^{N-1} \Delta t \frac{1}{\Delta t} \int_{I_i} P_{red,inst}(\tau) d\tau = \sum_{i=0}^{N-1} \Delta t \cdot P_{red}(i). \quad (4.7)$$

Donde en la primera igualdad se usó la propiedad de linealidad de las integrales, y en la última se usó la definición de potencia media asociada a P_{red} .

Combinando todos estos resultados junto a la ecuación (4.5), se obtiene la siguiente función objetivo f_{obj} . La misma representa el costo anual por conceptos de energía y potencia, donde los costos mensuales se han multiplicado por 12 y los costos diarios por 365 (no se toma en consideración la posibilidad de años bisiestos). Esta función es la que se busca minimizar.

$$\begin{aligned} f_{obj} = & 12 \cdot costo_{potContValle} P_{contValle} \\ & + 12 \cdot costo_{potContLlano} P_{contLlano} \\ & + 12 \cdot costo_{potContPunta} P_{contPunta} \\ & + 365 \cdot \sum_{i=0}^{N-1} \Delta t \cdot costo_{en}(i) \cdot (P_c(i) + P_{dem}(i) - P_d(i)) \end{aligned} \quad (4.8)$$

Restricciones

Debido a que las potencias de carga y descarga se definen por separado, y no como una única variable que las representa según su signo, se impone que P_c y P_d sean no negativas en todos los intervalos.

$$P_c(i) \geq 0 \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\} \quad (4.9)$$

$$P_d(i) \geq 0 \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\} \quad (4.10)$$

Se imponen las cotas máximas que fueron definidas para $P_{c,ef}$ y para $P_{d,ef}$:

$$P_{c,ef}(i) \leq P_{c,ef,max} \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\} \quad (4.11)$$

$$P_{d,ef}(i) \leq P_{d,ef,max} \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\} \quad (4.12)$$

Lo que resulta equivalente a imponer:

$$P_c(i) \leq P_{c,ef,max} / \eta_c \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\} \quad (4.13)$$

4.2. Formulación matemática

$$P_d(i) \leq \eta_d \cdot P_{d.ef.max} \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\} \quad (4.14)$$

No se admite la posibilidad de inyección de energía a la red. Es decir,

$$P_{red}(i) \geq 0 \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\}. \quad (4.15)$$

Considerando la ecuación (4.4) y el conjunto de inecuaciones expresado en (4.9), lo anterior resulta análogo a imponer:

$$P_{directa}(i) \geq 0 \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\} \quad (4.16)$$

Lo que a su vez, según la ecuación (4.3), implica que:

$$P_d(i) \leq P_{dem}(i) \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\} \quad (4.17)$$

De la combinación de las ecuaciones (4.14) y (4.17) se obtiene que:

$$\boxed{P_d(i) \leq \min(\eta_d \cdot P_{d.ef.max}, P_{dem}(i)) \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\}} \quad (4.18)$$

El pliego tarifario de UTE obliga a imponer las siguientes relaciones entre potencias contratadas:

$$P_{contValle} \geq P_{contLlano} \geq P_{contPunta} \quad (4.19)$$

O, en forma equivalente:

$$\boxed{P_{contValle} \geq P_{contLlano}} \quad (4.20)$$

$$\boxed{P_{contLlano} \geq P_{contPunta}} \quad (4.21)$$

En esta primera etapa no se admite la posibilidad de abonar cargos por potencias excedentarias. Esto implica que la potencia instantánea consumida de la red, no puede superar en ningún momento la potencia contratada en la franja horaria correspondiente. Al ser la formulación propuesta del problema de tipo discreta y por tanto asociada a potencias medias, se traslada la condición anterior sobre potencias instantáneas a este nuevo escenario. Resultando en el siguiente grupo de inecuaciones.

$$\boxed{\begin{aligned} P_{red}(i) = P_c(i) + P_{dem}(i) - P_d(i) \leq & \text{valle}(i) \cdot P_{contValle} \\ & + \text{llano}(i) \cdot P_{contLlano} \\ & + \text{punta}(i) \cdot P_{contPunta} \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\} \end{aligned}} \quad (4.22)$$

La energía almacenada en el BESS en un instante dado, puede expresarse como la energía en el instante anterior más la variación de energía ocurrida en el intervalo delimitado por ellos. A su vez, dicha variación energética depende de las potencias entrantes y salientes de la batería, que como ya se mencionó, se expresan como $\eta_c \cdot P_c$ y P_d/η_d respectivamente.

$$E(t) = \Delta t \cdot (\eta_c \cdot P_c(i=t) - P_d(i=t)/\eta_d) + E(t-1) \quad \forall t \in \{0, 1, \dots, N-1\} \quad (4.23)$$

Capítulo 4. Modelado del problema e implementación de su solución

La ecuación (4.23) representa N ecuaciones distintas, algunas de las cuales se muestran a continuación.

$$\begin{aligned}
 E(t = 0) &= \Delta t.(\eta_c.P_c(i = 0) - P_d(i = 0)/\eta_d) + E(t = -1) \\
 E(t = 1) &= \Delta t.(\eta_c.P_c(i = 1) - P_d(i = 1)/\eta_d) + \\
 &\quad \Delta t.(\eta_c.P_c(i = 0) - P_d(i = 0)/\eta_d) + E(t = -1) \\
 &\quad \vdots \\
 E(t = N - 1) &= \Delta t.(\eta_c.P_c(i = N - 1) - P_d(i = N - 1)/\eta_d) + \dots + \\
 &\quad \Delta t.(\eta_c.P_c(i = 1) - P_d(i = 1)/\eta_d) + \\
 &\quad \Delta t.(\eta_c.P_c(i = 0) - P_d(i = 0)/\eta_d) + E(t = -1)
 \end{aligned} \tag{4.24}$$

Se impone que en cada instante t , la energía almacenada en la batería se mantenga acotada por los valores E_{max} y E_{min} . Es decir,

$$\boxed{E(t = -1) + \sum_{i=0}^t \Delta t.(\eta_c.P_c(i) - P_d(i)/\eta_d) \leq E_{max} \quad \forall t \in \{0, 1, \dots, N - 1\}} \tag{4.25}$$

$$\boxed{E(t = -1) + \sum_{i=0}^t \Delta t.(\eta_c.P_c(i) - P_d(i)/\eta_d) \geq E_{min} \quad \forall t \in \{0, 1, \dots, N - 1\}} \tag{4.26}$$

Donde, tal como fue definido, $E(t = -1) = E_{inicial}$.

Energía al inicio y al final del día considerado

Imagínese un consumo hipotético que únicamente se produce entre las 00:00 y las 01:00 horas. Si se impusiera que $E_{inicial} = E_{min}$ en el instante t correspondiente a la hora 00:00, el proceso de optimización hasta aquí expuesto devolvería que la solución que minimiza la factura anual, es aquella en que la batería no actúa en ningún momento. Pues, la batería, nunca tendría energía para entregar durante el periodo de consumo. Sin embargo, es sencillo notar que esta no es la solución verdaderamente óptima. Si se impone que la energía almacenada sea E_{min} en el instante correspondiente a las 01:00 horas, podrá almacenarse energía durante el resto de ese día calendario y descargarla en el siguiente, durante el periodo de demanda de energía. Esto permite reducir el pico de consumo y por lo tanto la potencia contratada. Así, cada día comenzará con una energía inicial distinta de la mínima, la cual fue almacenada durante el día previo, y finalizará con esa misma energía acumulada, para así repetir el ciclo al día siguiente.

Este ejemplo pone de manifiesto la necesidad de incorporar a $E_{inicial}$ como una variable del proceso de optimización, que tomará, en cada caso, el valor que permita minimizar el costo de la factura. Dicha variable deberá cumplir:

$$\boxed{E_{inicial} \leq E_{max}} \tag{4.27}$$

4.2. Formulación matemática

$$\boxed{E_{inicial} \geq E_{min}} \quad (4.28)$$

Como se mencionó, la energía inicial y final deben coincidir, lo que permite asegurar la continuidad en la evolución de la energía. Para lo cual debe imponerse que:

$$\boxed{E(t = N - 1) = E_{inicial}} \quad (4.29)$$

Restricción: P_c y P_d no son distintas de cero simultáneamente

Se impone que la batería no puede cargarse y descargarse al mismo tiempo. Esta es una condición relativa a las potencias instantáneas, sin embargo, como el modelo se basa en potencias medias, para asegurar el cumplimiento de esta restricción, debe verificarse en este último caso. Entonces se pide lo siguiente:

$$P_c(i) \cdot P_d(i) = 0 \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N - 1\}. \quad (4.30)$$

Sin embargo, no es necesario imponer explícitamente estas restricciones y no se hará. Ya que, una solución donde para algún intervalo i , ambas potencias sean distintas de cero en simultáneo, no puede ser una solución óptima. Intuitivamente, puede observarse que si el BESS se carga y descarga a la vez, entonces se tendrá cierta cantidad de energía fluyendo desde la red hacia el consumidor a través del mismo. Sin embargo, dicha energía podría fluir directamente sin intervención del BESS, lo que evitaría las pérdidas energéticas que su uso conlleva. Formalmente, supongamos por absurdo que el escenario planteado puede generar una solución óptima, es decir, para el intervalo i -ésimo $P_c(i) > 0$ y $P_d(i) > 0$ con cierta $P_{directa}(i)$.

- Si $P_d(i) \geq \eta_c \cdot \eta_d \cdot P_c(i)$ considérese una nueva solución con $P'_c = 0$, $P'_d = P_d(i) - \eta_c \cdot \eta_d \cdot P_c(i)$ y $P'_{directa} = P_{directa}(i) + \eta_c \cdot \eta_d \cdot P_c(i)$.
- Si $P_d(i) < \eta_c \cdot \eta_d \cdot P_c(i)$ (o equivalentemente $P_c(i) > P_d(i) / (\eta_c \cdot \eta_d)$) considérese una nueva solución $P'_d = 0$, $P'_c = P_c(i) - P_d(i) / (\eta_c \cdot \eta_d)$ y $P'_{directa} = P_{directa}(i) + P_d(i)$.

Recordando que $0 < \eta_c < 1$ y $0 < \eta_d < 1$ es fácil ver que al sustituir los valores iniciales de $P_c(i)$ y $P_d(i)$ por P'_c y P'_d se obtiene una nueva solución que cumple:

- La nueva potencia consumida de la red es menor al valor original.
- $P'_c < P_c$ y $P'_d < P_d$.
- No hay cambios en la energía almacenada en la batería respecto a la solución original.
- Se entrega la misma potencia a efectos de cubrir la demanda.
- Se cumple con el resto de restricciones del problema.

Entonces, se logró construir una nueva solución, que cumple todas las restricciones, y genera un costo menor. Por lo tanto, fue absurdo suponer que la solución original generaba el costo mínimo, lo que demuestra que P_c y P_d no pueden ser simultáneamente distintas de cero.

4.2.3. Optimización a partir de la curva de demanda de un día tipo de cada mes del año

Se plantea ahora la formulación matemática del problema, para el caso en que se dispone de 12 curvas diferentes de potencia demandada (P_{dem}), cada una correspondiente a un mes distinto del año, y todas de un día de duración.

Este caso demanda una solución computacional más avanzada que el anterior, que sea capaz de minimizar el costo anual de las facturas del servicio eléctrico, considerando un consumo diferente para cada mes. Como se mencionó, se requiere como entradas doce curvas de potencia demandada, cada una representando el consumo de un día típico de un mes específico. Se utiliza un índice m , que puede tomar valores del 1 al 12, para referirse a cada uno de ellos. De este modo, a enero le corresponde $m=1$, a febrero $m=2$, y así sucesivamente hasta diciembre, que es representado por $m=12$.

Se incorpora ahora la posibilidad de abonar recargos por concepto de potencias excedentarias. Esto resultará muy útil, por ejemplo, cuando el consumo permanezca relativamente estable durante el año, salvo durante un mes, donde se registra un incremento. Como la potencia contratada se fija una vez al año, puede resultar conveniente pagar recargo por potencia excedentaria durante ese mes, a cambio de disminuir la potencia contratada, que es un cargo fijo mensual. Dicha potencia excedentaria está dividida en dos franjas, cómo se comentó en el capítulo 2.2.

Definiciones adicionales

Los valores de Δt y N deberán ser tales que permitan representar los doce días, cada uno correspondiente a un mes del año. Es decir, las variables vectoriales definidas en la sección 4.2.1, tendrán la cantidad de elementos justa para que esto suceda. Sin embargo, en algunos casos, para simplificar la notación, se accede a los elementos correspondientes a cada mes especificando su índice. A modo de ejemplo, $P_c(i, m)$ representa el elemento i -ésimo de P_c dentro del mes m , es decir, $P_c(i, m) = P_c(i + (m - 1) \cdot \frac{N}{12})$

A continuación se definen variables, parámetros y constantes, adicionales a los ya presentados.

Variables

- $P_{exValle1}(m)$ se define como el máximo exceso de P_{red} respecto de $P_{contValle}$, durante el tramo horario valle del mes de índice m . Se expresa en kW. Análogamente se definen $P_{exLlano1}(m)$ y $P_{exPunta1}(m)$, pero respecto de los tramos horarios llano y punta respectivamente.
- $P_{exValle2}(m)$ se define como el máximo exceso de P_{red} respecto de $frontera_{potEx} \cdot P_{contValle}$, durante el tramo horario valle del mes de índice m . Se expresa en kW. Análogamente se definen $P_{exLlano2}(m)$ y $P_{exPunta2}(m)$, pero respecto de los tramos horarios llano y punta respectivamente.

Parámetros

- $frontera_{potEx}$ se define como el valor expresado en por unidad, tomando como base $P_{contValle}$, $P_{contLlano}$ o $P_{contPunta}$ (según corresponda), que representa la frontera entre las dos franjas tarifarias de potencia excedentaria.
- $costo_{potEx1}$ representa el factor de ajuste aplicado al costo por potencia contratada correspondiente ($costo_{potContValle}$, $costo_{potContLlano}$ o $costo_{potContPunta}$), que se aplica como recargo por cada kW de potencia excedentaria, asociado a la primera de sus franjas.
- $costo_{potEx2}$ representa el factor de ajuste aplicado al costo por potencia contratada correspondiente ($costo_{potContValle}$, $costo_{potContLlano}$ o $costo_{potContPunta}$), que se aplica como recargo por cada kW de potencia excedentaria, asociado a su segunda franja. Se asume que $costo_{potEx2} \geq costo_{potEx1}$.
- $P_{red,max}$ representa el máximo valor admitido de P_{red} , expresado en por unidad, tomando como base $P_{contValle}$. Puede ser conveniente considerar la adición de posibles márgenes de cobertura.

Valores de ejemplo para algunos parámetros

- $P_{red,max}$: Se elige el valor 1.1, pues no se quiere que P_{red} supere en 1.1 veces a la potencia contratada en el tramo horario valle. Esta condición busca evitar el riesgo de desconexión de la red, debido a una potencia consumida excesivamente grande, en comparación con la mayor de las potencias contratadas.

Según el pliego tarifario de UTE vigente al momento de presentar este trabajo [4], para todos los grandes consumidores, y para todos los suscriptores con generación con potencia contratada máxima (horario valle) mayor que 40 kW:

- $frontera_{potEx}$: Toma el valor 1.3. Ya que, para cada tramo horario, la frontera que debe superar P_{red} para comenzar a abonar la segunda franja de recargos por potencia excedentaria, es 1.3 veces la respectiva potencia contratada.
- $costo_{potEx1}$: Toma valor 1, pues se cobra un recargo del 100% del precio correspondiente a cada kW, por cada kW de potencia excedentaria registrado, que no supere o iguale al 30% la potencia contratada en el tramo horario respectivo.
- $costo_{potEx2}$: Adquiere valor 3, ya que se cobra un recargo del 300% del precio correspondiente a cada kW, por cada kW de potencia excedentaria, que resulte superior a un 30% de la potencia contratada en el tramo horario respectivo.

Capítulo 4. Modelado del problema e implementación de su solución

Constantes

- ***diasEnCadaMes***(m) representa la cantidad de días en el mes de índice m . No se contempla la posibilidad de años bisiestos.

El problema se formula únicamente en función de las siguientes variables:

- $P_c(i)$, $P_d(i)$ con $i \in \{0, 1, \dots, N - 1\}$
- $P_{contValle}$, $P_{contLlano}$, $P_{contPunta}$
- $P_{exValle1}(m)$, $P_{exValle2}(m)$, $P_{exLlano1}(m)$, $P_{exLlano2}(m)$, $P_{exPunta1}(m)$ y $P_{exPunta2}(m)$ con $m \in \{1, 2, \dots, 12\}$
- $E_{inicial}$

Función objetivo

Se pretende minimizar el costo anual de la factura eléctrica en pesos uruguayos. Ignorando el costo fijo, este se puede expresar como la suma de tres términos; uno correspondiente a la potencia contratada, otro a los cargos por potencias excedentarias y un último relativo a la energía consumida.

Con el fin de calcular el costo energético de cada mes, se asume que el consumo es igual a lo largo de todos los días del mismo. Esto da lugar a calcular el precio mensual a pagar por conceptos energéticos, como el producto entre la cantidad de días del mes y el costo de la energía de su día representativo. Luego, el costo anual se obtiene sumando el de los 12 meses del año.

$$\sum_{m=1}^{12} [diasEnCadaMes(m) \cdot \sum_{i=0}^{\frac{N}{12}-1} \Delta t \cdot costo_{en}(i) \cdot (P_c(i, m) + P_{dem}(i, m) - P_d(i, m))] \quad (4.31)$$

Donde el costo asociado a un día se calcula de la misma manera que en la sección 4.2.2.

Para calcular el monto a abonar por conceptos de potencia, se debe tener cuenta tanto el cargo por la potencia contratada, como el que viene dado por los recargos debidos a las potencias excedentarias. Se muestra a continuación cómo calcular el costo por concepto de potencia, asociado al horario valle del mes de índice m :

$$\begin{aligned} & costo_{potEx1} \cdot costo_{potContValle} \cdot (P_{exValle1}(m) - P_{exValle2}(m)) + \\ & costo_{potEx2} \cdot costo_{potContValle} \cdot P_{exValle2}(m) + \\ & costo_{potContValle} \cdot (P_{exValle1}(m) + P_{contValle}) \end{aligned} \quad (4.32)$$

Donde $P_{exValle1}(m) - P_{exValle2}(m)$, representa la máxima porción de la potencia de red, que ocupa la primera franja tarifaria de potencias excedentarias, durante el horario valle del mes m .

4.2. Formulación matemática

Por otro lado, $P_{exValle1}(m) + P_{contValle}$ representa el máximo valor de P_{red} , alcanzado durante el valle del mes m . Es decir, la llamada potencia de facturación.

Reagrupando y considerando todos los tramos horarios y meses, se obtiene la función objetivo a minimizar.

$$\begin{aligned}
 f_{obj} = & \sum_{m=1}^{12} [diasEnCadaMes(m) \cdot \sum_{i=0}^{\frac{N}{12}-1} \Delta t \cdot costo_{en}(i) \cdot (P_c(i, m) + P_{dem}(i, m) - P_d(i, m))] \\
 & + 12 \cdot costo_{potContValle} \cdot P_{contValle} \\
 & + 12 \cdot costo_{potContLlano} \cdot P_{contLlano} \\
 & + 12 \cdot costo_{potContPunta} \cdot P_{contPunta} \\
 & + \sum_{m=1}^{12} [(1 + costo_{potEx1}) \cdot costo_{potContValle} \cdot P_{exValle1}(m) \\
 & \quad + (costo_{potEx2} - costo_{potEx1}) \cdot costo_{potContValle} \cdot P_{exValle2}(m) \\
 & \quad + (1 + costo_{potEx1}) \cdot costo_{potContLlano} \cdot P_{exLlano1}(m) \\
 & \quad + (costo_{potEx2} - costo_{potEx1}) \cdot costo_{potContLlano} \cdot P_{exLlano2}(m) \\
 & \quad + (1 + costo_{potEx1}) \cdot costo_{potContPunta} \cdot P_{exPunta1}(m) \\
 & \quad + (costo_{potEx2} - costo_{potEx1}) \cdot costo_{potContPunta} \cdot P_{exPunta2}(m)]
 \end{aligned} \tag{4.33}$$

Restricciones

Se impone una cota superior para P_{red} , buscando limitar qué tanto puede esta, superar a la máxima potencia contratada ($P_{contValle}$). Esto está motivado por el hecho de que potencias excedentarias demasiado grandes pueden provocar la desconexión del servicio eléctrico. Nótese que, nuevamente, esta condición debería ser impuesta sobre la potencia de red instantánea. Sin embargo, como esto no es posible, se considera la potencia media y se recomienda que el valor de $P_{red,max}$ se fije considerando un margen de cobertura suficiente.

$$P_c(i) + P_{dem}(i) - P_d(i) \leq P_{red,max} \cdot P_{contValle} \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\} \tag{4.34}$$

Para las potencias excedentarias, se tiene que por definición, $P_{exValle1}(m)$ debe cumplir que:

- $P_{exValle1}(m) = \max_{i \in \{i: valle(i)=1\}} (P_{red}(i, m) - P_{contValle})$
 si $\max_{i \in \{i: valle(i)=1\}} (P_{red}(i, m) - P_{contValle}) > 0$
- $P_{exValle1}(m) = 0$ si $\max_{i \in \{i: valle(i)=1\}} (P_{red}(i, m) - P_{contValle}) \leq 0$

Sin embargo, expresar estas condiciones en términos de la función máximo, no permite aplicar técnicas de programación lineal para la obtención de la solución. Más aún, se trata de una función que no es diferenciable en todo su dominio, lo que incluso complejiza la resolución con métodos de minimización más genéricos.

Capítulo 4. Modelado del problema e implementación de su solución

Entonces, se plantea una estrategia alternativa que incluye imponer los siguientes grupos de inecuaciones.

$$\boxed{P_{exValle1}(m) \geq P_{red}(i, m) - P_{contValle} \quad \forall i \in \{i : valle(i) = 1\}, \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\}} \quad (4.35)$$

$$\boxed{P_{exValle1}(m) \geq 0 \quad \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\}} \quad (4.36)$$

Véase que el grupo de restricciones expresado en (4.35) es equivalente a

$$P_{exValle1}(m) \geq \max_{i \in \{i : valle(i) = 1\}} (P_{red}(i, m) - P_{contValle}) \quad \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\} \quad (4.37)$$

Combinando (4.36) y (4.37) se tiene que:

$$P_{exValle1}(m) \geq \max[0, \max_{i \in \{i : valle(i) = 1\}} (P_{red}(i, m) - P_{contValle})] \quad \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\} \quad (4.38)$$

El hecho de que no se imponga ninguna restricción adicional sobre $P_{exValle1}(m)$ (más allá de las ya mencionadas) y que esta variable intervenga con signo positivo en la función objetivo, garantiza que las soluciones del problema no solo cumplirán con la inecuación anterior, sino que se verificará la igualdad.

$$P_{exValle1}(m) = \max[0, \max_{i \in \{i : valle(i) = 1\}} (P_{red}(i, m) - P_{contValle})] \quad \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\} \quad (4.39)$$

Sería absurdo que esto no sucediera, pues en ese caso, podría disminuirse $P_{exValle1}(m)$ y con ello el valor de la función objetivo, sin incurrir en la violación de ninguna restricción, lo que implicaría que la solución encontrada no era en realidad la óptima. Se tiene a su vez, que al cumplirse lo expresado en la ecuación (4.39), se estará cumpliendo cabalmente con la definición de $P_{exValle1}(m)$.

Mediante un análisis análogo pero aplicado a $P_{exValle2}(m)$ se imponen los siguientes grupos de inecuaciones.

$$\boxed{P_{exValle2}(m) \geq 0 \quad \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\}} \quad (4.40)$$

$$\boxed{P_{exValle2}(m) \geq P_{red}(i, m) - frontera_{potEx} \cdot P_{contValle} \quad \forall i \in \{i : valle(i) = 1\}, \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\}} \quad (4.41)$$

Nótese que para el análisis previo, fue necesario que el coeficiente en la función objetivo de la variable en cuestión fuera positivo, condición que para este caso, se traduce en que $costo_{potEx2} - costo_{potEx1} > 0$. Si se diera la igualdad, no podría asegurarse que los valores que toman las variables $P_{exValle2}(m)$ sean coherentes con su definición. Sin embargo, en ese caso, dichas variables ya no intervendrían en la función objetivo. Esto, sumado a que no habría ninguna otra variable dependiente de estas, implica que las soluciones halladas continuarían siendo válidas aún cuando $costo_{potEx2} - costo_{potEx1} = 0$.

4.2. Formulación matemática

Se imponen condiciones análogas para los tramos horarios de llano y punta.

$$P_{exLlano1}(m) \geq 0 \quad \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\} \quad (4.42)$$

$$\begin{aligned} P_{exLlano1}(m) &\geq P_{red}(i, m) - P_{contLlano} \\ \forall i \in \{i : llano(i) = 1\}, \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\} \end{aligned} \quad (4.43)$$

$$P_{exLlano2}(m) \geq 0 \quad \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\} \quad (4.44)$$

$$\begin{aligned} P_{exLlano2}(m) &\geq P_{red}(i, m) - frontera_{potEx} \cdot P_{contLlano} \\ \forall i \in \{i : llano(i) = 1\}, \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\} \end{aligned} \quad (4.45)$$

$$P_{exPunta1}(m) \geq 0 \quad \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\} \quad (4.46)$$

$$\begin{aligned} P_{exPunta1}(m) &\geq P_{red}(i, m) - P_{contPunta} \\ \forall i \in \{i : punta(i) = 1\}, \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\} \end{aligned} \quad (4.47)$$

$$P_{exPunta2}(m) \geq 0 \quad \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\} \quad (4.48)$$

$$\begin{aligned} P_{exPunta2}(m) &\geq P_{red}(i, m) - frontera_{potEx} \cdot P_{contPunta} \\ \forall i \in \{i : punta(i) = 1\}, \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\} \end{aligned} \quad (4.49)$$

El resto de restricciones son análogas a las impuestas en la sección 4.2.2, sin embargo se explicitan nuevamente aquí.

$$P_c(i) \geq 0 \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\} \quad (4.50)$$

$$P_d(i) \geq 0 \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\} \quad (4.51)$$

$$P_c(i) \leq P_{c.ef.max} / \eta_c \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\} \quad (4.52)$$

$$P_d(i) \leq \min(\eta_d \cdot P_{d.ef.max}, P_{dem}(i)) \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\} \quad (4.53)$$

$$P_{contValle} \geq P_{contLlano} \quad (4.54)$$

$$P_{contLlano} \geq P_{contPunta} \quad (4.55)$$

$$E(t = -1) + \sum_{i=0}^t \Delta t \cdot (\eta_c \cdot P_c(i) - P_d(i) / \eta_d) \leq E_{max} \quad \forall t \in \{0, 1, \dots, N-1\} \quad (4.56)$$

$$E(t = -1) + \sum_{i=0}^t \Delta t \cdot (\eta_c \cdot P_c(i) - P_d(i) / \eta_d) \geq E_{min} \quad \forall t \in \{0, 1, \dots, N-1\} \quad (4.57)$$

Cabe destacar que los resultados de la discusión llevada a cabo en la sección 4.2.2 continúan siendo válidos. Es decir, P_c y P_d no deben ser distintas de cero en el mismo intervalo, pero no es necesario imponer esta restricción explícitamente.

Capítulo 4. Modelado del problema e implementación de su solución

Restricción: continuidad de la evolución de la energía almacenada

Nótese que para que las curvas de un mes puedan ser representadas por las de un único día, concatenadas tantas veces como días tenga el mes, debe cumplirse que la energía a las 00:00 y a las 24:00 horas coincida. Si esto no ocurriera, existiría una discontinuidad en la energía almacenada en cada uno de los días del correspondiente mes. Como esta discusión aplica a cada uno de los meses y además tampoco puede haber discontinuidad en la transición entre ellos, es que se plantean las restricciones siguientes.

$$\boxed{E\left(t = \frac{m \cdot N}{12} - 1\right) = E_{inicial} \quad \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\}} \quad (4.58)$$

Donde debe cumplirse que:

$$\boxed{E_{inicial} \leq E_{max}} \quad (4.59)$$

$$\boxed{E_{inicial} \geq E_{min}} \quad (4.60)$$

Aunque $E_{inicial} = E_{min}$ constituye el caso óptimo para gran parte de los patrones típicos de consumo, nada impide que dicha variable tome un valor distinto, si es que eso implica una reducción en el costo de la factura. Por lo que $E_{inicial}$ debe ser una variable del proceso de optimización, bajo las restricciones anteriores.

4.2.4. Minimización de la degradación para un costo dado

Se quiere plantear ahora la formulación matemática de un nuevo problema, que consiste en encontrar cuál de todas las soluciones que minimizan el costo, es la que provoca una menor degradación en las baterías del BESS.

Para resolverlo, primero debe obtenerse la solución al problema presentado en la sección 4.2.2 o 4.2.3, para así determinar cuál es el costo mínimo a abonar por conceptos de potencia y energía, al utilizar el BESS. Luego, se debe minimizar una función que modela la degradación de las baterías, bajo la restricción de que el costo sea igual al costo mínimo encontrado previamente, lo que da lugar a hallar cuál de las soluciones al problema económico, es la mejor para la salud del sistema.

En esta etapa se considera a la degradación como una función de las potencias de carga y descarga de la batería. Como se quiere minimizar la degradación, dicha función desempeñará el rol de función objetivo.

Es importante recalcar que este proceso de optimización carece de sentido por si solo, y debe ser entendido como una continuación de los procesos anteriores.

Un modelo de degradación en particular

Según [27] la capacidad remanente en la batería en el instante t -ésimo ($C(t)$) puede calcularse como:

$$C(t) = C(t - 1) - C_0 \cdot x(i = t) \quad (4.61)$$

4.2. Formulación matemática

Donde $x(i)$ representa la fracción de la capacidad inicial (C_0), perdida durante el intervalo i , y se expresa de la siguiente forma:

$$x(i) = \Delta t \left(\alpha_1 \left(\frac{P_c(i) + P_d(i)}{C_0} \right)^2 + \alpha_2 \left(\frac{P_c(i) + P_d(i)}{C_0} \right) \right) \quad (4.62)$$

Siendo α_1 y α_2 coeficientes determinados mediante ensayos, y que para el caso particular presentado en [27] toman valores $\alpha_1 = 1 \times 10^{-5}$ y $\alpha_2 = 1,5 \times 10^{-4}$. Las capacidades C y C_0 son medidas en kWh.

Entonces, la capacidad remanente al finalizar el periodo de estudio se calcula como:

$$C(t = N - 1) = C(t = -1) - C_0 \cdot x(i = 0) - C_0 \cdot x(i = 1) \dots - C_0 \cdot x(i = N - 1) \quad (4.63)$$

Es fácil notar que maximizar $C(t = N - 1)$ es equivalente a minimizar $\sum_{i=0}^{N-1} x(i)$.

Función objetivo

Según la discusión presentada en la sección B del apéndice, el resultado de la minimización de la degradación no depende de la función f de degradación utilizada siempre y cuando se cumpla que $f : \mathbb{R}_{\geq 0} \rightarrow \mathbb{R}_{\geq 0}$ es una función de clase C^2 en su dominio, con $f'(y) > 0$ y $f''(y) > 0 \quad \forall y \in \mathbb{R}, y \geq 0$.

La función x del modelo presentado en la sección anterior cumple con las condiciones pedidas para la función f . Para convencerse de esto, debe recordarse que $P_c(i)$ y $P_d(i)$ no son distintas de cero en simultáneo, por lo que x actúa como una función de una variable (P_c o P_d) para los grupos de variables mencionados en la sección B.

Con esto en mente, el resultado de la minimización de la degradación no dependerá de los coeficientes α_1 y α_2 , que son propios de cada batería. Más aún, no dependerá del modelo utilizado, siempre y cuando se cumplan las hipótesis pedidas. Basado en eso, se elige como función f , y por lo tanto, como función objetivo, a la siguiente:

$$f_{obj} = \sum_{i=0}^{N-1} P_c(i)^2 + P_d(i)^2 \quad (4.64)$$

Definiciones adicionales

- ***costo_{en.min}*** es un parámetro que indica el costo a abonar por concepto de energía eléctrica, expresado en pesos uruguayos, que resulta de aplicar previamente la estrategia de minimización de la factura eléctrica, con los mismos valores numéricos de los parámetros.
- ***maxPredValle***, ***maxPredLlano*** y ***maxPredPunta*** son parámetros que representan los valores máximos de P_{red} , en los tramos horarios valle, llano y punta respectivamente. Estos valores se obtienen a partir de la solución del problema de optimización del costo de la factura eléctrica.

Capítulo 4. Modelado del problema e implementación de su solución

Restricciones

Como ya se dijo, se quiere que el costo de la energía que resulte de este proceso de optimización, coincida con el obtenido al minimizar el costo de la factura eléctrica. Para esto, se impone la siguiente restricción:

$$\boxed{\sum_{i=0}^{N-1} \Delta t \cdot \text{costo}_{en}(i) \cdot (P_c(i) + P_{dem}(i) - P_d(i)) = \text{costo}_{en_min}} \quad (4.65)$$

Además, se quiere que los cargos por potencia también permanezcan incambiables. Para esto, resulta suficiente con imponer que en cada intervalo, $P_{red}(i)$ sea menor o igual a las cotas que fueron fijadas por la minimización del costo de la factura. Es decir,

$$\boxed{\begin{aligned} P_c(i) + P_{dem}(i) - P_d(i) &\leq \text{valle}(i) \cdot \text{maxPredValle} \\ &+ \text{llano}(i) \cdot \text{maxPredLlano} \\ &+ \text{punta}(i) \cdot \text{maxPredPunta} \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\} \end{aligned}} \quad (4.66)$$

El resto de restricciones son similares a las ya expuestas en los procesos de optimización ya vistos, de igual forma se explicitan aquí también.

$$\boxed{P_c(i) \geq 0 \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\}} \quad (4.67)$$

$$\boxed{P_d(i) \geq 0 \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\}} \quad (4.68)$$

$$\boxed{P_c(i) \leq P_{c_ef_max} / \eta_c \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\}} \quad (4.69)$$

$$\boxed{P_d(i) \leq \min(\eta_d \cdot P_{d_ef_max}, P_{dem}(i)) \quad \forall i \in \{0, 1, \dots, N-1\}} \quad (4.70)$$

$$\boxed{E_{inicial} + \sum_{i=0}^t \Delta t \cdot (\eta_c \cdot P_c(i) - P_d(i) / \eta_d) \leq E_{max} \quad \forall t \in \{0, 1, \dots, N-1\}} \quad (4.71)$$

$$\boxed{E_{inicial} + \sum_{i=0}^t \Delta t \cdot (\eta_c \cdot P_c(i) - P_d(i) / \eta_d) \geq E_{min} \quad \forall t \in \{0, 1, \dots, N-1\}} \quad (4.72)$$

$$\boxed{E_{inicial} \leq E_{max}} \quad (4.73)$$

$$\boxed{E_{inicial} \geq E_{min}} \quad (4.74)$$

$$\boxed{E(t = N-1) = E_{inicial}} \quad (4.75)$$

Se vuelve a remarcar que los resultados de la discusión llevada a cabo en la sección 4.2.2 continúan siendo válidos. Es decir, P_c y P_d no deben ser distintas de cero en el mismo intervalo, pero no es necesario imponer esta restricción explícitamente.

4.3. Implementación

En esta sección se aborda la implementación computacional desarrollada, a efectos de resolver los problemas matemáticos planteados previamente. Además, se describen algunas funciones creadas con el fin de analizar los resultados obtenidos o desempeñar tareas auxiliares.

4.3.1. Modularización del código

El software desarrollado consta de varias funciones, las cuales se agrupan en distintos archivos según las características que comparten. Estos últimos se describen a continuación.

- `unDiaPorAño`: Aquí se encuentran las funciones que implementan los procesos de optimización, en los cuales un único día representa todo el consumo anual.
- `unDiaPorMes`: Aquí se encuentran las funciones que implementan los procesos de optimización, en los cuales el consumo anual está representado por doce días tipo, cada uno correspondiente a un mes del año.
- `degradacion`: Contiene a la función que minimiza la degradación.
- `analisis`: Reúne las funciones que analizan los resultados obtenidos de los procesos de optimización, contenidos en el resto de los archivos.

Las secciones E, F, G y H del apéndice, incluyen a cada uno de estos archivos. Se aclara que para referirse a una función llamada `nombreFuncion` contenida en el archivo `nombreArchivo`, se usa la nomenclatura `nombreArchivo.nombreFuncion`.

Se dispone de dos archivos adicionales llamados `unDiaPorAño_main` y `unDiaPorMes_main`, en los cuales se ejecutan algunas de las funciones creadas, para los casos en que se dispone del consumo típico de un día por año o de un día por mes, respectivamente.

4.3.2. Programación lineal

Para resolver computacionalmente los problemas de programación lineal, se recurre a la función `linprog` de la biblioteca SciPy en Python. Esta herramienta resuelve problemas del tipo:

$$\min_x c^T x \quad (4.76)$$

$$\text{sujeto a } A_{ub}x \leq b_{ub}, \quad (4.77)$$

$$A_{eq}x = b_{eq}, \quad (4.78)$$

$$l \leq x \leq u \quad (4.79)$$

Siendo x el vector de variables de decisión. Las entradas del proceso de optimización son los vectores c , b_{ub} , b_{eq} , l y u ; y las matrices A_{ub} y A_{eq} . A diferencia del vector x , las demás entradas mencionadas son constantes para el proceso de optimización.

Capítulo 4. Modelado del problema e implementación de su solución

La cantidad de filas del vector x debe coincidir con el tamaño de los vectores l y u y con la cantidad de columnas del vector c^T y de las matrices A_{ub} y A_{eq} . Además, la cantidad de filas de esas matrices deben coincidir con el tamaño de los vectores b_{ub} o b_{eq} , según corresponda.

La función objetivo se expresa como $c^T x$, por lo tanto, no puede tener términos independientes del vector x . Sin embargo, esto no representa un problema pues el vector x solución que minimiza $c^T x$, también minimizará $c^T x + k$ con k una constante.

Los términos de las restricciones pueden necesitar ser reordenados para cumplir con el formato pedido. Esto es, los términos en los que intervienen los elementos del vector x deben ubicarse a la izquierda del símbolo de igual o de menor o igual, y el resto a la derecha. Luego, resulta sencillo expresar cada restricción como la relación entre una constante y el producto entre un vector fila y el vector x . Para expresar todas las restricciones en simultáneo, se agrupan los vectores fila para formar matrices y las constantes en vectores de constantes. Siendo las inecuaciones o ecuaciones expresadas entre vectores, representantes de relaciones componente a componente.

Si bien las restricciones que involucran a una única variable del vector x pueden expresarse con el formato anterior, se decide materializarlas a través de los vectores l y u , imponiendo que $l \leq x \leq u$. Si para algún elemento de x no existe cota, el correspondiente elemento de l o u , adquiere valores $-\infty$ o $+\infty$ respectivamente.

Nótese que no se dispone de una forma explícita de generar desigualdades del tipo menor o igual respecto de alguna combinación lineal del vector x . Para representar la inecuación $v^T x \geq k$ con v un vector y k una constante, es necesario usar su forma equivalente $(-v^T)x \leq -k$.

En las siguientes secciones se hace uso de lo aquí expuesto para dar solución a algunos de los problemas planteados.

Función unDiaPorAño.minimizarFactura

Se implementó la función

minimizarFactura(deltaT, eta_c, eta_d, E_max, E_min, P_ef_max, P_ef_max, P_dem, costo_en, costo_potContValle, costo_potContLlano, costo_potContPunta).

La cual tiene como objetivo encontrar la solución al problema de minimización planteado en la sección 4.2.2.

Los parámetros de la función se muestran entre paréntesis en la sentencia anterior. Los nombres de los mismos pueden diferir ligeramente respecto de los presentados en las secciones de definición, por ejemplo, lo que antes era llamado Δt ahora se denomina como deltaT . Estos cambios son lo suficientemente intuitivos, de modo que no generan obstáculos para la comprensión.

El vector x del problema de programación lineal se construye como la concatenación de las N variables correspondientes a P_c , dispuestas con índice creciente, seguidas de las N variables P_d ubicadas según el mismo criterio, las tres variables $P_{contValle}$, $P_{contLlano}$ y $P_{contPunta}$ en ese orden y finalmente la variable $E_{inicial}$.

4.3. Implementación

$$x = [P_c(0), P_c(1), \dots, P_c(N-1), P_d(0), P_d(1), \dots, P_d(N-1), P_{contValle}, P_{contLlano}, P_{contPunta}, E_{inicial}] \quad (4.80)$$

El vector x tiene $2*N+3+1$ elementos. Si $N = 96$ su tamaño es 196. La matriz A_{ub} tiene 290 filas, cada una representando una restricción, mientras la matriz A_{eq} tiene tan solo una. El resto de las restricciones se expresan mediante los vectores l y u , imponiendo $l \leq x \leq u$. En la sección A del apéndice se ejemplifica de qué forma se imponen las restricciones al proceso de optimización computacional.

La función retorna la siguiente información: **x_{sol} , $P_{contValle}$, $P_{contLlano}$, $P_{contPunta}$ y $costo_{en_{min}}$** . Donde x_{sol} es el vector x solución del problema.

Función unDiaPorMes.minimizarFactura

La función que se define a continuación tiene por objetivo implementar la solución al problema planteado en la sección 4.2.3.

minimizarFactura(deltaT, eta_c, eta_d, E_max, E_min, P_c_ef_max, P_d_ef_max, P_red_max, frontera_potEx, P_dem, costo_en, costo_potContValle, costo_potContLlano, costo_potContPunta, costo_potEx1, costo_potEx2)

El vector x se construye como sigue.

$$x = [P_c(0), \dots, P_c(N-1), P_d(0), \dots, P_d(N-1), P_{contValle}, P_{contLlano}, P_{contPunta}, P_{exValle1}(1), P_{exLlano1}(1), P_{exPunta1}(1), \dots, P_{exValle1}(2), \dots, P_{exPunta1}(12), P_{exValle2}(1), P_{exLlano2}(1), P_{exPunta2}(1), \dots, P_{exValle2}(2), \dots, P_{exPunta2}(12), E_{inicial}] \quad (4.81)$$

Dicho vector tiene $2*N+3+3*12*2+1$ elementos. Si $N = 96*12$ su tamaño es 2380. La matriz A_{ub} tiene 5762 filas, cada una representando una restricción, mientras la matriz A_{eq} tiene tan solo 12. El resto de las restricciones se expresan mediante los vectores l y u , imponiendo $l \leq x \leq u$.

Finalmente, la función retorna **x_{sol} , $P_{contValle}$, $P_{contLlano}$ y $P_{contPunta}$** .

En la sección C del apéndice se discute sobre la optimalidad de los resultados de este proceso de optimización.

4.3.3. Programación cuadrática

Resulta evidente que no será posible resolver el problema planteado en la sección 4.2.4 mediante programación lineal. Pues, aunque las restricciones continúan siendo lineales, la función objetivo ya no lo es más. Los problemas de optimización con restricciones lineales y funciones objetivo de segundo grado, pueden ser resueltos con métodos de programación cuadrática.

Capítulo 4. Modelado del problema e implementación de su solución

Para esto se recurre a la función `solve_qp` de la biblioteca `qpsolvers` en Python. En específico se emplea el solver HiGHS, aunque fácilmente puede elegirse otro. Esta herramienta resuelve problemas del tipo:

$$\min_x \frac{1}{2}x^T Px + q^T x \quad (4.82)$$

$$\text{sujeto a } Gx \leq h, \quad (4.83)$$

$$Ax = b, \quad (4.84)$$

$$lb \leq x \leq ub \quad (4.85)$$

Siendo x el vector de variables de decisión. Las entradas del proceso de optimización son los vectores q , h , b , lb y ub ; y las matrices G , A y P . Se requiere que esta última sea semidefinida positiva.

Los términos de las restricciones pueden necesitar ser reordenados para cumplir con el formato pedido. Esto es, los términos en los que intervienen los elementos del vector x deben ubicarse a la izquierda del símbolo de igual o de menor o igual, y el resto a la derecha. Luego, resulta sencillo expresar cada restricción como la relación entre una constante y el producto entre un vector fila y el vector x . Para expresar todas las restricciones en simultáneo, se agrupan los vectores fila para formar matrices y las constantes en vectores de constantes. Siendo las inecuaciones o ecuaciones expresadas entre vectores, representantes de relaciones componente a componente.

Si bien las restricciones que involucran a una única variable del vector x pueden expresarse con el formato anterior, se decide materializarlas a través de los vectores lb y ub , imponiendo que $lb \leq x \leq ub$. Si para algún elemento de x no existe cota, el correspondiente elemento de lb o ub adquiere valores $-\infty$ o $+\infty$ respectivamente.

Al igual que en el caso de programación lineal, aquí tampoco se dispone de una forma explícita de generar desigualdades del tipo menor o igual, respecto de alguna combinación lineal del vector x . Para representar la inecuación $v^T x \geq k$ con v un vector y k una constante, es necesario usar su forma equivalente $(-v^T)x \leq -k$.

En la siguiente sección se hace uso de lo aquí expuesto para dar solución al problema de la minimización de la degradación.

Función `degradacion.minimizarDegradacion`

La función que aquí se describe tiene como objetivo implementar la solución al problema planteado en la sección 4.2.4. A continuación se presenta la declaración de la misma:

```
minimizarDegradacion(deltaT, eta_c, eta_d, E_max, E_min,  
P_c_ef_max, P_d_ef_max, P_dem, costo_en, costo_en_min,  
maxPredValle, maxPredLlano, maxPredPunta, tol_costo_min)
```

Donde todos los parámetros, salvo `tol_costo_min`, coinciden con los definidos en la sección correspondiente a la formulación matemática. La función retorna únicamente el vector `x_sol`.

4.3. Implementación

El vector x tiene $2 * N + 1$ elementos (si $N = 96$ su tamaño es 193) y se construye como sigue:

$$x = [P_c(0), P_c(1), \dots, P_c(N - 1), P_d(0), P_d(1), \dots, P_d(N - 1), E_{inicial}] \quad (4.86)$$

Para implementar la solución, es necesario traducir el problema al formato de programación cuadrática. La función objetivo a representar es $f_{obj} = \sum_{i=0}^{N-1} P_c(i)^2 + P_d(i)^2$, que, al no tener términos lineales respecto de los elementos del vector x , causa que el vector q sea nulo. La matriz P tiene elementos distintos de cero únicamente en su diagonal, la cual se compone de entradas de valor 2, salvo la última que también es 0. Por lo tanto, cumple con el requisito de ser semidefinida positiva, pues todos sus valores propios son mayores o iguales a cero.

Si bien la restricción del costo de energía mínimo fue inicialmente planteada como una igualdad, para evitar dificultades al momento de encontrar la solución, se decide plantearla como la combinación de las siguientes dos desigualdades:

$$\sum_{i=0}^{N-1} \Delta t \cdot \text{costo}_{en}(i) \cdot (P_c(i) + P_{dem}(i) - P_d(i)) \leq \left(1 + \frac{\text{tol}_{\text{costo}_{min}}}{100}\right) \cdot \text{costo}_{en_min} \quad (4.87)$$

$$\sum_{i=0}^{N-1} \Delta t \cdot \text{costo}_{en}(i) \cdot (P_c(i) + P_{dem}(i) - P_d(i)) \geq \left(1 - \frac{\text{tol}_{\text{costo}_{min}}}{100}\right) \cdot \text{costo}_{en_min} \quad (4.88)$$

Donde $\text{tol}_{\text{costo}_{min}}$ representa una tolerancia porcentual respecto del valor de costo_{en_min} . Como todos los casos ejecutados pudieron ser resueltos con $\text{tol}_{\text{costo}_{min}} = 0$, se adoptó dicho valor. Sin embargo, en caso de ser necesario, puede modificarse.

La matriz G y el vector h tienen 290 filas mientras que la matriz A y el vector b solo tienen una.

4.3.4. Funciones de análisis

En esta sección se presentan distintas funciones, que resultan útiles para analizar los resultados obtenidos de los procesos de optimización anteriores.

Función analisis.ahorro

La función ahorro, cuya declaración se muestra a continuación, tiene como objetivo calcular los costos asociados al consumo de energía y de potencia, tanto cuando el BESS se encuentra operando como previamente.

ahorro(deltaT, x_sol, P_red_max, frontera_potEx, P_dem, costo_en, costo_potContValle, costo_potContLlano, costo_potContPunta, costo_en_previo, costo_potContValle_previo, costo_potContLlano_previo, costo_potContPunta_previo, costo_potEx1, costo_potEx2, imprimir)

Capítulo 4. Modelado del problema e implementación de su solución

Para cumplir con sus objetivos, la función hace uso de los parámetros mostrados previamente. Deben proveerse tanto los precios asociados a la energía como a la potencia, diferenciando aquellos correspondientes a la categoría tarifaria que se tiene previo a incorporar el BESS (identificados mediante la terminación `_previo`), de los que se aplican una vez el sistema esté instalado. En caso de no existir cambios en la categoría tarifaria, simplemente se repiten los valores para los parámetros semejantes.

El vector `x_sol` se obtiene de haber ejecutado previamente la función `unDiaPorAño.minimizarFactura` o `unDiaPorMes.minimizarFactura`. El parámetro `imprimir` es de tipo booleano, y en caso de adquirir valor `True`, despliega en la terminal una tabla con información económica extendida.

Todos los valores de retorno son vectores, cuyos elementos representan los costos correspondientes a cada uno de los meses. Siendo su primer elemento el asociado a enero y el último a diciembre. Para el caso en que se dispone de un día típico por mes, los cálculos económicos consideran los recargos por concepto de potencia excedentaria, tanto antes como después de la instalación del BESS.

Los valores de retorno se listan a continuación:

- ***costo_energia_sinBat***: Indica el costo de la energía consumida de la red en cada mes, previo a la instalación del BESS.
- ***costo_energia_conBat***: Análogo al vector anterior, pero con el BESS en funcionamiento.
- ***costo_total_sinBat***: Reúne los costos asociados al consumo de energía y de potencia, previos a la incorporación del sistema de almacenamiento.
- ***costo_total_conBat***: Análogo al punto anterior, pero considerando la operación óptima del BESS.

Función `analisis.t_retorno_inversion_y_ahorro_en_vida_util`

Se dispone de la siguiente función, la cual pretende calcular el tiempo de retorno de la inversión, y el ahorro producido a lo largo de toda la vida útil del BESS.

t_retorno_inversion_y_ahorro_en_vida_util(inversion_inicial_dolares, costo_total_sinBat, costo_total_conBat, porcentaje_ajuste_mensual, porcentaje_incremento_tarifa_anual, vidaUtilMeses, pesosPorDolar, mes_inicial, imprimir)

Donde los parámetros `costo_total_sinBat` y `costo_total_conBat`, son los valores retornados por la función `analisis.ahorro`, ejecutada luego de haber obtenido la solución al problema de optimización.

A continuación se explican con más detalle algunos de los nuevos parámetros:

- ***inversion_inicial_dolares***: Como su nombre lo indica, refiere al monto, en dólares americanos, que fue invertido inicialmente en la adquisición y puesta en marcha del BESS.

4.3. Implementación

- `porcentaje_ajuste_mensual`: Se trata del porcentaje de inflación mensual en pesos, que se estima se tendrá durante la vida útil del BESS.
- `porcentaje_incremento_tarifa_anual`: Se refiere al porcentaje de aumento anual, en el precio de la energía y de la potencia contratada, en todas sus franjas. Se asume constante para todos los años abarcados por la vida útil del BESS.
- `vidaUtilMeses`: Se define como la cantidad de meses en que estará operativo el BESS.
- `pesosPorDolar`: Se trata de la cantidad de pesos necesarios para comprar un dólar.
- `mes_inicial`: Se refiere al número correspondiente al mes en que se inició la operación del BESS. Por ejemplo, si fue en enero debe tomar valor 1.

La función busca traducir el ahorro que genera el BESS en el mes i -ésimo, a su valor equivalente al momento de realizar la inversión.

Sea $dineroMes(0)$ una suma de dinero inicial, y sea $dineroMes(i)$ el monto equivalente que se tiene luego del mes i -ésimo. Por definición de *porcentaje_ajuste_mensual* se tiene que:

$$dineroMes(i) = \left(1 + \frac{porcentaje_ajuste_mensual}{100}\right) \cdot dineroMes(i-1) \quad (4.89)$$

Aplicando recursivamente el resultado anterior y despejando:

$$dineroMes(0) = \left(1 + \frac{porcentaje_ajuste_mensual}{100}\right)^{-i} \cdot dineroMes(i) \quad (4.90)$$

Para calcular el tiempo de retorno de la inversión, la función considera los ahorros mensuales que se tienen para cada mes, y los traduce a su valor equivalente al momento en que se inició la operación, a través de la ecuación 4.90. Luego, acumula estos valores hasta que se supera la inversión inicial realizada. En ese momento se considera que la inversión ha sido retornada y se registra el tiempo medido en meses (`m_retorno_ajustado`), que tardó en ocurrir dicho suceso.

Siguiendo la misma estrategia, se calcula el valor ajustado del ahorro generado durante la vida útil del BESS, expresado en valores constantes del momento de la puesta en marcha del sistema.

Para el cálculo de todas las salidas de esta función, se asume que en cada enero se produce un aumento de la tarifa eléctrica, que afecta en igual proporción a todos los conceptos de facturación y por lo tanto al ahorro obtenido en cada mes.

El funcionamiento básico de la función en cuestión, se explica a través del siguiente pseudocódigo.

```
1 ahorro_acumulado_ajustado = 0
2 i = 0
3 Mientras no se hayan calculado m_retorno_ajustado y
  ahorro_ajustado_vida_util y el número de iteraciones
  i sea menor a una cota:
```

Capítulo 4. Modelado del problema e implementación de su solución

```
4     m = mes_inicial + i
5     i = i + 1
6     factor_de_ajuste = (1 + porcentaje_ajuste_mensual /
7         100)^(-i)
8     ahorro_mensual_ajustado = ahorro_costo_total[(m - 1)
9         % 12] * factor_de_ajuste
10    ahorro_acumulado_ajustado =
11        ahorro_acumulado_ajustado +
12        ahorro_mensual_ajustado
13    Si por primera vez se cumple
14    ahorro_acumulado_ajustado >
15    inversion_inicial_pesos:
16        m_retorno_ajustado = i
17    Si i == vidaUtilMeses:
18        ahorro_ajustado_vida_util =
19            ahorro_acumulado_ajustado
20    Si el siguiente mes es enero:
21        ahorro_costo_total = ahorro_costo_total * (1 +
22            porcentaje_incremento_tarifa_anual / 100)
```

Finalmente la función retorna *m_retorno_ajustado* y *ahorro_ajustado_vida_util_dolares*, donde este último es el correspondiente en dólares del resultado *ahorro_ajustado_vida_util*. Si se desea obtener estos valores, pero sin considerar los ajustes ni el incremento en las tarifas, se debe imponer *porcentaje_ajuste_mensual=0* y *porcentaje_incremento_tarifa_anual=0*. Si el tiempo de retorno de la inversión es superior a 100 años, se retorna *m_retorno_ajustado = False*.

Es importante señalar que los resultados de este análisis pretenden realizar una primera evaluación económica del proyecto de inversión. Un estudio completo debe considerar el esquema de financiamiento y de incentivos tributarios.

Función *analisis.cap_banco_optima*

Se define la capacidad del BESS óptima (valor entero expresado en kWh), como aquella que maximiza el retorno de inversión, es decir, la resta entre el ahorro generado durante toda la vida útil y la inversión realizada.

La función que se declara a continuación retorna únicamente el valor de la capacidad de banco óptima (*capacidad_optima*), a partir de los parámetros que se señalan.

```
cap_banco_optima(inversion_en_dolares_por_kWh, deltaT, eta_c,  
eta_d, E_max_fracc, E_min_fracc, C_rate_carga, C_rate_descarga,  
P_red_max, frontera_potEx, P_dem, costo_en, costo_potContValle,  
costo_potContLlano, costo_potContPunta, costo_en_previo,  
costo_potContValle_previo, costo_potContLlano_previo,  
costo_potContPunta_previo, costo_potEx1, costo_potEx2,  
porcentaje_ajuste_mensual, porcentaje_incremento_tarifa_anual,  
vidaUtilMeses, pesosPorDolar, mes_inicial)
```

4.3. Implementación

Donde el parámetro `inversion_en_dolares_por_kWh`, tal como su nombre lo indica, se refiere al monto en dólares que debe invertirse por cada kWh de capacidad del BESS.

Comenzando con un banco de capacidad 0 kWh, se calcula el incremento en el ahorro obtenido durante la vida útil del BESS, en caso de aumentar en 1 kWh su capacidad. Se repite este proceso, hasta que el aumento en el ahorro producido por el último kWh agregado, sea inferior a la inversión que el mismo trae aparejada. Se elige como capacidad óptima, a la que se tiene previo a que se cumpla esta condición. La metodología utilizada es, en definitiva, la aplicación de la teoría marginalista.

Nótese que esta elección es coherente con la definición de capacidad óptima dada inicialmente, siempre y cuando el ahorro generado por cada kWh extra sea decreciente conforme se aumenta la capacidad del BESS. Esto se debe a que, en este caso, una vez que el ahorro generado por el kWh agregado es menor a la inversión que trae aparejada, esto volverá a repetirse para todos los subsiguientes incrementos de la capacidad, pues el aumento en la inversión por kWh agregado se asume constante. Entonces, todos estos kWh generarán una contribución de signo negativa al retorno de inversión, lo que significa que se habrá alcanzado su máximo en el valor que fue definido para la capacidad óptima.

Obsérvese que la condición de que el ahorro generado por cada kWh extra sea decreciente, es razonable. Como se busca minimizar el costo de la factura, cada kWh agregado será destinado a generar el máximo ahorro posible, lo que significa que los subsiguientes incrementos de capacidad tendrán menor potencialidad de generar ahorro. Esto puede evidenciarse mediante la función `analisis.ahorro_ajustado_vs_inversion`, detallada en la sección D.0.3 del apéndice, la cual permite observar el ahorro ajustado obtenido durante la vida útil, en función de la capacidad del BESS. Si dicha curva tiene concavidad negativa, se comprueba el cumplimiento de la hipótesis.

A continuación se muestra el pseudocódigo que implementa el comportamiento descrito.

```
1  capacidad_banco=-1
2  Mientras ahorro_del_kWh_agregado >
      inversion_en_dolares_por_kWh*:
3      capacidad_banco = capacidad_banco + 1
4      inversion_inicial_dolares = capacidad_banco *
          inversion_en_dolares_por_kWh
5      Calcular E_max, E_min, P_c_ef_max y P_d_ef_max
6      Ejecutar la función minimizarFactura correspondiente
7      Ejecutar la función ahorro **
8      Ejecutar la función
          t_retorno_inversion_y_ahorro_en_vida_util **
9      Calcular ahorro_del_kWh_agregado (a partir de lo
          retornado por la función anterior y del registro
          de la iteración previa)
10 Retornar capacidad_optima = capacidad_banco - 1
```

Capítulo 4. Modelado del problema e implementación de su solución

```
11
12 * Se fuerza el ingreso al bucle al menos dos veces
13 ** Usa parámetros que se obtienen a partir de la
14 ejecución de la función anterior
```

Donde en cada iteración se recalculan los valores de E_{max} , E_{min} , $P_{c_ef_max}$ y $P_{d_ef_max}$, necesarios para la ejecución de la función `minimizarFactura`. Para esto, se dispone de los parámetros E_{max_fracc} y E_{min_fracc} , que representan las fracciones máximas y mínimas de la capacidad del banco, entre las cuales se permite variar la energía almacenada. Es decir, en cada iteración se fija:

$$E_{max} = E_{max_fracc}.capacidad_banco \quad (4.91)$$

$$E_{min} = E_{min_fracc}.capacidad_banco \quad (4.92)$$

A su vez, los parámetros C_{rate_carga} y $C_{rate_descarga}$ representan, como su nombre lo indica, los máximos valores de C-rate admitidos para la carga y descarga respectivamente.

$$P_{c_ef_max} = C_{rate_carga}.capacidad_banco \quad (4.93)$$

$$P_{d_ef_max} = C_{rate_descarga}.capacidad_banco \quad (4.94)$$

4.3.5. Funciones adicionales

En el capítulo D del apéndice se presentan algunas funciones extra.

Capítulo 5

Análisis de resultados

Este capítulo, se centra en evaluar y analizar los resultados que se obtienen al utilizar el software desarrollado.

En primer lugar, se valida el correcto funcionamiento de la herramienta. Luego, se alimenta el software con el patrón de demanda de un gran consumidor y se detallan los diferentes resultados obtenidos. Se hace especial énfasis en el aspecto económico, calculando los potenciales ahorros que el BESS puede generar y discutiendo acerca de los mismos. Por último, se realiza una prueba de laboratorio en la que se ensaya una batería usada, bajo consignas de funcionamiento propias de un BESS, con el fin de verificar su capacidad de cumplir con las mismas.

5.1. Validación

Primero, se buscó validar el correcto funcionamiento del software desarrollado. Para hacer esto, se tomaron curvas de potencia demandada arbitrarias, para las que se conoce cuál es el comportamiento que debe seguir un BESS, con el fin de maximizar los beneficios que genera. Luego, se alimentó al código con estas curvas, y se verificó que las consignas de funcionamiento que devuelve sean las esperadas.

Para los tres casos detallados a continuación, el BESS se asumió de 150 kWh de capacidad, y se limitó el C-rate máximo de carga y descarga a 1C (150 kW). A su vez, se impuso que la energía almacenada dentro del mismo se mantenga en todo momento entre un 80% y 20% de su capacidad (120 kWh y 30 kWh), lo que significa que puede absorber de la red (considerando la eficiencia) un máximo de 94.74 kWh sin descargarse (o descargar un máximo de 85.5 kWh sin cargarse). Por otro lado, se consideró que el consumidor pertenece a la categoría tarifaria suscriptores con generación.

5.1.1. Demanda plana en punta

En este escenario se considera que la potencia eléctrica demandada es nula durante todo el día, a excepción del período entre las 18 y las 22 horas (período punta, ver sección 2.2) en que la misma es constante e igual a 20 kW. Para esta

Capítulo 5. Análisis de resultados

potencia demandada el consumo energético total es de 80 kWh ($20 \text{ kW} \times 4 \text{ h}$), energía que el BESS es capaz de entregar de forma ininterrumpida (pues es menor que 85.5 kWh). A su vez, la potencia eléctrica demandada no supera en ningún momento a la máxima potencia de descarga del sistema (150 kW). A partir de esto, se concluye que el BESS es capaz de suministrar la totalidad del consumo por sí solo, sin aporte energético directo desde la red.

Los 80 kWh son demandados durante el período horario punta, momento en el cual el kWh tiene un mayor precio. Por ende, se encuentra dentro del interés económico trasladar este consumo al período valle (de 00:00 a 07:00), dónde el precio por kWh es mínimo. Como el BESS es capaz de almacenar y suministrar la totalidad de la energía demandada, se tiene que lo ideal es que el banco consuma dicha energía entre las 00:00 y 07:00, la almacene, y luego se encargue de alimentar el consumo cuando el cliente lo demande.

Por otro lado, en caso de no tener un BESS instalado, el cliente debería contratar una potencia de 20 kW en punta, con el fin de no pagar recargos por potencia excedentaria, ni pagar por una potencia mayor a la que efectivamente consume. Esto implicaría a su vez, contratar 20 kW en llano y valle, al exigir el pliego tarifario la relación Potencia Contratada en Punta \leq Potencia Contratada en Llano \leq Potencia Contratada en Valle. Por ende, el beneficio económico por conceptos de potencia es máximo, si se desplaza el consumo desde la red al período horario valle, dado que aquí el valor del kW contratado es el menor posible, y a su vez, esto otorgaría la posibilidad de reducir la potencia contratada en llano y punta, sin violar la relación exigida en pliego. Se tiene también que el beneficio se maximiza cuando el consumo en valle se realiza, demandando la mínima potencia posible desde la red, dado que el monto a pagar por conceptos de potencia depende de este valor.

En resumen, el comportamiento óptimo a seguir por el BESS consiste en consumir desde la red durante el tramo valle toda la energía que demanda el cliente, con la mínima potencia de carga posible; y luego descargarse en punta, de forma de alimentar la totalidad del consumo del usuario.

Las consignas de funcionamiento para el BESS, que dictamina el software en base al patrón de demanda descrito, se pueden ver en las gráficas 5.1 y 5.2. Se observa que las mismas coinciden con el comportamiento óptimo que se discutió anteriormente. El software devuelve como consigna que el BESS se cargue desde la red a potencia constante, durante todo el tramo horario valle, lo cual es concordante con minimizar la máxima potencia demandada de la red.

Los resultados devueltos por la herramienta, marcan que el BESS es el encargado de suministrar toda la potencia demandada por el cliente, al ser la curva de descarga igual a la de demanda del consumidor. Se destaca por último que, según el software, la energía que se consume desde la red en valle es de 88,64 kWh. Esto es concordante con los rendimientos de carga y descarga que se setearon como parámetros en el código, pues se asumen ambos de 95 %, lo que representa una eficiencia del ciclo carga descarga del 90,25 %, teniendo que consumir el BESS 88,64 kWh desde la red, para poder suministrarle 80 kWh al cliente ($88,64 \text{ kWh} \times 90,25 \% = 80 \text{ kWh}$).

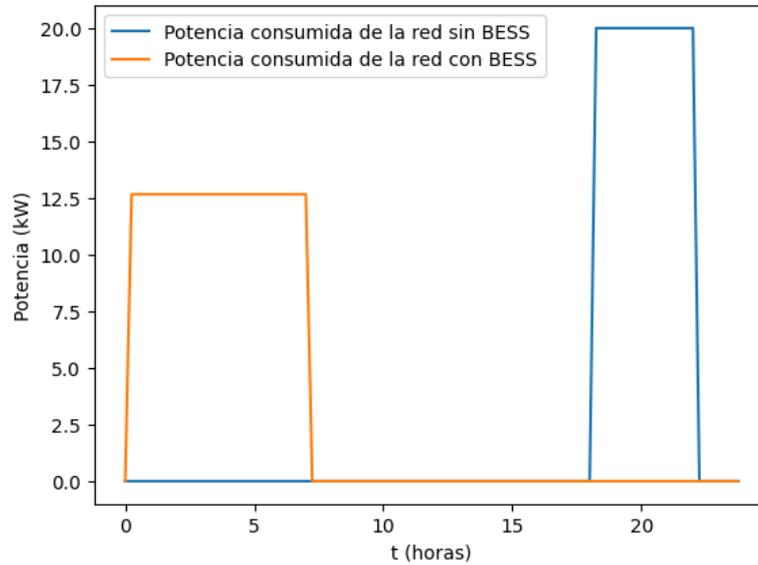


Figura 5.1: Potencia consumida desde la red.

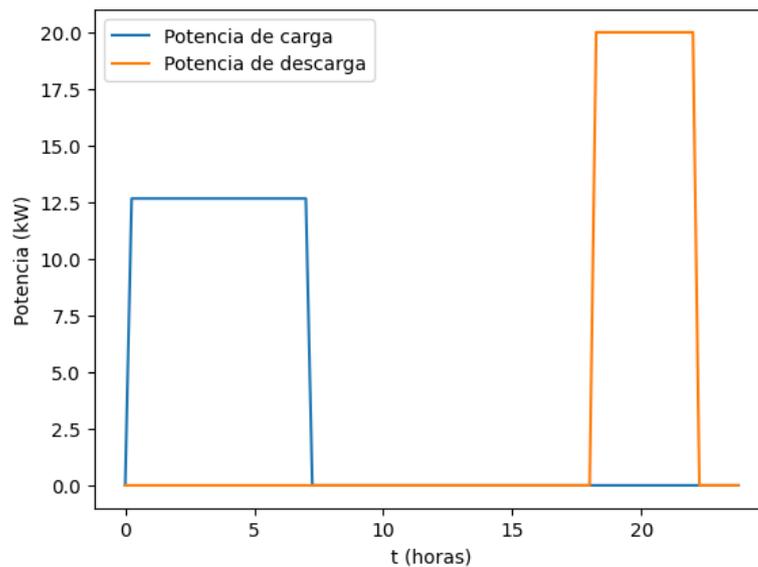


Figura 5.2: Potencias de carga y descarga del BESS.

5.1.2. Demanda pico en punta

En este escenario se asume una demanda nula durante todo el día, a excepción de un período de 15 minutos entre las 19:45 y las 20 horas, en que la misma es igual a 200 kW. Para esta potencia demandada el consumo energético total es de 50 kWh ($200 \text{ kW} \times 0,25 \text{ h}$), energía que el BESS es capaz de entregar de forma ininterrumpida (pues es menor que 85.5 kWh). A diferencia del caso anterior, en este escenario hay un intervalo de tiempo en que la potencia eléctrica demandada,

Capítulo 5. Análisis de resultados

supera a la máxima potencia de descarga del BESS (150 kW), lo que implica que el banco no es capaz de suministrar la totalidad del consumo por sí solo.

Razonando de manera análoga al caso anterior, se tiene que el comportamiento óptimo del BESS, será el que permita trasladar la máxima porción posible del consumo desde la punta al valle.

Como la limitante que tiene el sistema para asumir el suministro de la totalidad de la demanda no es energética, sino de potencia, el comportamiento que conlleva a que el BESS asuma la máxima porción del consumo, es con el mismo descargándose a máxima potencia (150 kW), a lo largo de los 15 minutos en que se produce el pico.

Para poder realizar esto, el sistema debe consumir desde la red 41.55 kWh ($\frac{150 \text{ kW} \times 0.25 \text{ h}}{90.25\%} = 41.55 \text{ kWh}$) durante el período valle. En el caso anterior, se vio que el comportamiento óptimo del BESS, implicaba que el proceso de carga sea aquel que minimiza la potencia máxima consumida desde la red.

Sin embargo, en este caso, se tiene que durante la punta el cliente llega a consumir desde la red una potencia de 50 kW, dado que el sistema solo es capaz de suministrar 150 kW de los 200 kW demandados. A partir de esto, se tiene que el usuario contrata en el período punta una potencia de 50 kW, de forma de no abonar recargos y de no pagar por una potencia mayor a la que efectivamente consume. Como es una exigencia que las potencias contratadas en valle y llano superen a la de punta, el mínimo valor que se puede contratar en dichos tramos horarios, es entonces 50 kW.

Como se mencionó en la sección 2.2, el pago por potencia viene dado por el mayor valor entre la potencia contratada y la máxima potencia consumida. Esto implica que, desde el punto de vista económico, cualquier mecanismo de carga para el cual la potencia máxima consumida desde la red sea inferior a 50 kW, conlleva a pagar el mínimo monto posible por conceptos de potencia.

A modo de ejemplo, si se realiza una carga a potencia constante durante todo el período valle, la máxima potencia consumida desde la red es de 5.94 kW ($\frac{41.55 \text{ kWh}}{7 \text{ h}} = 5.94 \text{ kW}$), valor inferior a la potencia contratada. Esto significa que desde el punto de vista económico, da igual cargar el BESS de esta manera, o a 41.55 kW durante un lapso de una hora, por ejemplo.

Sin embargo, hay una segunda componente en juego, que es la degradación de la batería. Se busca que el software, dentro de todos los mecanismos de carga y descarga que logran maximizar el beneficio económico, elija como consigna de funcionamiento aquel que minimiza la degradación de la batería. Con el modelo considerado (ver sección 4.2.4), a mayor potencia de carga mayor degradación. Entonces, dentro de todos los esquemas de carga que maximizan el beneficio económico, se tiene que el que minimiza la degradación de la batería, es aquel que también minimiza la potencia de carga. Como se mencionó en el ejemplo anterior, el proceso que cumple con esa condición es el de carga a potencia constante.

De todo lo anterior, se tiene que para este patrón de consumo, el comportamiento óptimo del BESS consiste en consumir, durante el valle, 41.55 kWh desde la red a una potencia constante de 5.94 kW , para luego descargarse a 150 kW cuando se da la demanda por parte del cliente.

5.1. Validación

Los resultados obtenidos al utilizar el software se pueden ver en las gráficas 5.3 y 5.4.

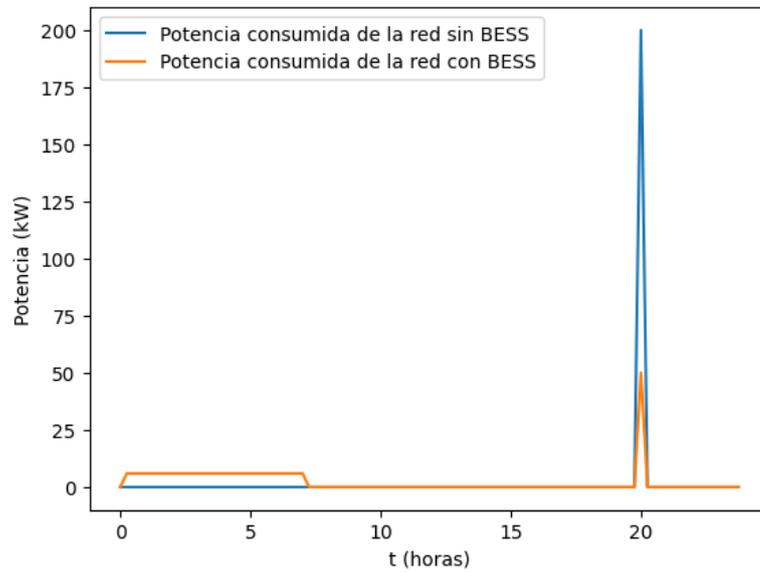


Figura 5.3: Potencia consumida desde la red.

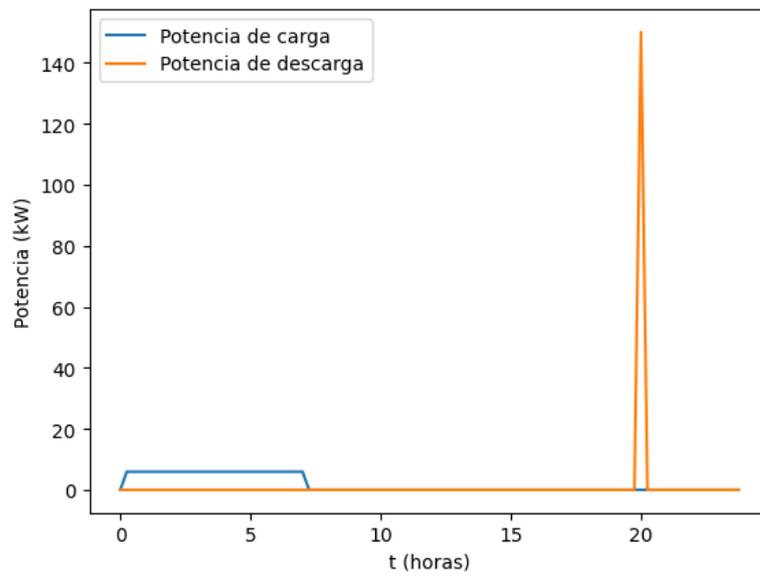


Figura 5.4: Potencias de carga y descarga del BESS.

Las consignas de funcionamiento que devuelve el mismo, coinciden con el comportamiento que se sabía óptimo para el BESS.

5.1.3. Optimización de la degradación

En el ejemplo anterior, se comprobó que cuando hay más de un esquema de funcionamiento óptimo desde el punto de vista económico, el software elige a aquel que menos degrade a la batería, tomando esta decisión en base al modelo de degradación utilizado. De todos modos, que las curvas elegidas por la herramienta sean efectivamente las mejores para la salud de la batería, dependerá de la validez del modelo.

Con el fin de poner esto a prueba, se tomó un patrón de consumo arbitrario y se corrió el código desarrollado de dos formas distintas: incluyendo la etapa de minimización de la degradación (funcionamiento normal) y no incluyéndola (dentro de todas las consignas que maximizan el beneficio económico, se utiliza una al azar). A partir de esto, se obtuvieron dos grupos diferentes de curvas carga-descarga para el BESS.

Luego, se utilizó el software de simulación *System Advisor Model* [33], para ver cómo degrada una batería bajo cada uno de los dos esquemas de funcionamiento. En el simulador se impusieron las mismas condiciones que se fijaron en el código: Batería de 150kWh, C-rate máximo de 1, carga entre 20 % y 80 %, con carga inicial 20 %. Se eligió a su vez como batería una de ion-litio LFP.

El modelo de degradación usado por el simulador está basado en el artículo “*Simulation of capacity fade in lithium-ion batteries*” [36], el cuál explica que el envejecimiento de las baterías de iones de litio, depende tanto del tiempo (calendar degradation), como del número de ciclos de carga/descarga (cycle degradation). Dicho artículo, realiza simulaciones numéricas para analizar los mecanismos de degradación, y aplica técnicas de pruebas aceleradas de vida útil y un algoritmo de conteo de ciclos (rainflow counting), para evaluar el desgaste de las baterías con el tiempo.

Los resultados recabados a partir del simulador se muestran en la gráfica 5.5. Según este, las curvas carga-descarga obtenidas incluyendo la etapa de minimización de la degradación, hacen que la batería se degrade un 3,5 % menos en un período de 8 años, que las curvas que se obtuvieron sin pasar por dicha etapa. Esto muestra que el modelo utilizado cumple con el fin que se le está dando, que es el de diferenciar entre curvas más y menos dañinas para la salud de la batería.

Por otro lado, se compararon las degradaciones que proyectan el simulador y el modelo presentado en 4.2.4, para una misma curva carga-descarga (ver figura 5.6). Se observa que los resultados obtenidos por ambos métodos difieren, proyectando el modelo un proceso de degradación más abrupto que el simulador. En particular, se observa que las curvas tienen una forma cualitativamente distinta, lo que sugiere que el modelo no es útil para proyectar la degradación de forma precisa.

Esto se debe a que, además de ser un modelo demasiado simplificado, se basa en estudios cuyos ajustes han sido determinados a partir de ensayos específicos, lo que puede generar discrepancias significativas con nuestro caso. Complejizar el modelo utilizado, daría lugar a agregar nuevas funcionalidades al código, como se comenta en la sección 6.2.

Se vuelve a remarcar que en el software desarrollado, se busca diferenciar consignas de funcionamiento más dañinas para la salud del BESS de otras menos, cosa

5.2. Optimización en base a la demanda de un gran consumidor

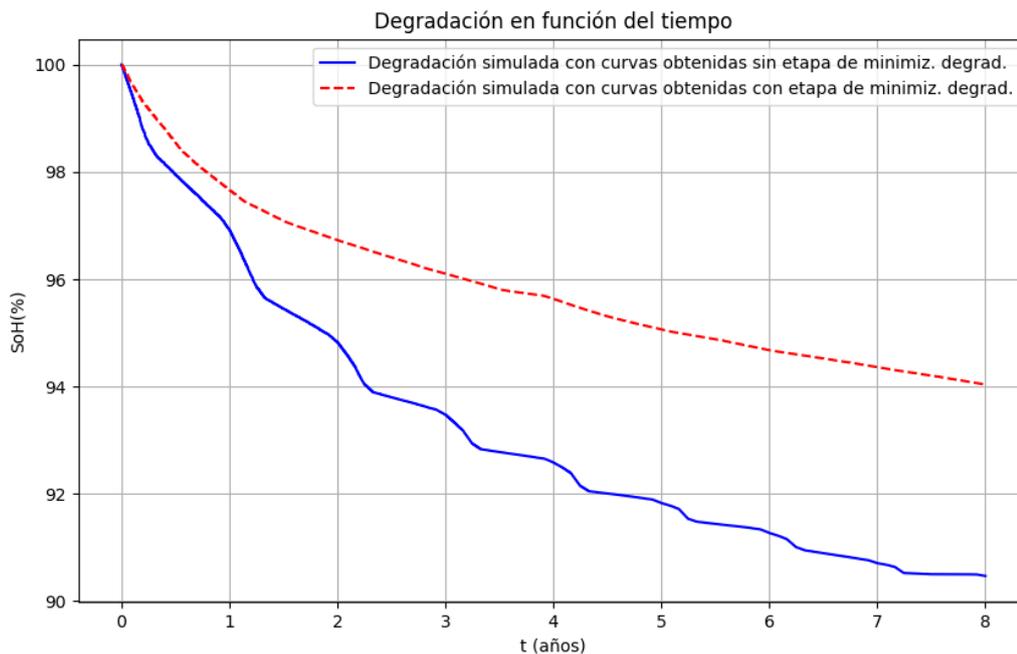


Figura 5.5: Degradación proyectada por el simulador, para los dos grupos de curvas carga-descarga que se obtienen a partir del software desarrollado.

que el modelo utilizado permite hacer (ver figura 5.5). Además, dentro de la herramienta, no se hace uso del valor exacto de la degradación en ningún momento, por lo que la imprecisión del modelo en este aspecto, no lo invalida para aplicarlo dentro del software desarrollado.

5.2. Optimización en base a la demanda de un gran consumidor

Habiendo puesto a prueba el correcto funcionamiento del código, se busca ahora analizar los resultados que el mismo arroja para un patrón de consumo real. Para ello, se consiguieron registros de las potencias eléctricas medias consumidas desde la red por un gran consumidor, asociadas a intervalos de 15 minutos. La información que se recabó corresponde a 12 días distintos, cada uno perteneciente a un mes diferente del año (ver figura 5.7).

Se ejecutó el código en base a este patrón de consumo, limitando el C-rate máximo de carga y descarga a 1C, e imponiendo que la energía almacenada dentro del BESS, se mantenga en todo momento entre un 80% y 20% de su capacidad.

5.2.1. Capacidad óptima del BESS a instalar

Se obtuvo como resultado que, para el patrón de consumo del cliente, el tamaño óptimo del BESS a instalar es de 130 kWh. Esta elección se debe a que, cada kWh

Capítulo 5. Análisis de resultados

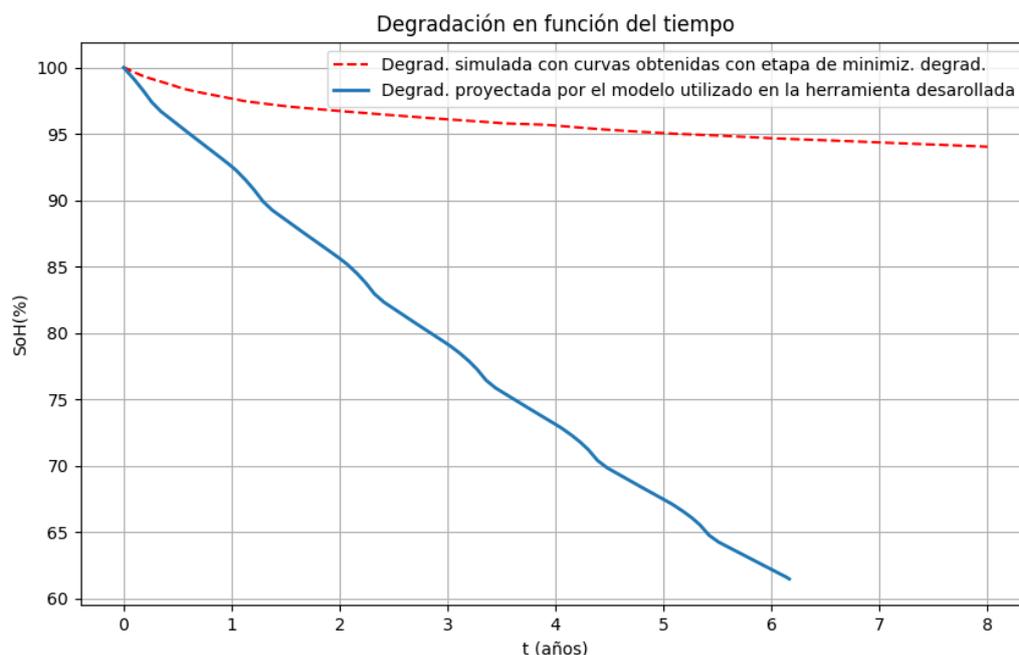


Figura 5.6: Comparación entre las degradaciones que proyectan el simulador y el modelo.

de almacenamiento adicional que se agregue por encima de los 130 kWh, produce un menor beneficio económico durante los primeros 10 años de vida del sistema que lo que cuesta instalarlo. Se analiza en mayor detalle este resultado en la sección 5.2.4.

5.2.2. Comportamiento del sistema

Como se explica en la sección 2.3, el BESS, mediante mecanismos de load shifting y de peak shaving, da lugar a cambiar el patrón de demanda energética desde la red y conseguir un ahorro económico. El rol que juega cada uno de estos dos mecanismos para alcanzar el funcionamiento óptimo, dependerá del patrón de consumo analizado.

En este caso, las máximas potencias demandadas de la red por parte del cliente, en cada tramo horario, previo a la incorporación de un BESS, se visualizan en la figura 5.8.

El cargo por potencia, mes a mes, queda determinado por el mayor valor entre la potencia contratada y el máximo de consumo. Dado que la potencia contratada para cada tramo horario es única durante todo el año, esta se elegirá principalmente en función de los meses con mayores consumos.

A partir de aquí, se tiene que en meses como enero y febrero cobra sentido que el BESS adopte estrategias de peak shaving. Esto se debe a que en estos meses, las potencias máximas demandadas son altas en comparación al resto del año, por lo que si se las disminuye, se tiene la posibilidad de reducir la potencia a contratar. Sin embargo, en meses como julio o agosto, se espera que el BESS funcione bajo

5.2. Optimización en base a la demanda de un gran consumidor

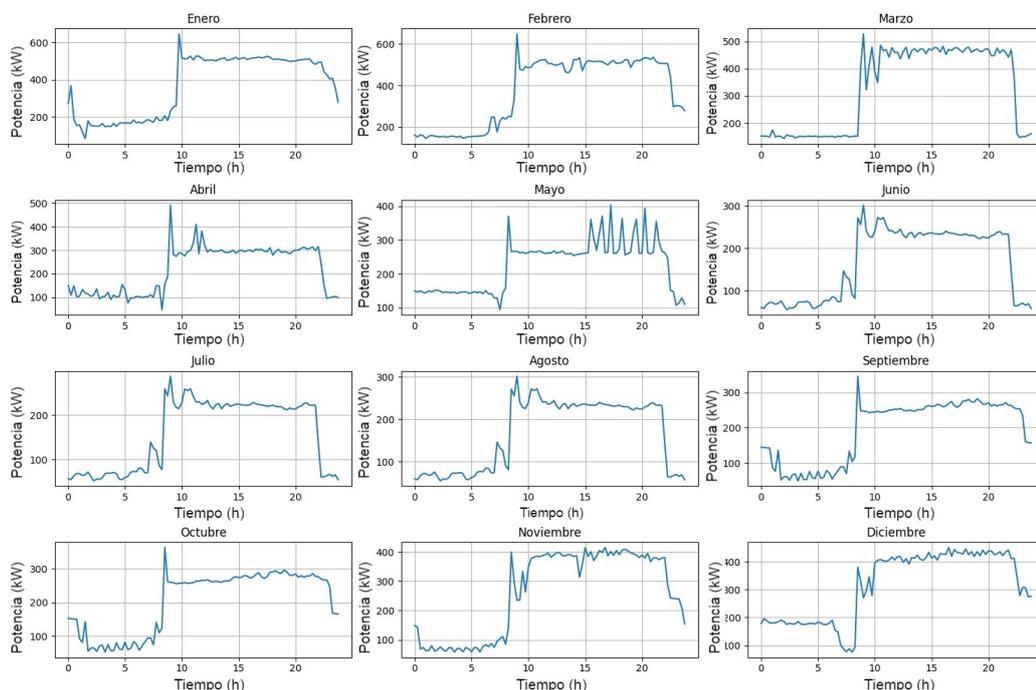


Figura 5.7: Curvas diarias de potencia demandada por un gran consumidor, para cada mes del año.

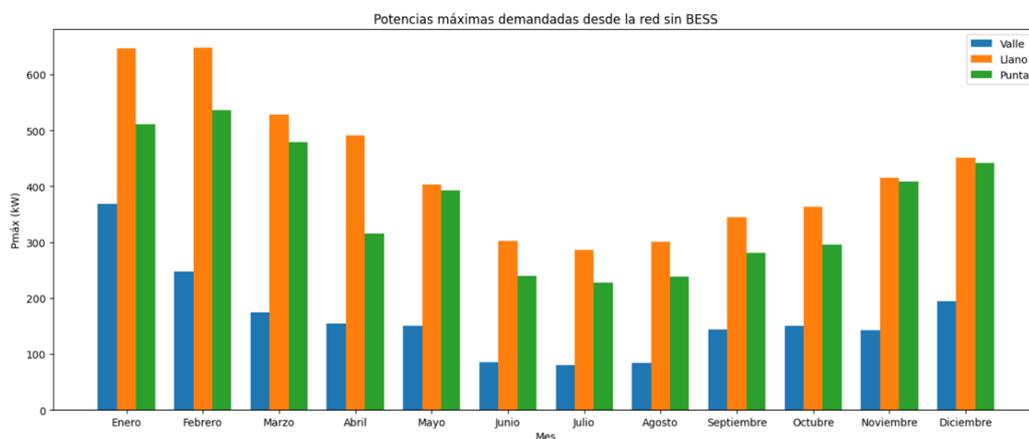


Figura 5.8: Potencias máximas demandadas de la red en cada tramo horario, previo a incluir el BESS.

un esquema de load shifting. Los picos de potencia consumida en estos meses son bajos, y si los mismos no superan a la potencia contratada, no hay un incentivo económico para reducirlos.

Con el fin de ahondar en cómo cambian las estrategias de funcionamiento que dictamina el software, en función de los niveles de consumo de cada mes, se comparan los resultados obtenidos para los días de enero y julio. Luego de esto, se hace un análisis global del comportamiento del sistema, a lo largo de todos los

Capítulo 5. Análisis de resultados

días considerados.

Día de enero

Para el día tipo del mes de enero, las consignas de carga y descarga que arrojó el código, se ven representadas en la figura 5.9. En el gráfico de la izquierda, la curva azul muestra la potencia demandada por el cliente previo a la incorporación del BESS, la curva roja la nueva potencia consumida desde la red al incluir el sistema de almacenamiento, y las curvas amarilla y verde, las potencias de carga y descarga del BESS respectivamente.

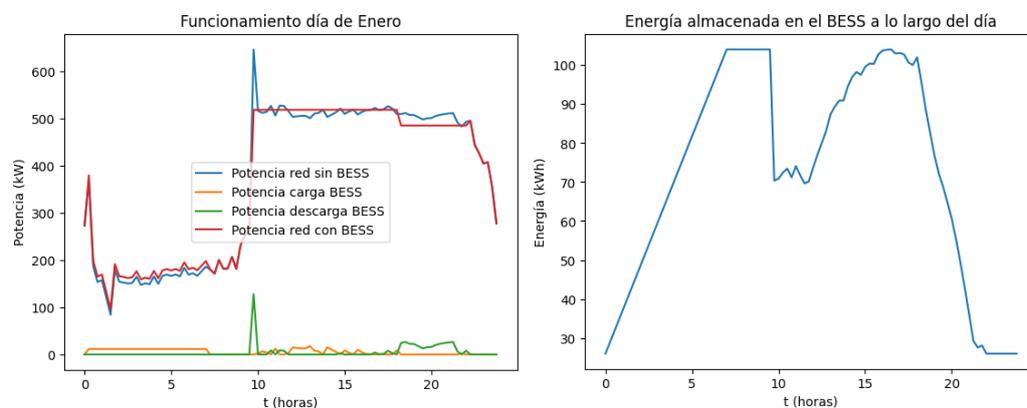


Figura 5.9: Comportamiento óptimo del BESS para un día en enero.

	Potencia máxima consumida en valle (kW)	Potencia máxima consumida en llano (kW)	Potencia máxima consumida en punta (kW)
Sin BESS	368	647	512
Con BESS	380	519	485

Tabla 5.1: Comparación de la potencia máxima consumida desde la red con y sin BESS, para un día de enero.

En la tabla 5.1, se observa que la potencia máxima consumida desde la red en llano y punta, disminuyó al incorporar el BESS, mientras que en valle aumentó levemente.

Tal como se esperaba, en este mes donde los consumos de potencia son elevados en comparación al resto del año, el BESS se centró en disminuir las máximas potencias demandadas de la red, lo que permitió reducir el pago por concepto de potencia (ver sección 5.2.4). Por ejemplo, previo a la inclusión del sistema de almacenamiento, la demanda del cliente alcanzaba un máximo de 647 kW alrededor de las 10 de la mañana. Al incorporar el BESS, el mismo presentó una descarga máxima de 128 kW en ese mismo instante, dando lugar a disminuir el consumo máximo desde la red en llano desde 647 kW a 519 kW.

5.2. Optimización en base a la demanda de un gran consumidor

Puede llamar la atención que con la incorporación del BESS, aumentó la potencia máxima consumida en valle. Esto se debe a que la potencia a contratar en llano recomendada por el software (ver sección 5.2.3), es superior a los picos de demanda que se tenía en valle previo a incorporar el BESS. Entonces, como el pliego tarifario dictamina que la mayor potencia contratada debe ser la del valle, la misma queda sobredimensionada respecto al máximo consumo en dicho tramo horario. Finalmente, como el cargo por potencia viene dado por el mayor entre el valor contratado y el máximo consumido, se puede aumentar la potencia máxima demandada de la red en valle, sin perjuicio económico, siempre y cuando no se supere el valor contratado.

	Energía consumida en valle (kWh)	Energía consumida en llano (kWh)	Energía consumida en punta (kWh)
Sin BESS	1170	5691	2014
Con BESS	1252	5694	1942

Tabla 5.2: Comparación de la energía consumida de la red con y sin BESS, para un día de enero.

En cuanto al consumo energético, se tiene que el mismo aumentó durante el valle al incorporar el sistema de almacenamiento (ver tabla 5.2). Esto se debe a que el BESS utiliza este tramo horario para cargarse, por ser el momento del día en que la energía es más barata.

Como el banco es de 130 kWh y está habilitado a ciclarse entre un 20 % y un 80 % de su capacidad, el mismo puede consumir como máximo 82 kWh desde la red sin descargarse ($\frac{130 \text{ kWh} \times 60\%}{95\%} = 82 \text{ kWh}$, con 95 % el rendimiento de carga). Este valor coincide exactamente con el aumento del consumo en valle, dado que el BESS se carga entre su límite inferior y superior, y no se descarga en ningún momento en este tramo (ver gráfica 2 de la figura 5.9 entre las 00:00 y las 07:00).

Luego, se tiene que el consumo en llano se mantiene casi constante. Esto se debe a que sobre las 10 de la mañana, el sistema se descarga con el fin de disminuir la máxima potencia consumida desde la red, lo que lleva a que el BESS quede por debajo de su capacidad tope. Una vez en esta situación, considerando que el precio de la energía en punta es mayor al precio de la energía en llano, se tiene que lo más rentable es volver a cargar el banco hasta el 80 % de su capacidad, con el fin de que el mismo se descargue en punta, y disminuya el consumo desde la red en ese tramo. Es decir que en las horas llanas, el BESS se descarga de un 80 % a un 54 %, para luego volver a cargarse hasta el 80 %. Esto mantiene la energía consumida en estas horas incambiada, a menos de la que se pierde por los rendimientos de carga y descarga de las baterías.

Finalmente, durante la punta, el BESS se descarga desde su límite superior a su límite inferior, de manera de minimizar el consumo energético desde la red en estas horas, donde los precios son máximos (lo disminuye en 72 kWh ($60\% \times 130 \text{ kWh} \times 95\%$)). Como se ve en la figura 5.9, el software indica que la manera de realizar esta descarga es a potencia variable, de forma de reducir lo máximo

Capítulo 5. Análisis de resultados

posible la potencia pico consumida desde la red en el tramo, y disminuir así los pagos por concepto de potencia.

Día de julio

Para el día tipo del mes de julio, las estrategias de funcionamiento difieren respecto al caso de enero. Como se observa en la figura 5.10, ahora el software dictamina que el BESS se cargue en el valle, se mantenga inactivo en el llano, y se descargue en la punta.

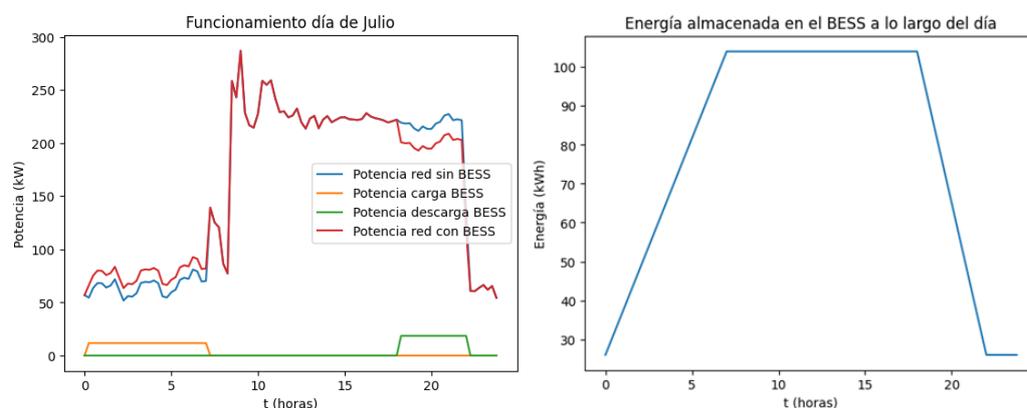


Figura 5.10: Comportamiento óptimo del BESS para un día en julio.

	Energía consumida en valle (kWh)	Energía consumida en llano (kWh)	Energía consumida en punta (kWh)
Sin BESS	458	2493	854
Con BESS	540	2493	780

Tabla 5.3: Comparación de la energía consumida de la red con y sin BESS, para un día de julio.

El consumo energético desde la red se mantuvo constante en el llano, aumentó en 82 kWh en el valle (energía requerida para cargar del 20 % al 80 % el BESS), y disminuyó en 74 kWh en la punta (lo que se obtiene descargando del 80 % al 20 %), como se observa en la tabla 5.3.

Puede surgir la inquietud, de si sería más conveniente económicamente que el BESS se cargue en valle, se descargue en llano, luego se vuelva a cargar en este período, para posteriormente descargarse nuevamente en la punta.

En esa situación, se tendría una primera etapa de carga en valle y descarga en llano, que generaría un ahorro de \$56,01 (para una tarifa de suscriptor con generación):

$$(74 \text{ kWh} \times 2,36 \text{ \$/kWh}) - (82 \text{ kWh} \times 1,446 \text{ \$/kWh}) = \$56,01$$

5.2. Optimización en base a la demanda de un gran consumidor

Y una segunda etapa de carga en llano y descarga en punta, que generaría un ahorro de \$60,3, totalizando así este mecanismo un beneficio de \$116,31:

$$(74 \text{ kWh} \times 3,43 \text{ \$/kWh}) - (82 \text{ kWh} \times 2,36 \text{ \$/kWh}) = \$60,3$$

Por otro lado, con el procedimiento que el código considera óptimo, se tiene una única etapa de carga en valle y descarga en punta, que genera un ahorro de \$135,248:

$$(74 \text{ kWh} \times 3,43 \text{ \$/kWh}) - (82 \text{ kWh} \times 1,446 \text{ \$/kWh}) = \$135,248$$

La diferencia en el ahorro generado entre las dos opciones, se debe al rendimiento de carga y descarga de las baterías. Al realizar dos ciclos, se pagan los kWh perdidos por la ineficiencia dos veces al día, lo que convierte a esta opción en una menos rentable.

	Potencia máxima consumida en valle (kW)	Potencia máxima consumida en llano (kW)	Potencia máxima consumida en punta (kW)
Sin BESS	81	287	227
Con BESS	93	287	209

Tabla 5.4: Comparación de la potencia máxima consumida desde la red con y sin BESS, para un día de julio.

Los consumos máximos de potencia en julio, previo a la incorporación del BESS (tabla 5.4), son menores a las potencias que el software recomienda contratar con el sistema en funcionamiento (ver sección 5.2.3). Esto elimina cualquier incentivo económico para “afeitar” los picos de demanda de la red en este mes. A su vez, mientras no se supere la potencia contratada del tramo horario en cuestión, no hay impacto económico en aumentar las potencias máximas consumidas de la red. Se observó que, en el valle, el pico aumentó en 12 kW, mientras que en llano se mantuvo constante y en punta disminuyó en 18 kW.

El BESS consumió 82 kWh en valle y descargó 74 kWh durante el tramo punta. Según el modelo de degradación utilizado, una mayor potencia de carga o descarga, implica un mayor deterioro en las baterías. Por lo tanto, la forma de realizar esta carga y esta descarga, minimizando el impacto sobre la vida útil del BESS, es manteniendo una potencia constante durante cada uno de estos procesos, tal como lo indica el software.

Lo anterior, justifica la reducción de la potencia máxima demandada desde la red en las horas punta. Dado que se descargan 74 kWh durante cuatro horas, a potencia constante, la potencia de descarga es de 18 kW a lo largo de todo el tramo, lo que resulta en una reducción del pico de consumo desde la red de este mismo valor. Análogamente, se justifica el aumento en 12 kW del consumo en valle.

Este comportamiento difirió del seguido por el BESS en el día de enero, cuando se descargaba con una potencia variable durante el período punta, para minimizar el pico de consumo desde la red. En cambio, en el día de julio, la estrategia de

Capítulo 5. Análisis de resultados

descarga se formuló basándose únicamente en la degradación de la batería, al no existir un beneficio económico asociado a la reducción de la potencia demandada máxima.

Para el mes de julio entonces, el sistema definió su metodología de carga y descarga, con el objetivo de generar un beneficio económico de carácter puramente energético.

Análisis global

Se analiza ahora cómo impacta la inclusión del BESS, sobre el patrón de consumo desde la red que tiene el cliente, a lo largo de los 12 días considerados (ver figura 5.11).

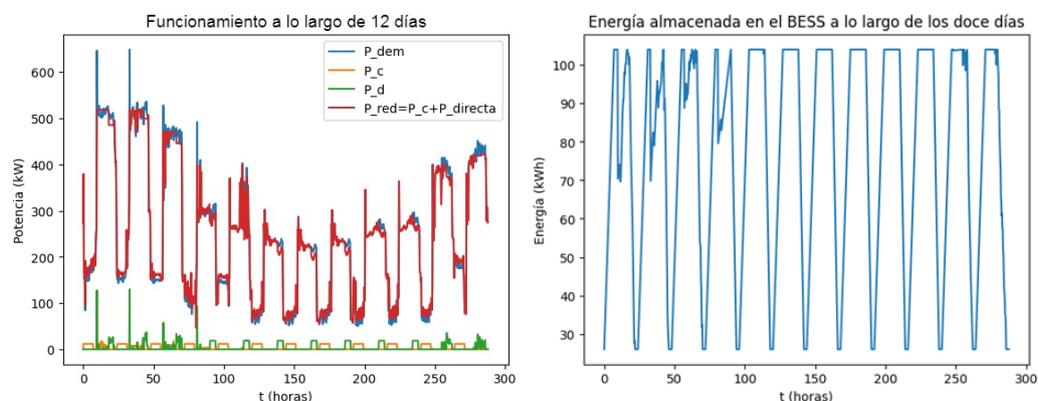


Figura 5.11: Comportamiento óptimo del BESS a lo largo de los 12 días considerados.

En la figura 5.12, se observa una comparación entre el consumo energético desde la red que se tiene con y sin BESS, para cada día considerado, en los tres tramos horarios.

En el tramo valle, se observó que la energía consumida aumentó en los doce días analizados. El sistema utilizó estas horas para cargarse, y contar así con suficiente energía almacenada para generar ahorros económicos en los tramos llano y punta.

Para el período llano, se tiene que la energía consumida se mantiene incambiada en la mayoría de los meses. Tal como se vio para el mes de julio, si la potencia máxima demandada en este tramo se encuentra por debajo de la potencia a contratar, no hay un incentivo económico para que el sistema se descargue o cargue en estas horas, manteniendo la energía consumida constante.

Sin embargo, para los meses de enero y febrero, se tiene un leve aumento en el consumo, que viene dado por la descarga y carga del sistema durante el llano. El mismo se descarga buscando disminuir la potencia máxima consumida desde la red en estas horas, y luego se vuelve a cargar para contar con la energía almacenada suficiente para actuar en horario punta. Este ciclo de carga descarga, tiene una ineficiencia inherente al rendimiento de las baterías, que conlleva a un muy leve aumento en el consumo (de 3 kWh).

5.2. Optimización en base a la demanda de un gran consumidor

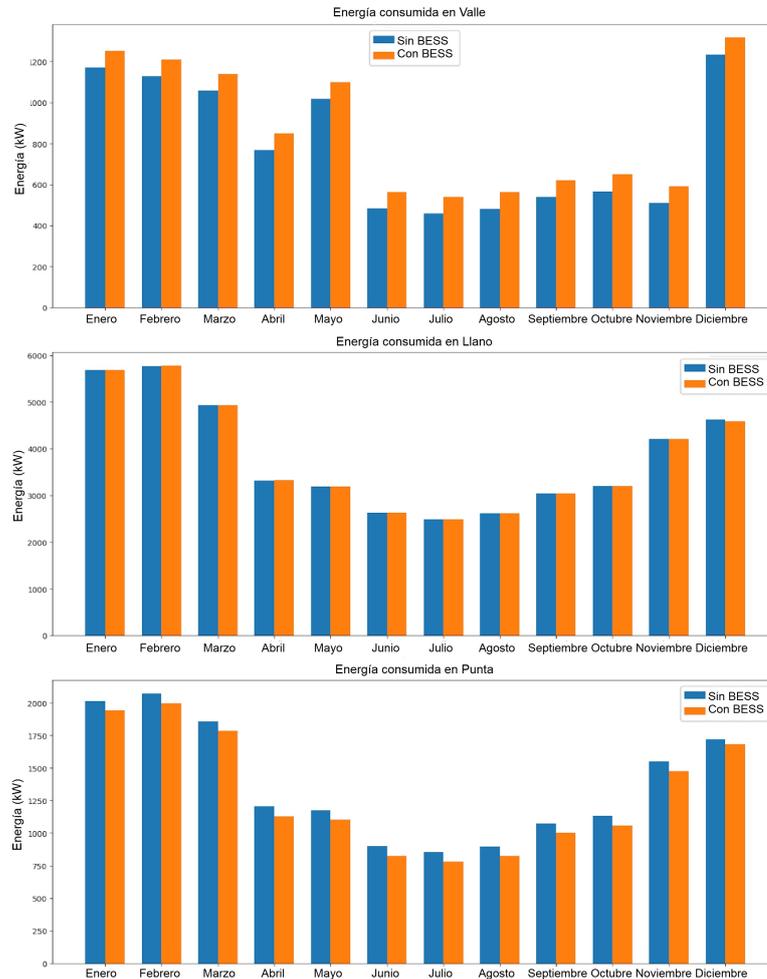


Figura 5.12: Consumos energéticos con y sin BESS, para cada uno de los 12 días analizados.

Por último, únicamente para el mes de diciembre, la energía consumida disminuye durante el llano al contar con un BESS. Esto se debe a que en este día, se tiene un pico de potencia demandada por parte del cliente sobre el final de las horas llano, que el sistema decide afeitar. Luego de realizar esta descarga que permite reducir la potencia contratada, no se cuenta con el tiempo suficiente para que el BESS se vuelva a cargar durante el llano, y por consiguiente se reduce la energía consumida en estas horas.

Para el tramo horario punta, se tiene que la energía consumida desde la red disminuye en los doce días analizados, ya que el BESS siempre se descarga durante estas horas, en las cuales los precios por energía y potencia son máximos.

Por otro lado, en la figura 5.13, se observa una comparación entre los picos máximos de potencia consumida desde la red, que se tienen con y sin BESS, para cada día analizado, en los tres tramos horarios.

El BESS redujo las potencias máximas demandadas de la red, en los tramos

Capítulo 5. Análisis de resultados

llano y punta, durante los meses de mayor consumo. Sin embargo, para los meses de invierno, los máximos permanecen sin cambios. Como ya se ha explicado, esto se debe a que hay un incentivo económico para disminuir los picos de potencia, únicamente en los meses en que el consumo es elevado, dado que son estos los que determinan los valores a contratar. En los meses de invierno, las máximas potencias consumidas previo a incorporar el BESS, ya son inferiores a los valores que se contratan una vez se instala el sistema, por lo que no hay incentivo para disminuirlas.

Por otro lado, se ve que los picos de consumo en valle aumentan al incorporar el BESS. Como se ha comentado, esto se debe a que de las tres potencias contratadas, la del valle debe ser la mayor, provocando que la misma este sobredimensionada con respecto al consumo que se tiene en este tramo, que es el mínimo del día. Como el cargo por potencia, mes a mes, se determina por el mayor entre la potencia contratada y el pico de máximo consumo, desaparece cualquier incentivo económico para disminuir las potencias demandadas desde la red en este tramo.

5.2.3. Elección de potencias a contratar

Previo a la incorporación del BESS, se tenía que a lo largo de los 12 días analizados, la potencia máxima que consumía el cliente desde la red era de 368 kW en valle, 649 kW en llano y 536 kW en punta.

El usuario elige sus potencias contratadas considerando el consumo eléctrico de todos los días del año, y no únicamente un día representativo de cada mes. Esto hace que los valores reales contratados por el cliente, puedan no ser representativos para este análisis.

En base a esto, es que en el contexto de este estudio, se asume que las potencias contratadas en valle, llano y punta, previo a la incorporación del sistema de almacenamiento, son aquellas que mejor se ajustan al consumo de los 12 días analizados.

Teniendo en cuenta la estructura de cobro por concepto de potencia que decreta el pliego tarifario (ver sección 2.2), surge la posibilidad de contratar potencias menores a las máximas consumidas. Esto implica que para los meses en que el pico de consumo desde la red sea superior al valor contratado, se pague una multa, que dependerá del valor del excedente. Sin embargo, significa también que para los meses en que la potencia máxima consumida es menor que la contratada, se abone un valor menor que si se hubiera contratado una potencia mayor.

Previo a incorporar el BESS, se asumieron potencias contratadas en valle, llano y punta de 595 kW, 492 kW y 409 kW respectivamente, ya que estas conducen al óptimo desde el punto de vista económico. Estos valores implican el pago de multas en algunos meses del año (ver figura 5.14), pero resultan más rentables que contratar los máximos de consumo y evitar las penalizaciones.

Al agregar el sistema de almacenamiento, disminuyen las potencias máximas consumidas desde la red mes a mes, dando lugar a disminuir los valores contratados. El software indica que los valores a contratar son 476 kW, 399 kW, y 373 kW en valle, llano y punta respectivamente (ver tabla 5.5).

5.2. Optimización en base a la demanda de un gran consumidor

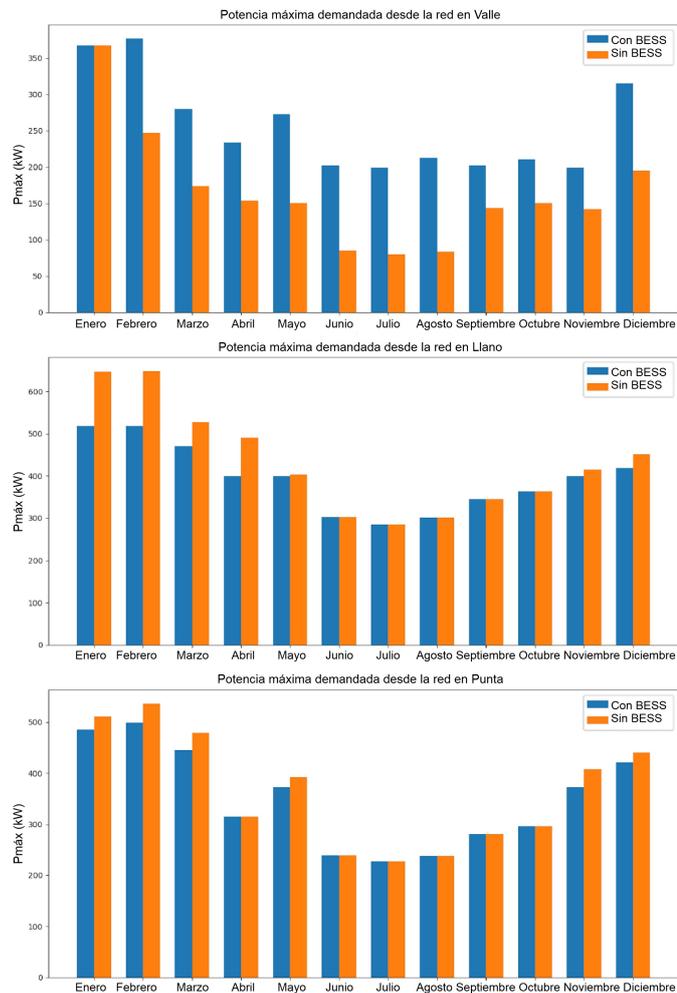


Figura 5.13: Consumos máximos de potencia con y sin BESS, para cada uno de los 12 días analizados.

	Potencia contratada sin BESS (kW)	Potencia contratada con BESS (kW)
Valle	595	476
Llano	492	399
Punta	409	373

Tabla 5.5: Comparación entre la potencia contratada con y sin BESS para cada tramo horario.

Cabe destacar que los valores contratados, pretenden asegurar que no se produzca la desconexión de la red, ya que se determinan bajo la restricción de que la potencia máxima consumida, no supere en más del 10 % la mayor de las potencias contratadas (valle).

Capítulo 5. Análisis de resultados

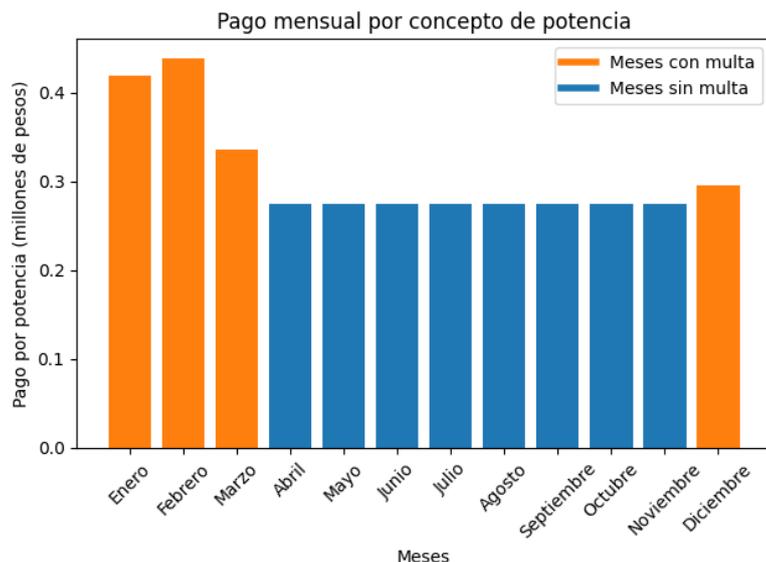


Figura 5.14: Montos mensuales a abonar por concepto de potencia, previo a la incorporación del BESS.

5.2.4. Análisis económico

Como se mencionó, se dispone de las curvas de consumo eléctrico del cliente para un día representativo de cada mes. Para obtener los beneficios económicos asociados a la instalación del BESS, se asume que cada curva aplica para todos los días del mes correspondiente. Esto se debe a que se desean calcular los ahorros anuales, y los mismos dependen de cómo fue el consumo en cada uno de los días del año, información con la que no se cuenta, para el usuario en que se centra este análisis.

Con la instalación de un BESS, el cliente cambia de categoría tarifaria, convirtiéndose en un suscriptor con generación SG2, en lugar de un gran consumidor GC2 (ver sección 2.2).

	Precio energía valle (\$/kWh)	Precio energía llano (\$/kWh)	Precio energía punta (\$/kWh)
GC2	2,339	4,048	6,360
SG2	1,446	2,360	3,430

Tabla 5.6: Precios por concepto de energía para GC2 y SG2.

	Valle	Llano	Punta
Reducción del precio (\$)	0,893	1,688	2,930
Reducción del precio (%)	38	42	46

Tabla 5.7: Reducción de precios por concepto de energía, al pasar de GC2 a SG2.

5.2. Optimización en base a la demanda de un gran consumidor

Los precios por concepto de energía, son menores para los SG2 (entre 38% y 46% dependiendo del tramo horario, como indica la tabla 5.7). Esto conduce a que el cambio de categoría dentro del pliego tarifario, produzca por sí solo, una disminución en el pago anual por energía de \$4.058.249, aún cuando el BESS no entra en servicio (ver tabla 5.8). El monto a abonar por conceptos energéticos varía mes a mes, relativo al consumo que se tenga, como ilustra la figura 5.15.

	Tarifa GC2 (\$)	Tarifa SG2 (\$)	Ahorro (GC2-SG2)
Costo anual	9.455.938	5.397.689	4.058.249

Tabla 5.8: Variación en el pago anual por energía, al pasar de categoría GC2 a SG2, con el BESS inactivo.

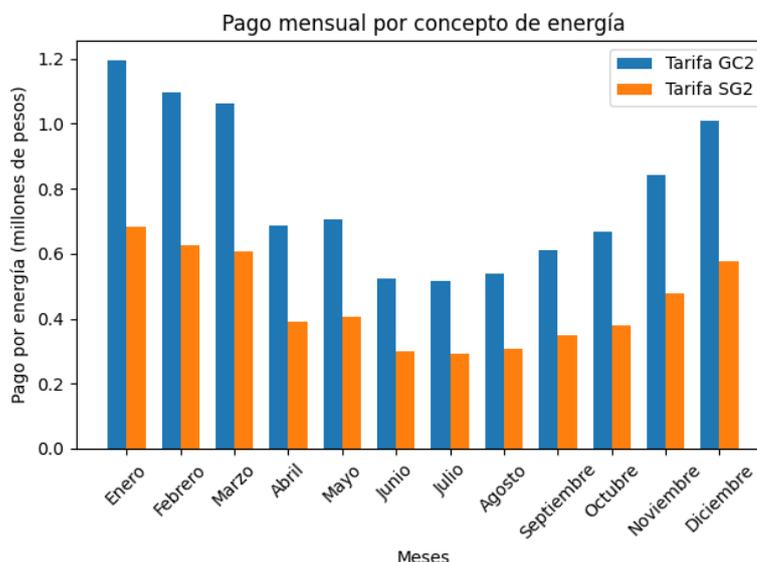


Figura 5.15: Montos mensuales a abonar por concepto de energía, al pasar de categoría GC2 a SG2, con el BESS inactivo.

Los costos de la potencia también varían al cambiar de categoría (ver tabla 5.9), pero a diferencia de la energía, en este caso los precios aumentan para los SG2 (ver tabla 5.10).

	Precio valle (\$/kW)	Precio llano (\$/kW)	Precio punta (\$/kW)
GC2	49,2	252,0	299,0
SG2	121,3	518,8	617,2

Tabla 5.9: Precios por concepto de potencia para GC2 y SG2.

Con las potencias contratadas planteadas en la sección 5.2.3 y el BESS fuera de funcionamiento, se tiene un aumento en el pago por potencia de \$4.061.175 al

Capítulo 5. Análisis de resultados

	Valle	Llano	Punta
Aumento del precio (\$)	72,1	266,8	318,2
Aumento del precio (%)	147	106	106

Tabla 5.10: Incremento de precios por concepto de potencia, al cambiar de GC2 a SG2.

pasar de GC2 a SG2 (ver tabla 5.11). El monto a abonar por este concepto varía mes a mes, relativo al consumo que se tenga, como ilustra la figura 5.16.

	Tarifa GC2 (\$)	Tarifa SG2 (\$)	Ahorro (GC2-SG2)
Costo anual	3.692.306	7.753.481	-4.061.175

Tabla 5.11: Variación en el pago anual por potencia, al pasar de categoría GC2 a SG2, con el BESS inactivo.

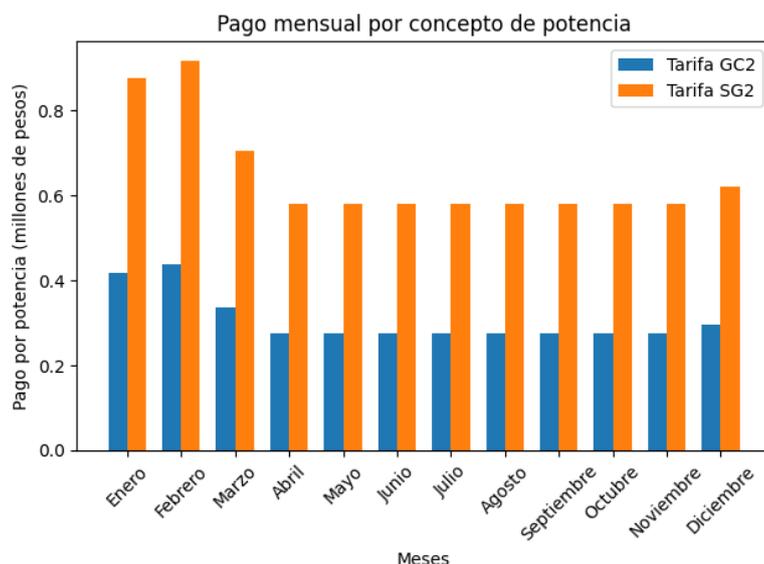


Figura 5.16: Montos mensuales a abonar por concepto de potencia, al pasar de categoría GC2 a SG2, con el BESS inactivo.

En la tabla 5.12, se puede ver una comparación entre los costos totales (suma de los cargos por energía y por potencia) que se tienen con cada tarifa, sin el accionar del BESS. Este cambio conduce a una pérdida económica de \$2.926 anuales para el cliente, haciendo a la categoría GC2 más atractiva para el mismo, en base a su patrón de consumo actual. Sin embargo, esta variación es mínima en comparación al costo total de la factura, que es mayor a 13 millones de pesos en ambos casos, tal como indica la tabla.

Al entrar en funcionamiento el BESS, el mismo permite desplazar parte del consumo energético en punta y llano al valle, así como también reducir los picos de potencia máxima consumida, y minimizar la potencia contratada. Estos cambios

5.2. Optimización en base a la demanda de un gran consumidor

	Tarifa GC2 (\$)	Tarifa SG2 (\$)	Ahorro (GC2-SG2)
Costo anual	13.148.245	13.151.171	-2.926

Tabla 5.12: Variación en el costo total anual (suma de los cargos por potencia y por energía), al pasar de categoría GC2 a SG2, con el BESS inactivo.

en el patrón de consumo, permiten que incorporar un sistema de almacenamiento sea un negocio rentable, a pesar del cambio de tarifa.

Como ya se mencionó, para el pago por conceptos energéticos, se tiene un ahorro propio del cambio de tarifa (tabla 5.8). Además de esto, con el accionar del BESS, se suma el ahorro generado por los kWh que se dejan de consumir en punta, y se pasan a consumir en valle. De todos modos, para los SG2, los precios de la energía en los diferentes tramos horarios, son más similares entre sí que para los GC2 (ver tabla 5.6). Lo que significa que una vez dentro de la nueva categoría del pliego tarifario, cada kWh desplazado de punta a valle, tendrá un impacto económico leve (de \$1,984). De aquí se desprende que la mayor parte del ahorro en el pago por energía, vendrá dado por el cambio de categoría en el pliego tarifario, y no por el accionar del BESS.

	Sin BESS (\$)	Con BESS (\$)	Ahorro (\$)
Costo anual	9.455.938	5.350.890	4.105.049

Tabla 5.13: Variación en el pago anual por energía, con el BESS activo.

Para el patrón de consumo del cliente, el funcionamiento óptimo del BESS condujo a un ahorro anual de \$4.105.049 en pagos por concepto de energía eléctrica, tal como se observa en la tabla 5.13. De este monto total, \$4.058.249 vienen dados únicamente por el cambio de tarifa (ver tabla 5.8).

En cuanto a la potencia, los precios para los SG2 son mayores que para los GC2 en los tres tramos horarios. Como se mencionó anteriormente, esto conduce a que el cambio de tarifa por sí solo, genere un aumento en lo que se paga por este concepto. Sin embargo, la capacidad del BESS de reducir los picos de potencia consumida desde la red, permitió que este aumento no sea de \$4.061.175, como en el caso en que el mismo no actúa (tabla 5.11), sino que se reduzca a \$3.054.692 (ver tabla 5.14). Esta diferencia de \$1.006.483 en el pago por potencia, que viene dada por el accionar del BESS, se debe a que cada kW de menos que se logra contratar, tiene un beneficio económico considerable, por ser los precios de potencia para los SG2 elevados (\$121,3, \$518,8 y \$617,2 para valle, llano y punta respectivamente).

	Sin BESS (\$)	Con BESS (\$)	Ahorro (\$)
Costo anual	3.692.306	6.746.999	-3.054.692

Tabla 5.14: Variación en el pago anual por potencia, con el BESS activo.

El monto a abonar por potencia, con el BESS activo, se distribuye mes a mes como ilustra la figura 5.17. En los meses en que la potencia máxima consumida

Capítulo 5. Análisis de resultados

supera a la contratada, se debe abonar una multa relativa al valor de la potencia excedentaria. En este caso, los recargos representaron un 11,9 % del pago total por concepto de potencia (ver figura 5.18).

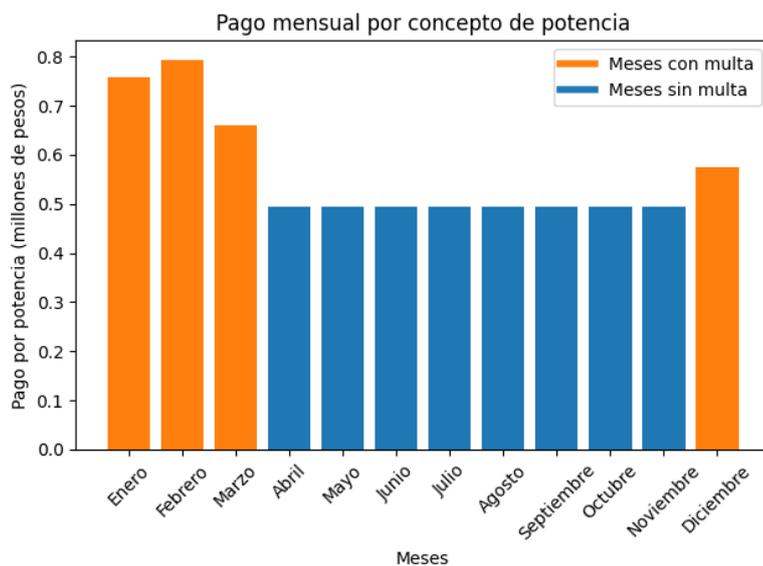


Figura 5.17: Montos mensuales a abonar por concepto de potencia, con el BESS activo.



Figura 5.18: Distribución del pago por concepto de potencia con el BESS activo.

Con el BESS funcionando de manera óptima, el ahorro por energía fue superior a la pérdida económica que se tuvo vinculada a la potencia, permitiendo tener un

5.2. Optimización en base a la demanda de un gran consumidor

beneficio económico anual de \$1.050.356, gracias a la instalación del sistema (ver tabla 5.15). Este ahorro se distribuye mes a mes, como ilustra la figura 5.19.

	Sin BESS (\$)	Con BESS (\$)	Ahorro (\$)
Costo anual	13.148.245	12.097.888	1.050.356

Tabla 5.15: Variación en el costo total anual (suma de los cargos por potencia y por energía) con el BESS activo.

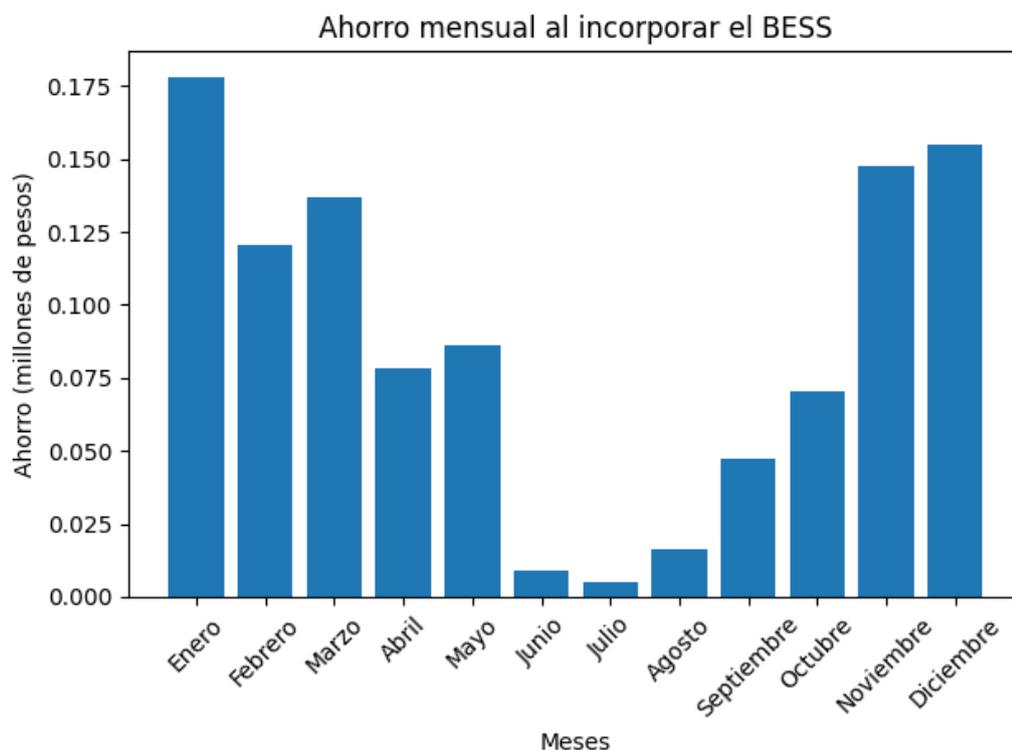


Figura 5.19: Ahorros mensuales con el BESS activo.

Se mostró que el cambio de tarifa por sí solo, no le genera un beneficio económico al cliente, al ser mayor el aumento en el monto anual que se paga por concepto de potencia, que la disminución en el pago por energía eléctrica. Sin embargo, la capacidad del BESS de reducir los picos de potencia consumidos, permitió que con el mismo en funcionamiento, el aumento en el pago por este concepto disminuya en \$1.006.483 y haga sentido económico la inversión. El impacto del BESS en el pago por potencia, representó un 95,8% del ahorro generado, reduciéndose el beneficio económico total de \$1.050.356 a \$43.873, si no se lo considera.

Puede resultar llamativo que el ahorro venga dado principalmente por el beneficio obtenido a partir del peak shaving, no teniendo casi peso los kWh que se dejaron de consumir en punta y se pasaron a consumir en valle (sólo un 4,2% del ahorro lo generó el load shifting).

Capítulo 5. Análisis de resultados

Para entender el por qué de esto, se puede considerar el caso en que el sistema desplaza 1 kWh de consumo energético de punta a valle, a los largo de todos los días de cierto mes. Al ser la diferencia de precio entre el kWh consumido en punta y valle, de \$1,984 para un SG2 (ver tabla 5.6), este comportamiento del BESS genera un ahorro de \$61,5 (1 kWh \times 31 días \times \$1,984) en el pago por energía. Por otro lado, asumiendo que esta descarga se realiza a potencia constante de 0,25 kW, durante las 4 horas de punta, se tiene que la potencia máxima medida en dicho tramo horario decrece en 0,25 kW. Como el precio por kW máximo medido en punta para un SG2 es de \$617,2 (ver tabla 5.9), esto genera una reducción en el pago por potencia de \$154,3; lo que representa un 71,5 % del ahorro total (\$215,8). Al ser la energía y la potencia cantidades físicas diferentes, resulta contraintuitivo decir que una es más cara que la otra, pero a partir del ejemplo anterior se puede plantear que, a los ojos del BESS, la potencia tiene un mayor valor económico que la energía, considerando que cada kWh desplazado, genera un mayor beneficio en el pago por potencia, que en el pago por energía.

A su vez, en el caso analizado, las curvas de demanda de potencia en los días de mayor consumo (enero y febrero), presentan un elevado pico sobre las 10 de la mañana (ver imagen 5.7). Estos máximos de demanda son los que determinan las potencias que se tienen contratadas, previo a la inclusión del BESS. Entonces, al incluir el sistema de almacenamiento y diseñar la descarga finamente de forma de afeitar esos picos, el beneficio económico por concepto de potencia aumenta respecto al ejemplo anterior, en que se hablaba de una descarga a potencia constante. La capacidad del código de encontrar los mecanismos de descarga óptimos, permite maximizar este beneficio, provocando que el mismo termine representando un 95,8 % del ahorro total (y no un 71,5 %, como en el caso en que la descarga es a potencia constante). Se tiene a su vez, que con el BESS funcionando como dicta la herramienta, cada kWh del banco produce un beneficio de \$673 al mes ($\frac{\$1,050,356}{130 kWh \times 12 meses}$), valor tres veces mayor al que se tenía en el ejemplo anterior de descarga a potencia constante (\$215,8).

Como se mencionó, el cliente al instalar el BESS pasa de categoría GC2 a SG2. Sin embargo, considerando que la tarifa para suscriptores con generación entró en vigencia este año (y generó muchas opiniones sobre sus implicancias), se decidió estudiar también el ahorro económico que se tendría en el caso de mantener la categoría tarifaria GC2, o en el caso de ya ser SG2 previo a la instalación del BESS. Dichos resultados se muestran en la tabla 5.16. Se tiene que con el BESS

Situación tarifaria	Ahorro energía (\$)	Ahorro potencia (\$)	Ahorro anual (\$)	Pago anual por energía y potencia (\$)
Pasando de GC2 a SG2	4.105.049	-3.054.692	1.050.356	12.097.888
Manteniendo GC2	98.399	473.744	572.143	12.576.102
Manteniendo SG2	46.799	1.006.484	1.053.283	12.097.888

Tabla 5.16: Ahorros al incorporar un BESS, en diferentes contextos tarifarios.

5.2. Optimización en base a la demanda de un gran consumidor

funcionando, la categoría tarifaria que más beneficia al usuario es la de SG2.

A diferencia del caso ya analizado (pasar de GC2 a SG2), si se mantiene la calidad de GC2 o SG2, solo se tiene un ahorro en el pago por energía, por aquellos kWh que se dejan de consumir en punta y se pasan a consumir en valle. Cada kWh desplazado, produce un menor beneficio económico para los SG2 que para los GC2, lo que se debe a que los precios energéticos en los tres tramos horarios son más similares entre sí, para los primeros que para los segundos (ver tabla 5.6). Esto conlleva a que el ahorro por concepto de energía sea \$51.600 mayor, si se mantiene la categoría GC2 que si se conserva la SG2.

Caso contrario es el del pago por potencia. Como los precios por este concepto son superiores para los SG2 que para los GC2, se logra tener un beneficio \$532.740 mayor por este aspecto, si se tiene la primera categoría.

Como el impacto del BESS es mayor en el pago por potencia que en el pago por energía, resulta más rentable tener una categoría de SG2, donde el peso de la potencia en la factura eléctrica es mayor.

De todos modos, no hay que perder de vista que el cargo por potencia, viene dado por el mayor valor entre la potencia máxima medida y la potencia contratada. Esto significa que si el BESS falla en actuar al momento de un pico de consumo, se perderá el impacto económico que este genera sobre el pago por conceptos de potencia. Más aún, si se reducen los valores contratados, asumiendo que los máximos demandados de la red van a disminuir gracias al BESS, una falla del sistema puede provocar elevadas potencias excedentarias, lo que trae consigo dos riesgos, el de pagar recargos elevados, y el de desconexión.

A partir de esto, surge el interés de estudiar el ahorro económico que se produce por agregar un BESS, si sólo se lo utiliza bajo un esquema de load shifting, y no se considera la posibilidad de reducir las potencias contratadas.

En este contexto, se asumió que se cicla el banco entre en un 5 % y un 95 % de su capacidad (a diferencia del 20 %-80 % anterior), considerando que al no cumplir la función de afeitar picos, las exigencias a las que el mismo estará sometido son menores, y se puede aprovechar más su capacidad. Los ahorros que se obtienen se muestran en la tabla 5.17. Como se comentó anteriormente, este esquema de funcionamiento, por más que es menos riesgoso, resulta menos atractivo desde el punto de vista económico. Se tiene también, que si la potencia no entra en juego, el esquema tarifario más beneficioso sería el de mantener la categoría GC2.

Situación tarifaria	Monto anual a pagar por concepto de energía y de potencia (\$)	Ahorro anual (\$)
Pasando de GC2 a SG2	13.074.705	73.540
Manteniendo GC2	12.993.271	154.974
Manteniendo SG2	13.074.705	76.466

Tabla 5.17: Ahorros al incorporar un BESS, con el mismo funcionamiento únicamente para desplazar el consumo energético, en diferentes contextos tarifarios.

Capítulo 5. Análisis de resultados

Tiempo de retorno de la inversión

Como se analizó, el sistema genera diferentes ahorros económicos dependiendo del contexto tarifario, y de si se decide cambiar o no la potencia contratada (por el riesgo que implica). Esto a su vez, significa diferentes tiempos de retorno de la inversión (ver tabla 5.18). Para el caso analizado, en que el cliente pasa de ser GC2 a ser SG2, se tiene un tiempo de retorno de inversión de 2 años, asumiendo que el BESS cumple a la perfección con las consignas dictaminadas por el software.

Escenario	Situación tarifaria	Tiempo de retorno de la inversión (años)
Cambiando la potencia contratada	Pasando de GC2 a SG2	2
	Manteniendo GC2	3
	Manteniendo SG2	2
Manteniendo la potencia contratada	Pasando de GC2 a SG2	21
	Manteniendo GC2	10
	Manteniendo SG2	20

Tabla 5.18: Tiempo de retorno de la inversión, bajo diferentes esquemas de funcionamiento.

Se consideró 300 USD/kWh como precio del BESS en Uruguay, basado en información proporcionada por empresas uruguayas con conocimiento en el área. Este valor refleja el costo de capital (CAPEX) del sistema de almacenamiento de energía, es decir, los costos de inversión inicial, y un costo estimado fijo de operación y mantenimiento (OPEX).

Para el caso de estudio analizado (pasando de GC2 a SG2), con el BESS logrando realizar peak shaving de forma óptima, se obtienen tiempos de retorno de inversión 10 veces más rápidos que si únicamente se realiza load shifting.

Capacidad óptima del BESS

Se pretende analizar en mayor detalle, por qué la capacidad óptima del BESS a instalar, es de 130 kWh para este caso de estudio.

El proceso de determinación de la capacidad a instalar, consiste de una serie de pasos. Primero se comienza considerando un BESS de 0 kWh, y se calcula el ahorro económico que el mismo genera durante un período de 10 años, el cuál evidentemente es nulo. A partir de ahí, se incrementa iterativamente la capacidad del BESS en unidades de 1 kWh, registrando el aumento en el beneficio económico que esto trae aparejado. Se continúa con este proceso, hasta que se detecta que el último kWh agregado, genera un ahorro en un período de 10 años menor a 300 USD (costo del BESS por kWh que se utiliza en el análisis). Una vez sucede esto, se descarta el último kWh agregado y se fija la capacidad del banco.

Como se comentó previamente, la mayor parte del ahorro surge del recorte de picos de potencia. De aquí, y recordando que se toma un C-rate máximo de 1C para determinar la capacidad de banco a instalar, se tendrá que dicha capacidad vendrá dada principalmente por la potencia de descarga necesaria para afeitar el máximo pico de consumo.

5.2. Optimización en base a la demanda de un gran consumidor

En el caso analizado, previo a la instalación del BESS, la máxima demanda registrada fue de 649 kW, durante un día de febrero en período llano. Dicho valor, se encuentra 130 kW por encima de la potencia media consumida en ese día, para ese tramo horario. Esto implica que si el banco es capaz de alcanzar una potencia de descarga de 130 kW, y de suministrar la energía demandada durante el pico, se logrará afeitar el mismo y tener una curva de consumo desde la red más plana, con un máximo menor. Una vez que se aplanan la curva de demanda, la manera de continuar reduciendo el pico de potencia consumida de la red, es usar la energía remanente (la que no se gastó en el proceso de afeitado), para realizar una descarga a potencia constante. Sin embargo, cada kWh que se usa bajo este esquema de funcionamiento, genera un beneficio económico menor que lo que cuesta su instalación. De aquí entonces, que la capacidad óptima del banco, quede determinada por la energía y potencia máxima de descarga necesaria, para alimentar el mayor pico de consumo que presenta el cliente. En este caso, para lograr esto, la condición más restrictiva que se necesita cumplir, es que en cierto instante se descargue el BESS a 130 kW. Por lo que la capacidad óptima a instalar es 130 kWh, de manera de poder cumplir con dicha exigencia sin superar el C-rate máximo permitido.

Se calculó a su vez el tamaño óptimo de banco a instalar, si se permite un C-rate máximo de 2C, y se obtiene como resultado 65 kWh. Esto pone en evidencia nuevamente, que la capacidad ideal del BESS en este caso, viene determinada por el mayor pico a afeitar, y la potencia máxima de descarga con la que se le permite trabajar.

Ahorro en función del C-rate

Al ser la potencia el factor más determinante del beneficio económico, se decidió analizar como varía el tiempo de retorno de la inversión, si se cambia la potencia máxima de descarga (ver figura 5.20). Para hacer esto, se fijó la capacidad del BESS en su valor óptimo (130 kWh), y se calculó el ahorro que el mismo puede generar, para diferentes C-rate máximos de carga y descarga.

Se observa que el tiempo de retorno de la inversión decrece a medida que se aumenta el C-rate máximo permitido. Para C-rates más chicos que 1C, el banco deja de ser capaz de afeitar la totalidad de los picos de consumo, lo que se traduce en mayores potencias consumidas desde la red y menores ahorros.

Para C-rates mayores que 1C, el tiempo de retorno de la inversión deja de decrecer, manteniéndose constante. Esto se debe a que la capacidad del BESS, se elige considerando un C-rate máximo de 1C, por lo que el mismo está dimensionado para que con dicho rate, le sea suficiente para afeitar los picos necesarios, y alcanzar el óptimo económico. Como este análisis se realiza considerando una capacidad de BESS fija, la energía que el mismo puede entregar, no varía con el C-rate máximo de descarga. Esto implica que si en algún momento la potencia de descarga supera los 130 kW, en otro momento la misma debe ser menor que la que el software dictaminó como óptima, para el caso de 1C, pues se está descargando una cantidad de energía fija. Esto representa un desvío respecto del comportamiento que maximiza el beneficio económico, por lo que el software, a pesar de que se le permita considerar consignas que alcanzan C-rates mayores que 1C, mantie-

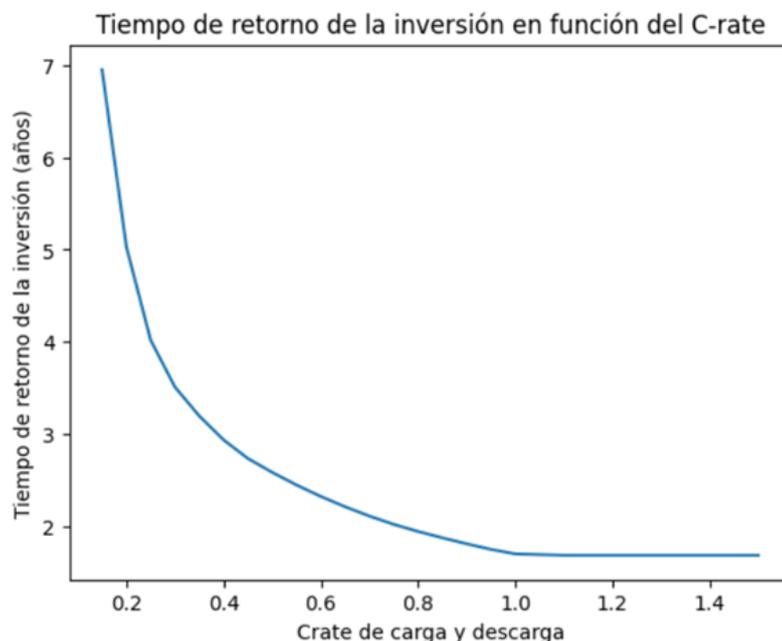


Figura 5.20: Variación del tiempo de retorno de la inversión, cuando se modifican los C-rates máximos de carga y descarga.

ne las mismas políticas de operación que cuando la máxima potencia de descarga permitida es 130 kW. Como el comportamiento que dictamina el software para el BESS, es el mismo para cualquier C-rate mayor que 1C, el tiempo de retorno de inversión también lo es.

Costo de falla

Para el caso analizado, el tiempo de retorno de inversión, es 10 veces menor cuando se realiza peak shaving, que cuando solo se realiza arbitraje energético.

Sin embargo, como se mencionó anteriormente, con la primera estrategia surge el riesgo de instalar un BESS, disminuir las potencias contratadas, y que el equipo falle al momento en que se da un máximo de demanda. Esto traería consigo dos impactos negativos. Por un lado, implicaría pagar multas mayores que si se mantienen las potencias contratadas anteriores, ya que se tendría una mayor potencia excedentaria (ver sección 2.2). Por otro lado, se correría el riesgo de que el cliente sea desconectado de la red.

Para determinar la potencia a contratar en valle, el código se restringe a considerar valores, que no sean superados en más de un 10% por el pico anual de potencia demandada de la red. Con el correcto accionar del BESS, la máxima potencia anual consumida desde la red disminuye, lo que da lugar a contratar una potencia en valle menor. Sin embargo, si se da la eventualidad de que el sistema falle al momento en que se da dicho máximo, la potencia consumida desde la red que se tendría en ese instante, podría superar en más de un 10% a la mayor de

5.2. Optimización en base a la demanda de un gran consumidor

las nuevas potencias contratadas (valle), y se correría el riesgo de desconexión.

Surge entonces el interés de cuantificar económicamente este riesgo. Para esto, se considera el caso del gran consumidor analizado, para el que el código recomendó la instalación de un BESS de 130 kWh, y reducir las potencias contratadas de 595 kW, 492 kW y 409 kW a 476 kW, 399 kW y 373 kW en valle, llano y punta respectivamente.

Para prevenir el riesgo de desconexión, se pueden cambiar las potencias contratadas en llano y punta, tal como sugiere el código, pero mantener la potencia contratada en valle previa. Esto se debe a que la misma, se eligió bajo la restricción, de que nunca se vea superada en más de un 10 % por la máxima potencia demandada desde la red, que se tiene antes de incorporar el BESS. El hecho de mantener la potencia contratada en valle en 595 kW en lugar de bajarla, implica pagar anualmente \$173.216 más, que si se la disminuye a 476 kW. Es decir que prevenir el riesgo de desconexión, implica una pérdida del 16,5 % del potencial ahorro.

Por otro lado, se calculó para cada mes del año, el mínimo y máximo monto por concepto de potencia que se puede llegar a abonar, asumiendo que se cambiaron las potencias contratadas en llano y punta a los valores recomendados por el software, y que se mantuvo la potencia contratada en valle previa. El monto mínimo, viene dado por el caso en que el sistema funciona de la manera óptima determinada por el código, y afeita todos los picos de interés. Mientras que el monto máximo, queda determinado por la situación en que el sistema falla en los tres tramos horarios, y no logra suministrar potencia alguna en los instantes en que se dan los máximos de consumo.

Se define a su vez el costo de falla de potencia, como la diferencia entre el máximo y mínimo pago por concepto de potencia que se puede tener. Este permite dimensionar cuál es el riesgo económico que se tiene mes a mes, por el hecho de bajar las potencias contratadas en llano y punta, a los valores recomendados.

En el peor de los casos, donde el BESS falla en todos los meses del año en los instantes en que se dan los picos de llano y de punta, se pagan \$952.979 adicionales como concepto de multa (ver tabla 5.19). Los riesgos económicos son mayores en los meses de mayor consumo, como ilustra la figura 5.21. Esto se debe a que en estos meses, aún con el BESS funcionando de manera correcta, la potencia máxima consumida supera a la contratada. Por ende, si se produce una falla al afeitar uno de estos picos, las potencias excedentarias serán elevadas.

	Pago por potencia mínimo (\$)	Pago por potencia máximo (\$)	Costo de falla de potencia (\$)
Costo anual	6.920.215	7.873.194	952.979

Tabla 5.19: Riesgo económico anual, de que el sistema falle en afeitar las potencias máximas consumidas.

El beneficio económico anual que se tiene con el BESS funcionando de manera ideal, es de \$1.050.356 (ver tabla 5.15). Si a esto se le restan los \$173.216 necesarios

Capítulo 5. Análisis de resultados

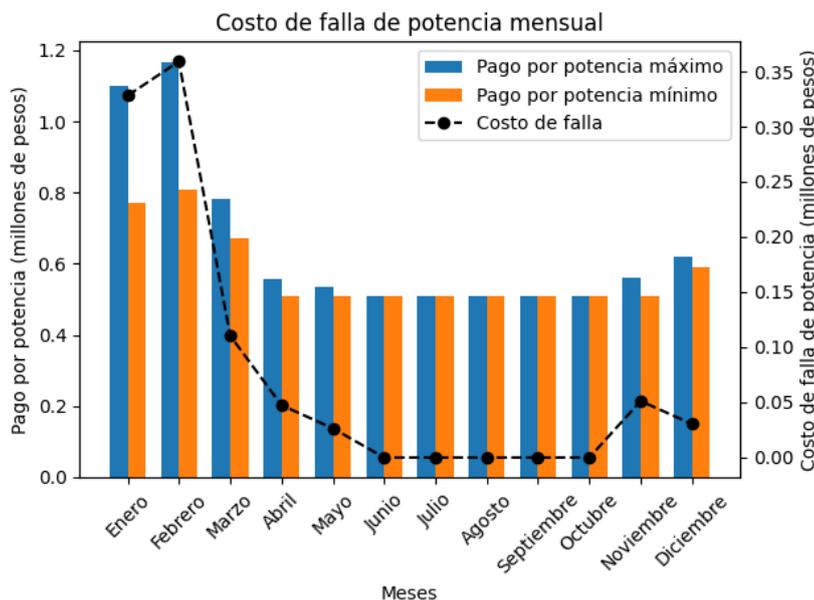


Figura 5.21: Riesgo económico mensual, de que el sistema falle en afeitar las potencias máximas consumidas.

para prevenir el riesgo de desconexión, y los \$952.979 del caso en que el sistema no logra afeitar ninguno de los picos, se llega a que en el peor de los casos, la suma del costo por energía y potencia que tiene el cliente, aumenta en \$75.839 al incorporar el BESS y disminuir las potencias contratadas a los valores recomendados. Esto es un aumento del 0,6%, con respecto a lo que se pagaba previo a la incorporación del sistema.

5.3. Pruebas de laboratorio

Como se comentó en capítulos anteriores, uno de los objetivos de este trabajo, es realizar una primer aproximación a la posibilidad de conformar un BESS con baterías de segunda vida. Ya se ha expandido respecto a los diferentes desafíos técnicos y normativos asociados a esta posibilidad (secciones 2.4 y 3.3.2).

Otro tema fundamental a estudiar, es que las baterías de segunda vida, sean capaces de cumplir con las exigencias de carga y descarga correspondientes al funcionamiento de un BESS. Con el fin de trabajar este aspecto, se realizó una prueba de laboratorio sobre la que se expande en esta sección.

Se cuenta con una batería de segunda vida, de 2,35 kWh de capacidad. La misma se armó a partir de otra batería, que fue conseguida mediante la donación de un importador y distribuidor de vehículos eléctricos en Uruguay. Era utilizada en un vehículo monoplace totalmente eléctrico, y según datos proporcionados por el proveedor, esta fue descartada por un fallo durante el proceso de carga. En otro trabajo final de carrera (titulado “Estudio de Reutilización de Baterías de Vehículos Eléctricos” [8]), se identificó cuáles de las celdas que componen la batería eran

5.3. Pruebas de laboratorio

potencialmente reutilizables, y cuáles debían ser recicladas o desechadas. Luego, en el mencionado trabajo, se construyó un nuevo banco, de segunda vida, a partir de las celdas que se encontraban en condiciones, siendo este el que se utiliza en este caso.

Aprovechando la batería y el software desarrollado, se obtienen consignas de funcionamiento propias de un BESS, y se verifica si la batería de segunda vida es capaz de cumplir con las mismas.

5.3.1. Equipos utilizados

Los ensayos que se describen a continuación, se realizaron en locaciones del Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, en Montevideo, Uruguay. El equipamiento utilizado se compone de la batería, un equipo de ensayo de baterías y una caja contenedora de ensayos, según se describe a continuación. Dicho equipamiento forma parte del Laboratorio de Vehículos Eléctricos de la Facultad, habiendo siendo los últimos dos equipos adquiridos en el marco del proyecto ANII PEC 152509.

Batería

Las características de la batería, fueron determinadas a lo largo del proyecto “Estudio de Reutilización de Baterías de Vehículos Eléctricos”, las cuales se enlistan en la tabla 5.20.

Equipo de ensayo de baterías

Para ensayar el banco reutilizado, se utilizó un equipo marca Chroma modelo 17020, que como se muestra en la figura 5.22a, consiste de un rack compuesto por diversos elementos, que en su conjunto permiten programar ensayos de carga y descarga controlada. Los diversos componentes del equipo se comunican mediante protocolos CANBus y Ethernet. En la figura 5.22b se ilustra el esquema de funcionamiento a nivel de hardware.

A continuación se describen brevemente los principales componentes del equipo de ensayos:

- Unidad de comunicación de datos, modelo 692001:

Es la interfaz de comunicación entre la PC, donde se programan los ensayos, y los diversos equipos que controlan la carga y descarga de la batería en cuestión (Inversor AC/DC, Tester de descarga y controlador de carga/descarga). A su vez, es capaz de soportar una comunicación mediante CANBus con un BMS, pudiendo recabar datos del estado individual de cada celda cuando se esté ensayando un banco.

- Controlador de carga/descarga, modelo 69200-1:

Es un equipo que, a través de Ethernet, es capaz de recibir desde la PC los perfiles de carga/descarga configurados por el usuario, y convertirlos en

Capítulo 5. Análisis de resultados

Cantidad de celdas	15 en serie
Química	LiFePO ₄
1C	50 A
Capacidad	46,5 Ah
Tensión Nominal	48 V
Energía disponible de descarga continua @ C/3	2352 Wh
Corriente máxima de descarga continua	1C
Corriente máxima de carga continua	0,5C
Corriente máxima de descarga @ 10 s	2C
Corriente máxima de carga @ 10 s	1,5C
Método de carga	CC hasta 53,25 V CV @ 53,25 V hasta $I \leq 0,05C$
Tensión máxima de carga	53,25 V
Tensión mínima de descarga	42,14 V
Rango de temperaturas de carga	0°C a 60°C
Rango de temperaturas de descarga	-30°C a 60°C
Dimensiones l/a/h	360 mm / 250 mm / 230 mm
Comunicación con BMS	Bluetooth (visualización y configuración de parámetros) y/o CANBus (lectura de datos)
Protecciones eléctricas	Sobretensión, sobrecarga, sobredescarga, cortocircuitos

Tabla 5.20: Datos nominales de la batería.

parámetros que son levantados por el Tester de carga/descarga, mediante el protocolo CANBus. A su vez, lee los datos de tensión, corriente y temperatura recogidos por el tester, guardándolos en la PC. Sus características técnicas se enlistan en la tabla 5.21.

Este dispositivo también cuenta con una memoria interna, en la que guardan los datos durante 60 minutos, en caso de que la PC pierda el enlace de comunicación.

Rango de tensión de alimentación	90-250 Vac
Frecuencia de alimentación	50/60 Hz
Máxima corriente de alimentación	2 A
Máxima potencia de alimentación	50 VA
Protocolos de comunicación	CANBus y Ethernet

Tabla 5.21: Características técnicas del controlador carga/descarga.

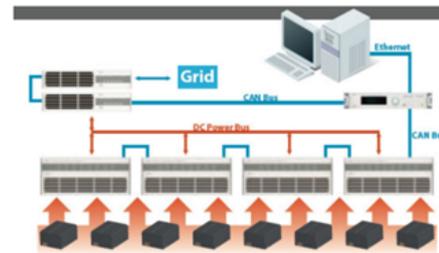
- Conversor DC/AC bidireccional modelo A691101:

Este equipo convierte la corriente AC de la red en DC, para alimentar diversos componentes del equipo de ensayo, y es el encargado de entregar

5.3. Pruebas de laboratorio



(a) Potenciostato Chroma 17020 utilizado para realizar los ensayos.



(b) Diagrama de HW del potenciostato Chroma 17020.

Figura 5.22: Potenciostato Chroma 17020 y su diagrama de hardware.

las corrientes de carga para las baterías, cuando se someten a esta etapa. Además, durante la descarga de la batería, convierte la corriente DC entregada por la misma a AC, para volcarla a la red. Tiene una eficiencia de un 95 % en la conversión de energía, y una distorsión armónica de corriente del orden del 5 %.

Rango de tensión de entrada auxiliar	90-250 Vac MODO AC/DC
Rango de tensión AC de entrada	190-250 Vac
Rango de tensión DC de entrada	400-440 Vdc
Máxima corriente DC	25 A
Potencia nominal	10 kW
Factor de potencia	0,9

Tabla 5.22: Características técnicas del conversor AC/DC bidireccional.

- Tester de carga/descarga modelo 69206-60-8:

Es el equipo encargado de controlar las corrientes de carga y descarga de la batería conectada, y es el elemento del equipo de ensayo que se conecta directamente a la batería a ensayar. Es capaz de controlar las tensiones y/o corrientes de carga/descarga, según los parámetros que le ingresan. Cuenta con 8 canales de entrada, configurables para usar en paralelo o serie, según tensiones y corrientes del dispositivo a ensayar. A su vez, también cuenta con 4 canales de entrada de medida de temperatura, a los que se conectan termocoplas.

Capítulo 5. Análisis de resultados

Rango de tensión por canal	5-100 Vdc
Máxima corriente por canal	50 A
Máxima potencia	2,5 kW
Resolución en medida de corriente	5 mA
Resolución en medida de tensión	3 mV
Resolución en medida de potencia	0,5 W
Protecciones	Sobretensión, sobret temperatura, sobrecorriente y subtensión

Tabla 5.23: Características técnicas del tester de carga/descarga.

Caja contenedora de ensayos

Dado que durante los ensayos, las baterías pueden sufrir procesos electroquímicos que deriven en explosiones o incendios, todas las pruebas que se apliquen a las mismas se realizan dentro de un recinto apropiado. Por esto, se utiliza una caja contenedora antiexplosiva, que es capaz de contener en su interior la explosión o incendio de la batería. Posee un sistema de ventilación forzada, que extrae los gases en caso que ocurra la ignición o explosión, y también cuenta con iluminación interior, para facilitar la inspección visual.

Volumen interno	1000 × 1000 × 1000 mm
Material interno	Acero A3 de 1,3 mm de espesor con pintura al horno
Material externo	Acero de 1 mm de espesor
Puerta	Estructura de acero, con bisagras y ventana de inspección a prueba de explosiones
Tamaño de ventana de observación	250 × 250 mm
Energía de batería soportada	9 kWh

Tabla 5.24: Características técnicas de la caja contenedora de ensayos.

5.3.2. Ensayos y resultados

Como se comenta en secciones previas, el tamaño óptimo de banco a instalar para las curvas reales de consumo con las que se cuenta, es de 130 kWh. Con el fin de trabajar con una demanda para la cual la instalación de un BESS de 2,35 kWh haga sentido, se escalan las curvas de consumo conocidas para cada día del año (ver figura 5.23), y se ejecuta el código a partir de las mismas.

El software, devuelve las consignas de funcionamiento que debe seguir el BESS, a lo largo de las 24 horas de cada día analizado. Para el día tipo de enero, el funcionamiento apunta a reducir los máximos de potencia consumida (ver imagen 5.24a). Mientras que para el caso de julio, el comportamiento del sistema apunta

5.3. Pruebas de laboratorio

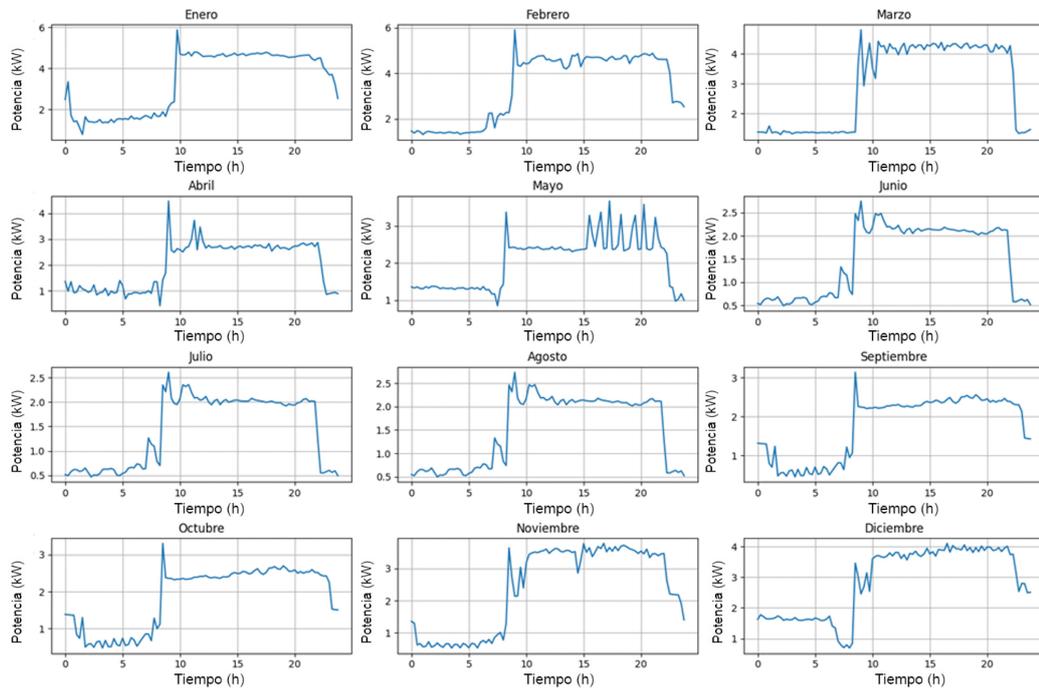
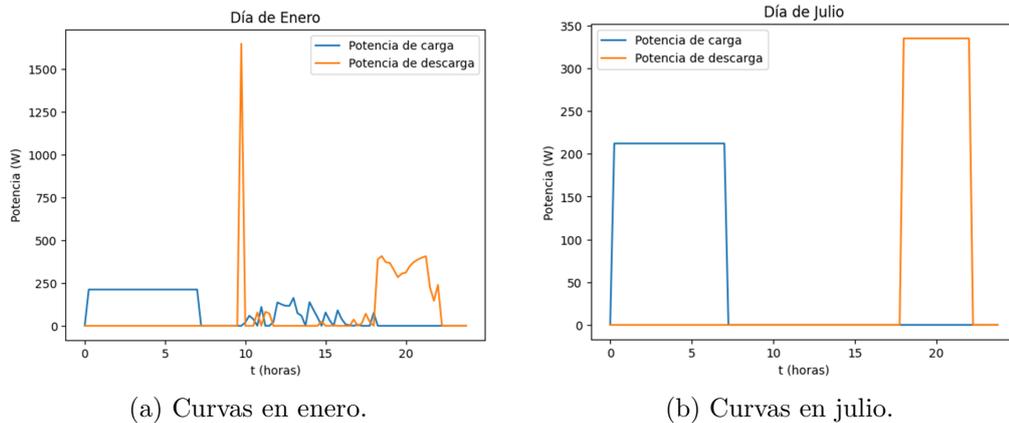


Figura 5.23: Curvas de potencia demandada utilizadas en los ensayos.

únicamente a desplazar el consumo energético al valle (ver imagen 5.24b). Se toman las potencias de carga y descarga de estos dos días para ciclar la batería.



(a) Curvas en enero.

(b) Curvas en julio.

Figura 5.24: Curvas de carga y descarga a ensayar.

Para el caso de julio, se divide el ensayo en dos etapas. Una primera etapa de carga a potencia constante (de 7 horas de duración), y una segunda etapa de descarga a potencia constante (de 4 horas de duración). No se ensayaron las 24 horas de forma consecutiva, para así contar con la supervisión de alguna persona frente a la batería durante todo el ciclado, con el fin de actuar frente a la eventualidad

Capítulo 5. Análisis de resultados

de que ocurra alguna complicación.

Los datos registrados indican que la batería es capaz de cumplir con las exigencias del ensayo (ver imagen 5.25). La misma comienza con un SOC inicial de 20 %, y se carga a potencia constante de 212 W durante 7 horas, para luego descargarse durante cuatro horas a potencia constante de 334,9 W (el sistema registra la potencia de descarga como negativa y la de carga como positiva). Se observa un desvío máximo de 0,2 W respecto a la consigna, que es menor que la precisión del tester de carga/descarga (0,5 W).

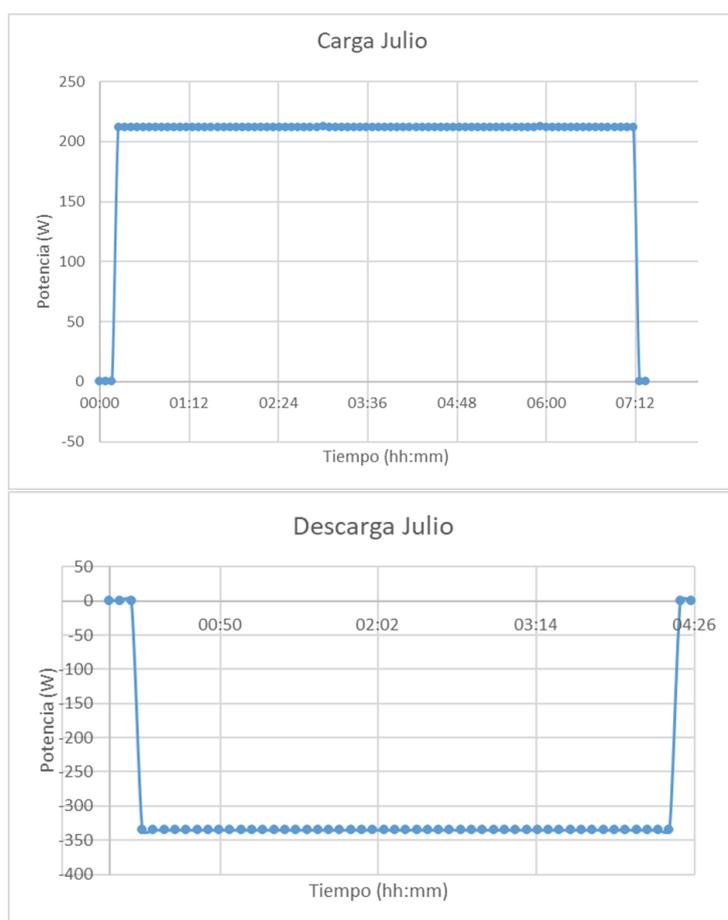


Figura 5.25: Resultado de los ensayos correspondientes al día de julio.

Para el caso de enero, el funcionamiento del BESS apunta a disminuir las potencias máximas consumidas desde la red, lo que implica potencias de carga y descarga variables instante a instante. Con el fin de exigirle a la batería responder de forma consecutiva a una sucesión de consignas diferentes, se realiza todo este ensayo de forma continua.

El código devuelve consignas de 15 minutos de duración, indicando cómo debe operar el sistema a lo largo de las 24 horas del día. Sin embargo, con el fin de poder estar presentes a lo largo de todo el ensayo, se cambia la duración de cada consigna de 15 a 3 minutos. Los resultados obtenidos se observan en la figura 5.26.

5.3. Pruebas de laboratorio

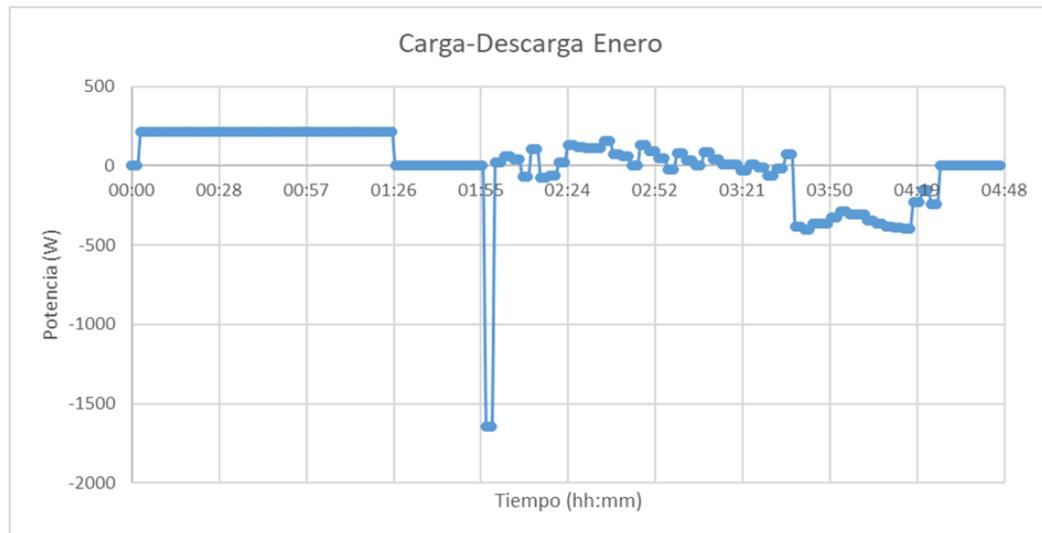


Figura 5.26: Resultado de los ensayos correspondientes al día de enero.

Una vez más, la batería logra cumplir con las exigencias de carga y descarga. Alcanza potencias de descarga máximas de 1648 W (0,7C), y desvíos máximos respecto de las consignas del entorno de 0,1 W (valor por debajo de la precisión del tester).

Claro está, que en estos ensayos se trabaja sobre una batería en particular, por lo que el hecho de que la misma pueda cumplir con las exigencias impuestas, no implica que cualquier otra batería de segunda vida también pueda. Cada una tendrá diferentes capacidades de funcionamiento, relativas a las exigencias que sufrió a lo largo de su anterior vida útil.

Sin embargo, los ensayos realizados, apuntan a que las exigencias de funcionamiento propias de un BESS, son compatibles con utilizar una batería de segunda vida. No se encontraron problemas en alcanzar C-rates del entorno de la unidad cuando se tiene un enfoque de peak shaving, ni en ciclar a la batería bajo un enfoque de desplazamiento del consumo energético.

Cabe destacar, que el código se restringe a determinar curvas de carga y descarga, que respeten ciclar a la batería entre un 20 % y 80 % de su capacidad, y que nunca superen un C-rate de 1C. Considerando que la batería utilizada proviene de un vehículo eléctrico, la misma está diseñada para cumplir con mayores exigencias que las mencionadas (ciclos entre el 0 % y 100 % de su capacidad y C-rates de 2C), por lo que resulta coherente que no haya presentado mayores dificultades para cumplir con las consignas impuestas.

5.4. Precio de un BESS conformado con baterías de segunda vida

Otro aspecto aún incierto respecto a las baterías usadas, es su valor de mercado. Claro está que la viabilidad de conformar un BESS a partir de estas baterías, dependerá del precio de las mismas.

Con el fin de trabajar este tema, se realizó un análisis de cómo varía el tiempo de retorno de la inversión en un BESS, en función del precio del mismo. Esto da lugar a tener una noción del rango de precios que es coherente que el mismo tome, en función de los beneficios económicos que puede generar.

El análisis se basa en los ahorros del caso puntual estudiado en la sección 5.2.4, donde se tiene al BESS funcionando bajo las consignas del software que optimizan el beneficio económico. Se consideró tanto el caso en que se utiliza el sistema para hacer peak shaving, como el caso en que solo se realiza load shifting.

Los resultados se observan en las figuras 5.27 y 5.28.

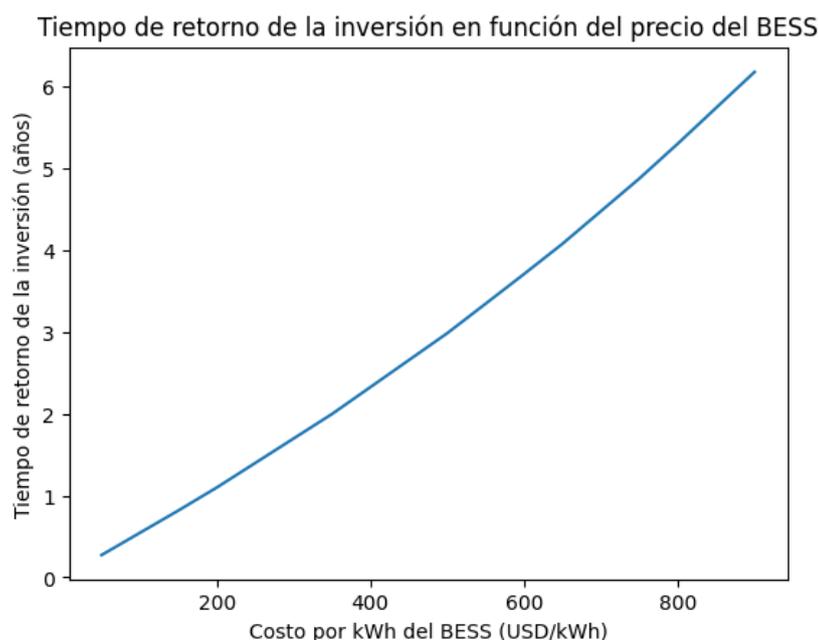


Figura 5.27: Variación del tiempo de retorno de la inversión ante cambios en el precio del BESS, considerando ahorros por energía y por potencia.

En el caso puntual analizado, para obtener un tiempo de retorno de la inversión inferior a 5 años, el BESS debe tener un precio menor a 750 USD/kWh en el primer caso (ver imagen 5.27) y a 70 USD/kWh en el segundo (ver imagen 5.28).

Es de esperar que la vida útil de un BESS conformado por baterías de segunda vida, sea menor que la de un sistema que utiliza un pack nuevo. En caso de que se cuente con un modelo de degradación preciso, que permita estimar la vida útil de las baterías del BESS, se puede utilizar las gráficas 5.27 y 5.28, para ver qué

5.4. Precio de un BESS conformado con baterías de segunda vida

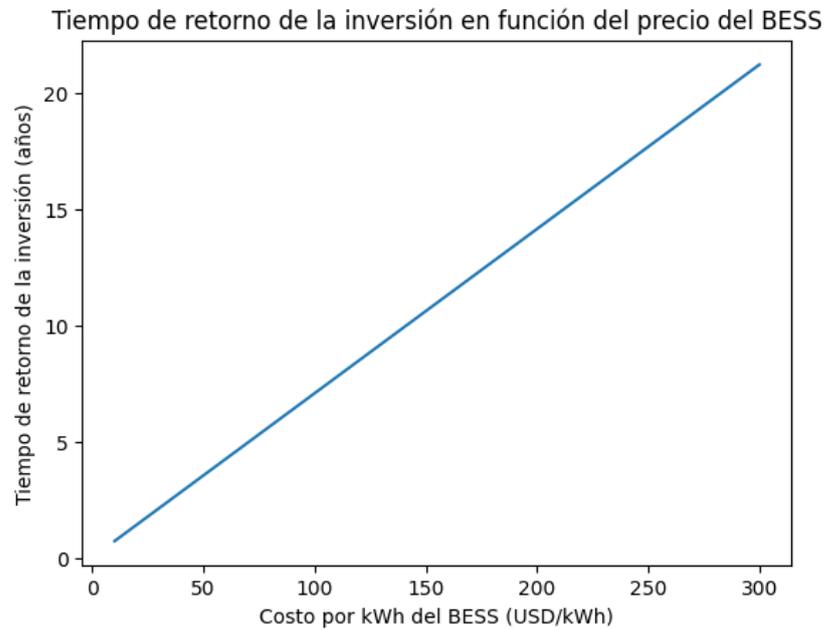


Figura 5.28: Variación del tiempo de retorno de la inversión ante cambios en el precio del BESS, considerando solo ahorros por energía.

precio por kWh debe tener el mismo, para recuperar la inversión previo al fin de su vida útil.

Cabe destacar, que los precios sobre los que se habla en esta sección corresponden a los del BESS, viniendo estos dados por la totalidad de los componentes del sistema, y no únicamente por las baterías (ver sección 2.1.1). Se estima que las mismas representan un 50 % del valor total del sistema [25].

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 6

Conclusiones

6.1. Síntesis general

Se logró desarrollar una herramienta que permite, para un patrón de consumo dado, determinar qué consignas de funcionamiento debe seguir un BESS con el objetivo de maximizar el beneficio económico que produce.

Dicha herramienta permite obtener estrategias de carga-descarga para el sistema de almacenamiento, diseñadas a medida de la demanda de potencia eléctrica del cliente. Encontrar las consignas de funcionamiento óptimas del BESS para diferentes patrones de consumo, representa un problema complejo cuya resolución demanda la utilización de herramientas de optimización computacionales. Debido a esta dificultad, son muchos los usuarios que utilizan sus sistemas BESS bajo esquemas de descarga a potencia constante, lo que lleva a perder gran parte del beneficio económico que el mismo puede generar. A modo de ejemplo, para el caso puntual analizado, la capacidad de la herramienta de encontrar las estrategias óptimas, permite obtener ahorros tres veces mayores que si se descargara el sistema a potencia constante (ver sección 5.2.4)

Se considera que el software desarrollado puede ser muy útil en etapas de anteproyecto, en donde se este considerando la posibilidad de incorporar un sistema BESS, en una instalación dada. Esto se debe a que el código incluye diversas funcionalidades útiles, como por ejemplo, la de dimensionar la capacidad de banco que mejor se adapta al patrón de consumo del cliente, ayudando así a prever la inversión a realizar, para comprar el sistema. A su vez, tal como se realiza en la sección 5.2.4, a través de la herramienta desarrollada se logra cuantificar los potenciales beneficios económicos, asociados a la instalación de un sistema BESS. Esto es sin dudas muy importante para aportar información más clara al cliente, y que el mismo pueda decidir si está interesado en invertir en un BESS o no.

La herramienta logra dimensionar la capacidad del sistema de almacenamiento, obtener consignas carga-descarga, y realizar un análisis económico en cuestión de segundos.

Se logró confirmar que en el contexto tarifario actual del Uruguay, la instalación de un BESS puede traer grandes réditos económicos. En el caso analizado, con

Capítulo 6. Conclusiones

un sistema de tamaño y funcionamiento óptimo relativo al consumo del cliente, se pueden alcanzar tiempos de retorno de inversión de 2 años. Esta es una conclusión importante, al confirmar que un sistema de este tipo sigue teniendo sentido económico, aún con la categoría tarifaria suscriptor con generación, lo cual despertaba inseguridad en la industria uruguaya. Se identifica que el estudio realizado, permite sacar conclusiones relativas a una tecnología que está en pleno desarrollo, y que se cree que continuará creciendo en el mercado, considerando que cada vez son más las baterías que hay en circulación, debido al crecimiento en la adopción de vehículos eléctricos.

Algo relevante que se identificó en este trabajo es que para los precios actuales del servicio eléctrico uruguayo, la mayor parte del beneficio económico que se puede obtener a partir de la inclusión de un BESS, surge de su capacidad para reducir las máximas potencias consumidas desde la red. Concretamente en el caso analizado, el 95,8% del ahorro, viene dado por la reducción del pago por potencia. Esto invita a aquellos clientes que ya cuentan con un BESS o que piensan comprar uno, a diseñar las políticas de operación del mismo priorizando un esquema de peak shaving, sobre un esquema de desplazamiento del consumo energético. Cuanto más pronunciados sean los picos en la demanda de potencia eléctrica, mayor será el rédito económico que ofrecerá la instalación de un BESS.

El hecho de que la mayoría del ahorro se vea en el pago por potencia, se debe a que para los suscriptores con generación, el precio por este concepto tiene mayor peso en la factura eléctrica, que el precio de la energía, tal como se discute en la sección 5.2.4. El precio de la potencia está relacionado principalmente, con los costos asociados a la infraestructura y el mantenimiento de la red de distribución, mientras que el precio de la energía refleja los costos variables asociados a la generación de la misma. Se entiende entonces que los precios impuestos, reflejan el rol predominante que tienen los costos de red en el desarrollo y operación del sistema eléctrico.

Otro aspecto que respalda esta conclusión, es la forma en que fue variando con el tiempo, el mecanismo de cobro por conceptos de potencia. Tal como se plantea en la sección 2.2.4, a lo largo de los años se ha visto un continuo aumento en la potencia mínima de facturación, y en la cantidad de cargos por este concepto.

Por otro lado, con las pruebas de laboratorio realizadas, se verificó que una batería de segunda vida, tiene la capacidad de cumplir con consignas de funcionamiento propias de un BESS. Sin embargo, se vio a lo largo de este trabajo, que conformar uno de estos sistemas con baterías usadas, representa un desafío multifacético, con muchos aspectos sobre los que aún hay que trabajar (ver sección 2.4). Se evidenció también que el marco normativo actual en el Uruguay, no desarrolla respecto a esta posibilidad (ver sección 3).

6.2. Recomendaciones a futuro

Una vez confirmado el beneficio económico que puede generar la instalación de un BESS en el contexto uruguayo, surge el interés de desarrollar un producto que permita controlar el funcionamiento del mismo, de forma que actúe de manera

óptima.

El software desarrollado da un primer paso en este sentido, al lograr determinar consignas de carga y descarga que maximizan el ahorro generado por el BESS. Sin embargo, hay diferentes aspectos sobre los que se debe trabajar en mayor profundidad, con el fin de perfeccionar el código y poder potencialmente utilizarlo para controlar el funcionamiento de un sistema real.

En primer lugar, es fundamental modelar en mayor detalle el proceso de degradación de la batería. El modelo utilizado, por más que ayuda a detectar entre diferentes procesos de carga-descarga, al menos dañino para la salud de la batería, no predice de forma precisa la evolución del estado de salud de la misma, a lo largo del tiempo (ver sección 5.1.3). Avanzar en el desarrollo de un modelo más detallado en estos aspectos, permitiría formular un código realimentado, que actualice sus consignas de funcionamiento en base al SOH del banco de baterías. A su vez, permitiría predecir una potencial vida útil del BESS, facilitando dar una garantía de funcionamiento, durante un período de tiempo más preciso.

Otro aspecto sobre el que sería interesante profundizar, es el mecanismo de determinación de las curvas de consumo de los clientes. UTE registra las potencias consumidas por los suscriptores cada 15 minutos, y permite que los mismos accedan a esos datos. En el caso analizado, se utilizaron estos registros como patrón de consumo del cliente. Sin embargo, la potencia consumida en función del tiempo, puede variar con el paso de los años. Esto implica que modelar el consumo a partir de los registros de un año específico, puede ser impreciso, ya que los mismos pueden no adaptarse al consumo que se tendrá en los años venideros. Entonces, surge la posibilidad de generar una base de datos, a partir de los registros de potencia muestreados a lo largo de muchos años, para poder realizar un análisis estadístico de los mismos, y desarrollar un mecanismo de predicción del patrón de consumo más elaborado. Además, podría ser interesante el acceso a mediciones en tiempo real, que permitiría a los clientes tomar decisiones informadas sobre su consumo energético.

Contar con curvas de consumo “confiables”, es esencial si se quiere utilizar el software desarrollado para controlar el funcionamiento de un sistema real. Si las mismas son precisas, es de esperar que los máximos demandados por el cliente, no superen en gran medida a los previstos. Como se discute en la sección 5.2.4, estos picos de consumo son los que determinan la capacidad y potencia del BESS a instalar. Por ende, si se los predice de forma correcta, se contará con un sistema con las características técnicas necesarias, para poder llevar adelante estrategias de peak shaving.

Al ejecutar el código para un patrón de consumo dado, el mismo dictamina ciertas consignas de carga y descarga para el BESS, que llevan a nuevas potencias máximas demandadas de la red. Tal como se comenta en la sección 2.2, estas son las que determinan el pago por concepto de potencia que se tendrá. Para implementar un esquema de peak shaving de forma práctica, se puede entonces tomar los nuevos máximos de consumo que indica el software, y a través del BESS lograr que los mismos nunca sean superados. Para realizar esto, se puede colocar un registrador de potencia aguas abajo del medidor de UTE, y notificar al BESS que se debe

Capítulo 6. Conclusiones

descargar, cuando se este midiendo que el consumo es superior al máximo deseado. Para que el BESS pueda cumplir con estas consignas, es necesario que este dimensionado de forma correcta, lo que, como se comentó, depende de qué tan precisa sea la curva de consumo con la cual se ejecutó el código. Claro está que la implementación propuesta, implica un desafío a nivel de control y comunicación, sobre el que habría que trabajar.

Por otro lado, aún hay mucho por investigar respecto a la viabilidad de montar un BESS con baterías de segunda vida. Un aspecto central a abordar, es la determinación del estado de salud de baterías, cuya vida pasada no se conoce. Esto es esencial para poder determinar, si las mismas son aptas para conformar un sistema de almacenamiento. También, se puede investigar sobre cuáles son las máximas prestaciones de potencia que las mismas pueden ofrecer, al ser este el parámetro que más influirá sobre el beneficio económico generado.

Por último, otro aspecto clave a abordar, es el desarrollo de un marco regulatorio en Uruguay, referido a la reutilización de baterías y a los sistemas BESS. La adopción de normativas como la IEC 62933 o la UL 1974, ajustadas al contexto local, permitiría generar un entorno seguro para que crezca aún más el mercado de estos sistemas de almacenamiento, y que se avance en la reutilización de baterías.

Apéndice A

Implementación de las restricciones

En esta sección se explica con mayor profundidad cómo se traducen las restricciones expresadas en la etapa de formulación matemática, al formato necesario para ejecutar la función `linprog` de programación lineal o la función `solve_qp` para programación cuadrática. Se elige para ejemplificar este proceso, al grupo de restricciones expresadas por la ecuación 4.25, del proceso de optimización de la sección 4.2.2, las cuales se repiten nuevamente a continuación.

$$E(t = -1) + \sum_{i=0}^t \Delta t.(\eta_c.P_c(i) - P_d(i)/\eta_d) \leq E_{max} \quad \forall t \in \{0, 1, \dots, N - 1\} \quad (\text{A.1})$$

Donde, como ya fue mencionado,

$$E(t = -1) = E_{inicial} \quad (\text{A.2})$$

Nótese que la ecuación 4.25 implica N restricciones, una por cada posible valor del índice t en el conjunto $\{0, 1, \dots, N - 1\}$. A continuación se explicitan algunas de ellas, para valores de t seleccionados.

$$E(t = 0) = \Delta t.(\eta_c.P_c(i = 0) - P_d(i = 0)/\eta_d) + E_{inicial} \leq E_{max} \quad (\text{A.3})$$

$$E(t = 1) = \Delta t.(\eta_c.P_c(i = 1) - P_d(i = 1)/\eta_d) + \Delta t.(\eta_c.P_c(i = 0) - P_d(i = 0)/\eta_d) + E_{inicial} \leq E_{max} \quad (\text{A.4})$$

⋮

$$E(t = N - 1) = \Delta t.(\eta_c.P_c(i = N - 1) - P_d(i = N - 1)/\eta_d) + \dots + \Delta t.(\eta_c.P_c(i = 1) - P_d(i = 1)/\eta_d) + \Delta t.(\eta_c.P_c(i = 0) - P_d(i = 0)/\eta_d) + E_{inicial} \leq E_{max} \quad (\text{A.5})$$

Se quiere expresar cada una de estas restricciones como la relación entre el producto de un vector de constantes v_t , por el vector x , y una constante u_t que oficia de cota superior, es decir, $v_t.x \leq u_t$. Donde el vector x ya fue expresado en la sección 4.3.2, pero se repite nuevamente a continuación.

$$x = [P_c(0), P_c(1), \dots, P_c(N - 1), P_d(0), P_d(1), \dots, P_d(N - 1), P_{contValle}, P_{contLlano}, P_{contPunta}, E_{inicial}] \quad (\text{A.6})$$

Apéndice A. Implementación de las restricciones

Luego, los vectores v_t pueden agruparse en una matriz V , donde cada una de sus filas se corresponde con uno de estos vectores, mientras que las cotas u_t se reúnen para formar un vector de constantes u . Donde el orden de las filas de la matriz, debe ser coherente con la forma en que se disponen los elementos del vector u . De esta forma, imponer $V.x \leq u$ será equivalente a pedir el cumplimiento de cada una de las restricciones. A continuación se muestra la matriz V , que hace esto posible.

$$\begin{array}{l}
 E(t=0) \\
 E(t=1) \\
 \vdots \\
 E(t=N-1)
 \end{array}
 \begin{pmatrix}
 P_c(0) & P_c(1) & \dots & P_c(N-1) & P_d(0) & P_d(1) & \dots & P_d(N-1) & P_{contValle} & P_{contLlano} & P_{contPunta} & E_{inicial} \\
 \Delta t \cdot \eta_c & 0 & \dots & 0 & -\frac{\Delta t}{\eta_d} & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\
 \Delta t \cdot \eta_c & \Delta t \cdot \eta_c & \dots & 0 & -\frac{\Delta t}{\eta_d} & -\frac{\Delta t}{\eta_d} & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\
 \vdots & \vdots \\
 \Delta t \cdot \eta_c & \Delta t \cdot \eta_c & \dots & \Delta t \cdot \eta_c & -\frac{\Delta t}{\eta_d} & -\frac{\Delta t}{\eta_d} & \dots & -\frac{\Delta t}{\eta_d} & 0 & 0 & 0 & 1
 \end{pmatrix}$$

Donde se ha señalado en el margen izquierdo de la matriz, a qué valor instantáneo de energía, corresponde la restricción impuesta por cada fila. A su vez, cada columna se ha etiquetado con el elemento del vector x , cuyo coeficiente queda fijado por el valor que toma la matriz en dicha columna. Como se observa, la matriz V está compuesta por cuatro submatrices, dos de ellas triangulares inferiores de tamaño N , otra nula de tamaño $N \times 3$, y por último una submatriz de unos, de tamaño $N \times 1$. Reconocer estos patrones resulta sumamente útil para construir las matrices necesarias.

Luego, cada componente del vector u , reúne todos los términos constantes de la correspondiente inecuación, que no dependen de los elementos del vector x . En este caso en particular, todas las componentes de u son iguales a E_{max} .

Hasta aquí se consideró únicamente un grupo de restricciones, el resto de ellas también pueden asociarse con matrices y vectores de cotas. Estos, a su vez, pueden agruparse para formar finalmente la matriz A_{ub} y el vector b_{ub} , entradas de la función linprog. Las ecuaciones 4.22, 4.25 y 4.26 significan, cada una, N filas en la matriz A_{ub} , mientras que aquellas expresadas por la ecuaciones 4.20 y 4.21 suponen agregar una única fila cada una. En total se tienen $3 \times N + 2$ filas, 290 para el caso en que $N = 96$. La matriz A_{eq} tiene una única fila, aquella necesaria para imponer la condición expuesta por la ecuación 4.29. El resto de las restricciones, es decir, aquellas expresadas por las ecuaciones 4.9, 4.10, 4.13, 4.18, 4.27 y 4.28 se expresan mediante los vectores l y u , imponiendo $l \leq x \leq u$.

Apéndice B

Independencia de la minimización de la degradación respecto del modelo

Como ya se dijo, las curvas P_c y P_d que minimizan el costo, pueden no ser únicas. Por ejemplo, pueden haber dos instantes de carga de la batería, dónde en uno de ellos la potencia de carga suba y en el otro baje en la misma cantidad, respecto de una solución previa, sin que esto represente un aumento del costo o una violación de restricciones. Dando lugar así, a una nueva solución. Más generalmente existen conjuntos de variables P_c y otros de variables P_d , cuyos elementos pueden modificar sus valores, manteniendo la variación de energía total producida por el conjunto, generando así nuevas soluciones. Nótese que la conformación de esos grupos no depende de la función de degradación, sino de las restricciones, las cuales provienen de la minimización previa del costo de la factura.

En lo que sigue se considera uno de esos conjuntos, de variables P_c o P_d , de ahora en más llamadas x_k , y cuya suma es constante e igual a la variación de energía total del conjunto, dividido entre Δt . Siendo dicha constante renombrada como $n \cdot \bar{x}$. Se quiere probar entonces, que el resultado de minimizar la degradación en el conjunto, entendida como la suma de aplicar una función f a cada x_k , es independiente de esta función, siempre que se cumplan ciertas hipótesis.

Nótese que tomar $f(x_k) = x_k$ para cada k no es una opción válida, pues al hacer la suma para todos los elementos del conjunto, esta arroja la constante mencionada. Entonces, la función objetivo sería siempre constante, sin importar cuál de las combinaciones de los x_k admitidas por las restricciones se considere, lo que no permitiría distinguir aquella que minimiza la degradación de la batería respecto de las otras.

Más formalmente:

Sean n variables x_k con $k \in \{1, \dots, n\}$ tales que cumplen que $\sum_{k=1}^n x_k = n \cdot \bar{x}$, con \bar{x} una constante no negativa. Sea $f : \mathbb{R}_{\geq 0} \rightarrow \mathbb{R}_{\geq 0}$ una función de clase C^2 en su dominio, con $f'(x) > 0$ y $f''(x) > 0 \quad \forall x \in \mathbb{R}, x \geq 0$.

Considérense el conjunto Ics que contiene los índices k , tales que los x_k correspondientes deben cumplir con una restricción de la forma $x_k \leq cs_k$, donde $cs_k \geq 0 \quad \forall k \in Ics$. Considérense el conjunto Ici que contiene los índices k , tales que los x_k correspondientes deben cumplir con una restricción de la forma

Apéndice B. Independencia de la minimización de la degradación respecto del modelo

$x_k \geq ci_k$, donde $ci_k \geq 0 \forall k \in Ici$. Por otro lado, el conjunto I es aquel que contiene el resto de índices, cuyas variables asociadas no deben respetar ninguna restricción adicional.

Defínase $s = \frac{n\bar{x} - \sum_{j \in Ics} cs_j - \sum_{i \in Ici} ci_i}{|I|}$, donde las barras verticales representan el cardinal del conjunto. Se asume que $cs_k < s \forall k \in Ics$ y $ci_k > s \forall k \in Ici$, pues caso contrario, puede verse que la restricción correspondiente no tiene ningún efecto sobre el resultado de la minimización, y no tendría sentido considerarla.

Entonces, con las restricciones mencionadas se tiene que:

$$\min \sum_{k=1}^n f(x_k) = |I|.f(s) + \sum_{i \in Ici} f(ci_i) + \sum_{j \in Ics} f(cs_j)$$

Demostración:

Según el teorema del valor medio de Lagrange:

- Dado un x_i con $i \in Ici$ existe un $x'_i \in (ci_i, x_i)$ tal que $f(x_i) = f(ci_i) + f'(x'_i).(x_i - ci_i)$
- Dado un x_j con $j \in Ics$ existe un $x'_j \in (x_j, cs_j)$ tal que $f(x_j) = f(cs_j) - f'(x'_j).(cs_j - x_j)$
- Dado un x_l con $l \in I$ existe un $x'_l \in (x_l, s)$ si $x_l < s$, o un $x'_l \in (s, x_l)$ si $x_l > s$, tal que $f(x_l) = f(s) + f'(x'_l).(x_l - s)$

Entonces,

$$\sum_{k=1}^n f(x_k) = \sum_{i \in Ici} [f(ci_i) + f'(x'_i).(x_i - ci_i)] \quad (B.1)$$

$$+ \sum_{j \in Ics} [f(cs_j) - f'(x'_j).(cs_j - x_j)] \quad (B.2)$$

$$+ \sum_{l \in I} [f(s) + f'(x'_l).(x_l - s)] \quad (B.3)$$

Como $f''(x) > 0 \forall x \in \mathbb{R}$ con $x \geq 0$, entonces $f'(x)$ es creciente y además, por hipótesis, es no negativa. Esto implica que, a causa de que $x'_i > ci_i > s$, se tiene que $f'(x'_i) > f'(s)$. Debido a las restricciones se sabe que $x_i - ci_i \geq 0$. Considerando todos estos resultados $f(ci_i) + f'(x'_i).(x_i - ci_i) \geq f(ci_i) + f'(s).(x_i - ci_i)$.

Como $x'_j < s$, se tiene que $f'(x'_j) < f'(s)$. Debido a las restricciones, $cs_j - x_j \geq 0$. Considerando estos resultados $f(cs_j) - f'(x'_j).(cs_j - x_j) \geq f(cs_j) - f'(s).(cs_j - x_j)$.

Razonando en forma análoga se tiene que, no importa el signo de $x_l - s$, se cumple que $f(s) + f'(x'_l).(x_l - s) \geq f(s) + f'(s).(x_l - s)$. Entonces,

$$\sum_{k=1}^n f(x_k) \geq \sum_{i \in Ici} f(ci_i) + \sum_{j \in Ics} f(cs_j) + \sum_{l \in I} f(s) \quad (\text{B.4})$$

$$+ f'(s) \cdot \left(\sum_{i \in Ici} x_i + \sum_{j \in Ics} x_j + \sum_{l \in I} x_l \right) \quad (\text{B.5})$$

$$- f'(s) \cdot \left(\sum_{i \in Ici} ci_i + \sum_{j \in Ics} cs_j + \sum_{l \in I} s \right) \quad (\text{B.6})$$

$\sum_{i \in Ici} x_i + \sum_{j \in Ics} x_j + \sum_{l \in I} x_l$ es la suma de todos los x_k , por lo tanto:
 $\sum_{i \in Ici} x_i + \sum_{j \in Ics} x_j + \sum_{l \in I} x_l = \sum_{k=1}^n x_k = n \cdot \bar{x}$.

Por definición de la constante s , $\sum_{i \in Ici} ci_i + \sum_{j \in Ics} cs_j + \sum_{l \in I} s = n\bar{x}$.

Luego, $\sum_{k=1}^n f(x_k) \geq \sum_{i \in Ici} f(ci_i) + \sum_{j \in Ics} f(cs_j) + \sum_{l \in I} f(s)$, por lo que este último valor es una cota inferior de $\sum_{k=1}^n f(x_k)$, bajo las restricciones impuestas. Pero esa cota se alcanza cuando $x_i = ci_i \forall i \in Ici$, $x_j = cs_j \forall j \in Ics$ y $x_l = s \forall l \in I$, por lo que además es su mínimo.

Se probó entonces, que el resultado de minimizar la degradación en un conjunto de variables P_c o P_d , no depende de la función de degradación, siempre y cuando esta cumpla con ciertas hipótesis. Pero además se vio que la función f no interviene en la determinación de dichos conjuntos. La combinación de ambos resultados permite concluir que la solución con degradación mínima no depende de f , bajo las hipótesis mencionadas.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice C

Optimalidad de la solución de unDiaPorMes.minimizarFactura

En esta sección se discute la optimalidad de la solución entregada por la función unDiaPorMes.minimizarFactura. Sin embargo, no se pone en duda la optimalidad del método de optimización en sí, sino la capacidad de la formulación matemática utilizada para obtener la solución al problema expuesto.

Para esto, se plantea la interrogante sobre la equivalencia de formular el problema como la concatenación de doce días, cada uno representante de un mes, frente a hacerlo con 365 días, donde el patrón de consumo típico de cada mes se repite tantas veces como días tenga el mismo.

Como ya se vio, representar un mes con un único día impone que, para asegurar la continuidad en la evolución de la energía, todos los días de las soluciones halladas empiecen con la misma energía almacenada en la batería. Sin embargo, para casos particulares en que la potencia demandada sea suficientemente distinta entre meses, puede suceder que lo anterior no sea óptimo. En estos casos se espera que, aunque el primer día del mes empiece con la misma energía que terminó el mes anterior, luego de un periodo de transición, el resto de los días del mes inicien con un valor distinto de energía. Similarmente, el último día del mes debe terminar con una energía coincidente con aquella que da inicio al mes siguiente, por lo que puede ocurrir allí también un periodo de transición en el que el comportamiento sea distinto del mayormente adoptado. Esto significa que imponer que todos los días tengan la misma energía inicial asociada, es una estrategia que no permite representar, para algunos casos particulares, el comportamiento de la solución óptima en la mayoría de los días del mes, y por lo tanto al ahorro óptimo.

Sin embargo, debe recalcar que la situación anterior resulta improbable dados los patrones típicos de consumo, por lo que la función unDiaPorMes.minimizarFactura entregará, en la mayoría de los casos, la solución óptima. Sin embargo, se quiere comprobar si dada una P_{dem} particular, se cumple lo anterior. Para esto, se genera un nuevo proceso de optimización que admite discontinuidades en la energía almacenada. De esta forma, la energía final del día que representa un mes, no tiene que coincidir necesariamente con la energía inicial del día que representa al mes siguiente. Si bien es claro que esto puede dar lugar a soluciones irreales, si aún admitiendo

Apéndice C. Optimalidad de la solución de unDiaPorMes.minimizarFactura

la posibilidad de discontinuidades en la energía, estas no ocurren, se podrá concluir que la solución entregada por la función unDiaPorMes.minimizarFactura es efectivamente óptima.

El proceso de optimización que sigue la estrategia anterior se implementa en la función unDiaPorMes.confirmarOptimalidad. El mismo se basa fuertemente en lo hecho en la función unDiaPorMes.minimizarFactura, pero se agregan nuevas variables al final del vector x . Estas son $E_{inicial}(m = 1), E_{inicial}(m = 2), \dots, E_{inicial}(m = 12)$, donde cada una de ellas representa la energía inicial en el mes del índice m correspondiente, y deben cumplir que:

$$\boxed{E_{inicial}(m) \leq E_{max} \quad \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\}} \quad (C.1)$$

$$\boxed{E_{inicial}(m) \geq E_{min} \quad \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\}} \quad (C.2)$$

Para reflejar los cambios mencionados, deben modificarse las restricciones asociadas a los límites en la energía almacenada. Pues ahora, la energía en cada instante del día representante de un cierto mes, solamente depende de la energía inicial asociada a dicho mes y de las potencias de carga y descarga del día en cuestión.

$$\boxed{E_{inicial}(m) + \sum_{i=0}^t \Delta t \cdot (\eta_c \cdot P_c(i, m) - P_d(i, m) / \eta_d) \leq E_{max} \quad \forall t \in \{0, 1, \dots, \frac{N}{12} - 1\}, \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\}} \quad (C.3)$$

$$\boxed{E_{inicial}(m) + \sum_{i=0}^t \Delta t \cdot (\eta_c \cdot P_c(i, m) - P_d(i, m) / \eta_d) \geq E_{min} \quad \forall t \in \{0, 1, \dots, \frac{N}{12} - 1\}, \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\}} \quad (C.4)$$

Para que no se produzcan discontinuidades en la energía durante las transiciones entre los días de un mismo mes, sigue siendo necesario imponer que la energía al inicio y al final del día que lo representa, coincidan. Es decir,

$$\boxed{E(t = \frac{m \cdot N}{12} - 1) = E_{inicial}(m) \quad \forall m \in \{1, 2, \dots, 12\}} \quad (C.5)$$

Siendo el grupo de restricciones anterior expresado mediante la matriz A_{eq} y el vector b_{eq} .

No se requieren cambios adicionales aparte de los ya mencionados y por tanto se presenta la función en cuestión:

unDiaPorMes.confirmarOptimalidad(deltaT, eta_c, eta_d, E_max, E_min, P_c_ef_max, P_d_ef_max, P_red_max, frontera_potEx, P_dem, costo_en, costo_potContValle, costo_potContLlano, costo_potContPunta, costo_potEx1, costo_potEx2)

La cual retorna el vector \mathbf{x}_{sol} , solución del proceso de optimización lineal aquí descrito.

Recapitulando, la función anterior relaja el problema presentado originalmente, permitiendo discontinuidades en la energía almacenada durante las transiciones entre meses. La solución obtenida, aunque irreal, permite identificar una cota inferior en el costo anual de la factura eléctrica. Si al ejecutar la función `unDia-
PorMes.minimizarFactura`, el costo alcanzado coincide con dicha cota, se habrá encontrado una solución implementable, sin discontinuidades en la energía, que además produce el costo mínimo. Aún cuando esto no suceda, la función aquí implementada resulta de utilidad para acotar la pérdida en el ahorro, producida por haber simplificado el problema usando solamente doce días, en representación de un año entero. Para el cálculo de los costos anuales de la factura eléctrica se dispone de la función `analisis.ahorro` ya presentada.

Debe mencionarse que no se analizó el caso en que cierta porción de energía almacenada en un mes, se descargue en un mes siguiente. Esto se debe, no solo a que esta situación es improbable debido a los patrones típicos de consumo, sino también a que este efecto tiene poca potencialidad de afectar significativamente los ahorros producidos. Esto se debe a que la cantidad de energía que puede utilizarse siempre está limitada por la capacidad de la batería, y además, la situación descrita solo puede desencadenarse en las transiciones entre meses, las cuales representan un periodo de tiempo pequeño en comparación al año entero.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice D

Funciones adicionales

D.0.1. Función unDiaPorMes.infoMes

La función infoMes que se declara a continuación, tiene como objetivo extraer de la solución del problema de los doce días, la información correspondiente al mes m .

infoMes(deltaT, P_dem, costo_en, x_sol, m)

Donde x_sol es la solución del problema de optimización mencionado y P_dem es la correspondiente a los doce días típicos.

La información retornada se muestra a continuación;

P_c_m, P_d_m, P_dem_m, maxPredValle, maxPredLlano, maxPredPunta, P_contValle, P_contLlano, P_contPunta, costo_en_min

Donde se señala mediante la terminación $_m$, que se trata de información relativa a un mes en particular. Nótese que los valores de retorno maxPredValle, maxPredLlano, maxPredPunta y costo.en_min, pueden officiar de entradas al proceso de minimización de la degradación.

D.0.2. Función analisis.graficar

Esta función tiene como objetivo mostrar en una misma gráfica las curvas P_c , P_d , P_dem y P_red , para el periodo de tiempo considerado. Además, en una segunda gráfica se despliega la evolución de la energía (E) en ese mismo intervalo.

Para esto se requiere como parámetro al vector x_sol , solución de alguno de los tres procesos de optimización presentados. El resto de parámetros se muestran en la siguiente declaración.

graficar(deltaT, eta_c, eta_d, x_sol, P_dem)

Por último, mencionar que esta función no tiene ningún retorno más allá de las gráficas mencionadas.

D.0.3. Función `analisis.ahorro_ajustado_vs_inversion`

La función que se declara a continuación, tiene como objetivo mostrar en una misma gráfica cómo evoluciona el ahorro acumulado durante la vida útil, conforme se aumenta la capacidad del banco, junto con la evolución de la inversión necesaria en tal caso. Las gráficas mencionadas constituyen el único retorno de esta función, cuya declaración se muestra a continuación.

ahorro_ajustado_vs_inversion(inversion_en_dolares_por_kWh, deltaT, eta_c, eta_d, E_max_fracc, E_min_fracc, C_rate_carga, C_rate_descarga, P_red_max, frontera_potEx, P_dem, costo_en, costo_potContValle, costo_potContLlano, costo_potContPunta, costo_en_previo, costo_potContValle_previo, costo_potContLlano_previo, costo_potContPunta_previo, costo_potEx1, costo_potEx2, porcentaje_ajuste_mensual, porcentaje_incremento_tarifa_anual, vidaUtilMeses, pesosPorDolar, mes_inicial, paso_capacidades)

Donde el parámetro `paso_capacidades` representa cada cuantos kWh se desea agregar un punto a la gráfica.

D.0.4. Función `analisis.t_retorno_inversion_en_funcion_del_precio_por_kWh`

La siguiente función grafica el tiempo de retorno de la inversión en función del precio por kWh del BESS. Debe tenerse en cuenta que los datos mostrados corresponden a las condiciones particulares del caso analizado. Por ejemplo, se usa una curva de consumo específica, con una capacidad de banco en particular, que son entregados a esta función como parámetros.

t_retorno_inversion_en_funcion_del_precio_por_kWh(paso_inversion_en_dolares_por_kWh, capacidad_banco, deltaT, eta_c, eta_d, E_max_fracc, E_min_fracc, C_rate_carga, C_rate_descarga, P_red_max, frontera_potEx, P_dem, costo_en, costo_potContValle, costo_potContLlano, costo_potContPunta, costo_en_previo, costo_potContValle_previo, costo_potContLlano_previo, costo_potContPunta_previo, costo_potEx1, costo_potEx2, porcentaje_ajuste_mensual, porcentaje_incremento_tarifa_anual, vidaUtilMeses, pesosPorDolar, mes_inicial)

El único retorno de esta función es la gráfica mencionada.

D.0.5. `analisis.t_retorno_inversion_en_funcion_del_C_rate`

La función, cuya declaración se muestra a continuación, grafica el tiempo de retorno de la inversión en función del máximo C-rate permitido durante la carga y la descarga de la batería. Los resultados devueltos dependen de todos los parámetros que se muestran.

*t_retorno_inversion_en_funcion_del_C_rate(capacidad_banco,
inversion_inicial_dolares, deltaT, eta_c, eta_d, E_max_fracc,
E_min_fracc, P_red_max, frontera_potEx, P_dem, costo_en,
costo_potContValle, costo_potContLlano, costo_potContPunta,
costo_en_previo, costo_potContValle_previo, costo_potContLlano_previo,
costo_potContPunta_previo, costo_potEx1, costo_potEx2,
porcentaje_ajuste_mensual, porcentaje_incremento_tarifa_anual,
vidaUtilMeses, pesosPorDolar, mes_inicial)*

La función solamente devuelve la gráfica descrita.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice E

Código Python: *unDiaPorAño.py*

```
1 import numpy as np
2 def minimizarFactura(deltaT, eta_c, eta_d, E_max, E_min,
3   P_c_ef_max, P_d_ef_max, P_dem, costo_en,
4   costo_potContValle, costo_potContLlano,
5   costo_potContPunta):
6   #Verificación de consistencia de parámetros
7   noNegativos=["eta_c", "eta_d", "E_max", "E_min", "
8     P_c_ef_max", "P_d_ef_max", "P_dem", "costo_en", "
9     costo_potContValle", "costo_potContLlano", "
10    costo_potContPunta"]
11   for parametro in noNegativos:
12     if np.min(eval(parametro))<0:
13       raise ValueError(parametro+" debe ser no
14         negativo")
15   if deltaT<=0:
16     raise ValueError("deltaT debe ser positivo no
17       nulo")
18   if eta_c>1 or eta_d>1:
19     raise ValueError("eta_c y eta_d no pueden ser
20       mayores a 1")
21   if E_min>E_max:
22     raise ValueError("E_max no puede ser menor a
23       E_min")
24   if len(P_dem) != len(costo_en):
25     raise ValueError("El vector P_dem debe contener
26       la misma cantidad de elementos que el vector
27       costo_en")
28   #Se deducen los vectores punta, llano y valle a
29     partir del vector costo_en
30   punta=np.where(costo_en == np.max(costo_en), 1, 0)
31   valle=np.where(costo_en == np.min(costo_en), 1, 0)
32   llano=np.where(valle==punta, 1, 0)
```

Apéndice E. Código Python: *unDiaPorAño.py*

```
20     #Se verifica que el vector costo_en tenga unicamente  
21     tres valores diferentes, uno por cada tramo  
22     horario.  
23     primero=False  
24     for i in range(len(costo_en)):  
25         if llano[i]==1:  
26             if primero == False:  
27                 primero=costo_en[i]  
28             elif costo_en[i]!=primero:  
29                 raise ValueError("El vector costo_en no  
30                 puede contener más de tres valores  
31                 distintos")  
32     #Se definen constantes del proceso de optimización  
33     N=len(P_dem)    #El valor de N se obtiene a partir  
34     del largo de P_dem  
35     costo_potContValle_anual=12*costo_potContValle  
36     costo_potContLlano_anual=12*costo_potContLlano  
37     costo_potContPunta_anual=12*costo_potContPunta  
38     diasPorAño=365  
39     #Las restricciones  $l \leq x \leq u$  se imponen a través de la  
40     concatenación de pares ordenados  $(l_j, u_j)$ ,  
41     asociados al  $j$ -ésimo elemento del vector  $x$ ,  
42     dispuestos con  $j$  creciente.  
43     bounds=N*[(0, P_c_ef_max/eta_c)]+list(zip(np.zeros(N  
44         ), np.minimum(eta_d*P_d_ef_max*np.ones(N), P_dem  
45         ))+3*[(0, None)]+[(E_min, E_max)]  
46     #Se crean las submatrices de restricciones y sus  
47     vectores de cotas asociados  
48     matriz_E=np.concatenate((deltaT*eta_c*np.tri(N), -(  
49         deltaT/eta_d)*np.tri(N), np.zeros((N,3)), np.ones  
50         ((N,1))), axis=1)  
51     matriz_E_sup=E_max*np.ones(N)  
52     matriz_E_opuesta=-matriz_E  
53     matriz_E_opuesta_sup=-E_min*np.ones(N)  
54     valle_llano_punta=np.column_stack((valle,llano,punta  
55         ))  
56     matriz_relacion_P_red_y_P_cont=np.concatenate((np.  
57         diag(np.ones(N)), np.diag((-1)*np.ones(N)), -  
58         valle_llano_punta, np.zeros((N,1))), axis=1)  
59     matriz_relacion_P_red_y_P_cont_sup=-P_dem  
60     matriz_relacion_tres_P_cont=np.concatenate((np.zeros  
61         ((2,2*N)), np.array([[0, -1, 1],[-1, 1, 0]]), np.  
62         zeros((2,1))), axis=1)
```

```

47 matriz_relacion_tres_P_cont_sup=np.zeros(2)
48 #Se construye la matriz c asociada a la función
   objetivo
49 c=np.concatenate((diasPorAño*deltaT*costo_en, -
   diasPorAño*deltaT*costo_en, [
   costo_potContValle_anual,
   costo_potContLlano_anual,
   costo_potContPunta_anual], [0])).tolist()
50 #Se construye la matriz A_ub
51 A_ub=np.concatenate((matriz_E, matriz_E_opuesta,
   matriz_relacion_P_red_y_P_cont,
   matriz_relacion_tres_P_cont))
52 #Se construye el vector b_ub
53 b_ub=np.concatenate((matriz_E_sup,
   matriz_E_opuesta_sup,
   matriz_relacion_P_red_y_P_cont_sup,
   matriz_relacion_tres_P_cont_sup))
54 #Se construye la matriz A_eq
55 A_eq=np.zeros((1,2*N+3+1))
56 A_eq[0,0:]=np.concatenate((deltaT*eta_c*np.ones(N),
   -(deltaT/eta_d)*np.ones(N), np.zeros(3+1)))
57 #Se construye el vector b_eq
58 b_eq=np.zeros(1)
59 #Se ejecuta la función linprog
60 from scipy.optimize import linprog
61 res = linprog(c, A_ub=A_ub, b_ub=b_ub, A_eq=A_eq,
   b_eq=b_eq, bounds=bounds)
62 #Se preparan los valores de retorno
63 x_sol=res.x
64 P_contValle=x_sol[2*N]
65 P_contLlano=x_sol[2*N+1]
66 P_contPunta=x_sol[2*N+2]
67 costo_en_min=deltaT*np.sum(costo_en*(res.x[0:N]-res.
   x[N:2*N]+P_dem))
68 return x_sol, P_contValle, P_contLlano, P_contPunta,
   costo_en_min

```

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice F

Código Python: *unDiaPorMes.py*

```
1 import numpy as np
2 def minimizarFactura(deltaT, eta_c, eta_d, E_max, E_min,
3   P_c_ef_max, P_d_ef_max, P_red_max, frontera_potEx, P_dem,
4   costo_en, costo_potContValle, costo_potContLlano,
5   costo_potContPunta, costo_potEx1, costo_potEx2):
6   #Verificación de consistencia de parámetros
7   noNegativos=["eta_c", "eta_d", "E_min", "P_c_ef_max", "
8     P_d_ef_max", "P_dem", "costo_en", "
9     costo_potContValle", "costo_potContLlano", "
10    costo_potContPunta"]
11   for parametro in noNegativos:
12     if np.min(eval(parametro))<0:
13       raise ValueError(parametro+" debe ser no
14         negativo")
15   if deltaT<=0:
16     raise ValueError("deltaT debe ser positivo no
17     nulo")
18   if eta_c>1 or eta_d>1:
19     raise ValueError("eta_c y eta_d no pueden ser
20     mayores a 1")
21   if E_min>E_max:
22     raise ValueError("E_max no puede ser menor a
23     E_min")
24   if len(P_dem) != 12*len(costo_en):
25     raise ValueError("El vector P_dem debe contener
26     doce veces más elementos que el vector
27     costo_en")
28   #Se deducen los vectores punta, llano y valle a
29     partir del vector costo_en
30   punta_diario=np.where(costo_en == np.max(costo_en),
31     1, 0)
```

Apéndice F. Código Python: *unDiaPorMes.py*

```

18     valle_diario=np.where(costo_en == np.min(costo_en),
19         1, 0)
20     llano_diario=np.where(valle_diario==punta_diario, 1,
21         0)
22     #Se verifica que el vector costo_en tenga unicamente
23     tres valores diferentes, uno por cada tramo
24     horario.
25     primero=False
26     for i in range(len(costo_en)):
27         if llano_diario[i]==1:
28             if primero == False:
29                 primero=costo_en[i]
30             elif costo_en[i]!=primero:
31                 raise ValueError("El vector costo_en no
32                     puede contener más de tres valores
33                     distintos")
34     #Se definen constantes del proceso de optimización
35     valle=np.tile(valle_diario, 12)
36     llano=np.tile(llano_diario, 12)
37     punta=np.tile(punta_diario, 12)
38     costo_en=np.tile(costo_en, 12)
39     N=len(P_dem)    #El valor de N se obtiene a partir
40     del largo de P_dem
41     n=int(24/deltaT)
42     costo_potContValle_anual=12*costo_potContValle
43     costo_potContLlano_anual=12*costo_potContLlano
44     costo_potContPunta_anual=12*costo_potContPunta
45     #Las restricciones l<=x<=u se imponen a través de la
46     concatenación de pares ordenados (l_j,u_j),
47     asociados al j-ésimo elemento del vector x,
48     dispuestos con j creciente.
49     bounds=N*[(0, P_c_ef_max/eta_c)]+list(zip(np.zeros(N)
50         ), np.minimum(eta_d*P_d_ef_max*np.ones(N), P_dem)
51         ))+(3+2*3*12)*[(0, None)]+[(E_min, E_max)]
52     #Se crean las submatrices de restricciones y sus
53     vectores de cotas asociados
54     matriz_E=np.concatenate((deltaT*eta_c*np.tri(N), -(
55         deltaT/eta_d)*np.tri(N), np.zeros((N,3+2*3*12)),
56         np.ones((N,1))), axis=1)
57     matriz_E_sup=E_max*np.ones(N)
58     matriz_E_opuesta=-matriz_E
59     matriz_E_opuesta_sup=-E_min*np.ones(N)
60
61     valle_llano_punta=np.column_stack((valle,llano,punta
62         ))

```

```

47 matriz_relacion_P_red_y_P_cont=np.concatenate((np.
      diag(np.ones(N)), np.diag((-1)*np.ones(N)), -
      P_red_max*np.ones((N,1)), np.zeros((N,2+2*3*12+1)
      )), axis=1)
48 matriz_relacion_P_red_y_P_cont_sup=-P_dem
49
50 matriz_relacion_tres_P_cont=np.concatenate((np.zeros
      ((2,2*N)), np.array([[0, -1, 1],[-1, 1, 0]]), np.
      zeros((2,2*3*12+1))), axis=1)
51 matriz_relacion_tres_P_cont_sup=np.zeros(2)
52
53 valle_llano_punta_diario=np.column_stack((
      valle_diario, llano_diario, punta_diario))
54 subMatriz_P_excedentaria=np.zeros((N,3*12))
55 for i in range(12):
56     subMatriz_P_excedentaria[int(24/deltaT)*i:int
      (24/deltaT)*(i+1),3*i:3*(i+1)]=
      valle_llano_punta_diario
57
58 matriz_P_excedentaria_1=np.concatenate((np.diag(np.
      ones(N)), -np.diag(np.ones(N)), -
      valle_llano_punta, -subMatriz_P_excedentaria, np.
      zeros((N,3*12+1))), axis=1)
59 matriz_P_excedentaria_1_sup=-P_dem
60
61 matriz_P_excedentaria_2=np.concatenate((np.diag(np.
      ones(N)), -np.diag(np.ones(N)), -frontera_potEx*
      valle_llano_punta, np.zeros((N,3*12)), -
      subMatriz_P_excedentaria, np.zeros((N,1))), axis
      =1)
62 matriz_P_excedentaria_2_sup=-P_dem
63
64 array_diasEnCadaMes=np.repeat
      ([31,28,31,30,31,30,31,31,30,31,30,31], int(24/
      deltaT))
65 #12*[...] donde [...] es una lista, indica que se
      repite 12 veces la lista original.
66 #Se construye la matriz c asociada a la función
      objetivo
67 c=np.concatenate((deltaT*costo_en*
      array_diasEnCadaMes, -deltaT*costo_en*
      array_diasEnCadaMes, [costo_potContValle_anual,
      costo_potContLlano_anual,
      costo_potContPunta_anual], 12*[(1+costo_potEx1)*
      costo_potContValle, (1+costo_potEx1)*

```

Apéndice F. Código Python: *unDiaPorMes.py*

```

        costo_potContLlano , (1+costo_potEx1)*
        costo_potContPunta], 12*[(costo_potEx2-
        costo_potEx1)*costo_potContValle , (costo_potEx2-
        costo_potEx1)*costo_potContLlano , (costo_potEx2-
        costo_potEx1)*costo_potContPunta],[0])).tolist()
68 #Se construye la matriz A_ub
69 A_ub=np.concatenate((matriz_E, matriz_E_opuesta,
        matriz_relacion_P_red_y_P_cont ,
        matriz_relacion_tres_P_cont ,
        matriz_P_excedentaria_1 , matriz_P_excedentaria_2)
        )
70 #Se construye el vector b_ub
71 b_ub=np.concatenate((matriz_E_sup ,
        matriz_E_opuesta_sup ,
        matriz_relacion_P_red_y_P_cont_sup ,
        matriz_relacion_tres_P_cont_sup ,
        matriz_P_excedentaria_1_sup ,
        matriz_P_excedentaria_2_sup))
72 #Se construye la matriz A_eq
73 A_eq=np.zeros((12, 2*N+3+2*3*12+1))
74 for i in range(12):
75     A_eq[i]=matriz_E[n*i-1]
76 A_eq[0:12,2*N+3+2*3*12]=np.zeros(12)
77 #Se construye el vector b_eq
78 b_eq=np.zeros(12)
79 #Se ejecuta la función linprog
80 from scipy.optimize import linprog
81 res = linprog(c, A_ub=A_ub, b_ub=b_ub, A_eq=A_eq,
        b_eq=b_eq, bounds=bounds)
82 #Se preparan los valores de retorno
83 x_sol=res.x
84 P_contValle=x_sol [2*N]
85 P_contLlano=x_sol [2*N+1]
86 P_contPunta=x_sol [2*N+2]
87 return x_sol , P_contValle , P_contLlano , P_contPunta
88
89
90 def infoMes(deltaT, P_dem, costo_en, x_sol, m):
91     N=len(P_dem)
92     P_dem_m=P_dem [(m-1)*int(24/deltaT):m*int(24/deltaT)]
93     P_c_m=x_sol [(m-1)*int(24/deltaT):m*int(24/deltaT)]
94     P_d_m=x_sol [N+(m-1)*int(24/deltaT):N+m*int(24/deltaT
        )]
95     P_contValle=x_sol [2*N]
96     P_contLlano=x_sol [2*N+1]

```

```

97     P_contPunta=x_sol [2*N+2]
98     maxPredValle=P_contValle+x_sol [2*N+3+3*(m-1)]
99     maxPredLlano=P_contLlano+x_sol [2*N+4+3*(m-1)]
100    maxPredPunta=P_contPunta+x_sol [2*N+5+3*(m-1)]
101    costo_en_min=deltaT*np.sum(costo_en*(P_c_m+P_dem_m-
    P_d_m))
102    return P_c_m, P_d_m, P_dem_m, maxPredValle,
    maxPredLlano, maxPredPunta, P_contValle,
    P_contLlano, P_contPunta, costo_en_min
103
104    import numpy as np
105    def confirmarOptimalidad(deltaT,eta_c,eta_d,E_max,E_min,
    P_c_ef_max,P_d_ef_max,P_red_max,frontera_potEx,P_dem,
    costo_en,costo_potContValle,costo_potContLlano,
    costo_potContPunta,costo_potEx1,costo_potEx2):
106        #Verificación de consistencia de parámetros
107        noNegativos=["eta_c","eta_d","E_min","P_c_ef_max",
    P_d_ef_max","P_dem","costo_en",
    costo_potContValle","costo_potContLlano",
    costo_potContPunta"]
108        for parametro in noNegativos:
109            if np.min(eval(parametro))<0:
110                raise ValueError(parametro+" debe ser no
    negativo")
111        if deltaT<=0:
112            raise ValueError("deltaT debe ser positivo no
    nulo")
113        if eta_c>1 or eta_d>1:
114            raise ValueError("eta_c y eta_d no pueden ser
    mayores a 1")
115        if E_min>E_max:
116            raise ValueError("E_max no puede ser menor a
    E_min")
117        if len(P_dem) != 12*len(costo_en):
118            raise ValueError("El vector P_dem debe contener
    doce veces más elementos que el vector
    costo_en")
119        #Se deducen los vectores punta, llano y valle a
    partir del vector costo_en
120        punta_diario=np.where(costo_en == np.max(costo_en),
    1, 0)
121        valle_diario=np.where(costo_en == np.min(costo_en),
    1, 0)
122        llano_diario=np.where(valle_diario==punta_diario, 1,
    0)

```

Apéndice F. Código Python: *unDiaPorMes.py*

```
123     #Se verifica que el vector costo_en tenga unicamente  
124     tres valores diferentes, uno por cada tramo  
125     horario.  
126     primero=False  
127     for i in range(len(costo_en)):  
128         if llano_diario[i]==1:  
129             if primero == False:  
130                 primero=costo_en[i]  
131             elif costo_en[i]!=primero:  
132                 raise ValueError("El vector costo_en no  
133                 puede contener más de tres valores  
134                 distintos")  
135     #Se definen constantes del proceso de optimización  
136     valle=np.tile(valle_diario, 12)  
137     llano=np.tile(llano_diario, 12)  
138     punta=np.tile(punta_diario, 12)  
139     costo_en=np.tile(costo_en, 12)  
140     N=len(P_dem)     #El valor de N se obtiene a partir  
141     del largo de P_dem  
142     n=int(24/deltaT)  
143     costo_potContValle_anual=12*costo_potContValle  
144     costo_potContLlano_anual=12*costo_potContLlano  
145     costo_potContPunta_anual=12*costo_potContPunta  
146     #Las restricciones l<=x<=u se imponen a través de la  
147     concatenación de pares ordenados (l_j,u_j),  
148     asociados al j-ésimo elemento del vector x,  
149     dispuestos con j creciente.  
150     bounds=N*[(0, P_c_ef_max/eta_c)]+list(zip(np.zeros(N)  
151         ), np.minimum(eta_d*P_d_ef_max*np.ones(N), P_dem)  
152         ))+(3+2*3*12)*[(0, None)]+12*[(E_min, E_max)]  
153     #Se crean las submatrices de restricciones y sus  
154     vectores de cotas asociados  
155     matriz_E=np.zeros((N,2*N+3+2*3*12+12))  
156     for i in range(12):  
157         matriz_E[n*i:n*(i+1),n*i:n*(i+1)]=deltaT*eta_c*  
158             np.tri(n)  
159         matriz_E[n*i:n*(i+1),N+n*i:N+n*(i+1)]=- (deltaT/  
160             eta_d)*np.tri(n)  
161         matriz_E[n*i:n*(i+1),2*N+3+2*3*12+i]=np.ones(n)  
162     matriz_E_sup=E_max*np.ones((N))  
163     matriz_E_opuesta=-matriz_E  
164     matriz_E_opuesta_sup=-E_min*np.ones(N)  
165  
166     valle_llano_punta=np.column_stack((valle, llano, punta  
167         ))
```

```

154 matriz_relacion_P_red_y_P_cont=np.concatenate((np.
      diag(np.ones(N)), np.diag((-1)*np.ones(N)), -
      P_red_max*np.ones((N,1)), np.zeros((N
      ,2+2*3*12+12))), axis=1)
155 matriz_relacion_P_red_y_P_cont_sup=-P_dem
156
157 matriz_relacion_tres_P_cont=np.concatenate((np.zeros
      ((2,2*N)), np.array([[0, -1, 1],[-1, 1, 0]]), np.
      zeros((2,2*3*12+12))), axis=1)
158 matriz_relacion_tres_P_cont_sup=np.zeros(2)
159
160 valle_llano_punta_diario=np.column_stack((
      valle_diario, llano_diario, punta_diario))
161 subMatriz_P_excedentaria=np.zeros((N,3*12))
162 for i in range(12):
163     subMatriz_P_excedentaria[int(24/deltaT)*i:int
      (24/deltaT)*(i+1),3*i:3*(i+1)]=
      valle_llano_punta_diario
164
165 matriz_P_excedentaria_1=np.concatenate((np.diag(np.
      ones(N)), -np.diag(np.ones(N)), -
      valle_llano_punta, -subMatriz_P_excedentaria, np.
      zeros((N,3*12+12))), axis=1)
166 matriz_P_excedentaria_1_sup=-P_dem
167
168 matriz_P_excedentaria_2=np.concatenate((np.diag(np.
      ones(N)), -np.diag(np.ones(N)), -frontera_potEx*
      valle_llano_punta, np.zeros((N,3*12)), -
      subMatriz_P_excedentaria, np.zeros((N,12))), axis
      =1)
169 matriz_P_excedentaria_2_sup=-P_dem
170
171 array_diasEnCadaMes=np.repeat
      ([31,28,31,30,31,30,31,31,30,31,30,31], int(24/
      deltaT))
172 #12*[...] donde [...] es una lista, indica que se
      repite 12 veces la lista original.
173 #Se construye la matriz c asociada a la función
      objetivo
174 c=np.concatenate((deltaT*costo_en*
      array_diasEnCadaMes, -deltaT*costo_en*
      array_diasEnCadaMes, [costo_potContValle_anual,
      costo_potContLlano_anual,
      costo_potContPunta_anual], 12*[(1+costo_potEx1)*
      costo_potContValle, (1+costo_potEx1)*

```

Apéndice F. Código Python: *unDiaPorMes.py*

```
costo_potContLlano , (1+costo_potEx1)*
costo_potContPunta], 12*[(costo_potEx2-
costo_potEx1)*costo_potContValle , (costo_potEx2-
costo_potEx1)*costo_potContLlano , (costo_potEx2-
costo_potEx1)*costo_potContPunta],12*[0])).tolist
()
175 #Se construye la matriz A_ub
176 A_ub=np.concatenate((matriz_E, matriz_E_opuesta,
matriz_relacion_P_red_y_P_cont,
matriz_relacion_tres_P_cont,
matriz_P_excedentaria_1, matriz_P_excedentaria_2)
)
177 b_ub=np.concatenate((matriz_E_sup,
matriz_E_opuesta_sup,
matriz_relacion_P_red_y_P_cont_sup,
matriz_relacion_tres_P_cont_sup,
matriz_P_excedentaria_1_sup,
matriz_P_excedentaria_2_sup))
178 #Se construye la matriz A_eq
179 A_eq=np.zeros((12, 2*N+3+2*3*12+12))
180 for i in range(12):
181     A_eq[i]=matriz_E[n*i-1]
182 A_eq[0:12,2*N+3+2*3*12:2*N+3+2*3*12+12]=np.zeros
((12,12))
183 #Se construye el vector b_eq
184 b_eq=np.zeros(12)
185 #Se ejecuta la función linprog
186 from scipy.optimize import linprog
187 res = linprog(c, A_ub=A_ub, b_ub=b_ub, A_eq=A_eq,
b_eq=b_eq, bounds=bounds)
188 #Se preparan los valores de retorno
189 x_sol=res.x
190 return x_sol
```

Apéndice G

Código Python: *degradacion.py*

```
1 import numpy as np
2 from scipy import sparse
3 from qpsolvers import solve_qp
4 def minimizarDegradacion(deltaT, eta_c, eta_d, E_max, E_min,
5     P_c_ef_max, P_d_ef_max, P_dem, costo_en, costo_en_min,
6     maxPredValle, maxPredLlano, maxPredPunta, tol_costo_min)
7     :
8     #Verificación de consistencia de parámetros
9     noNegativos=["eta_c", "eta_d", "E_min", "P_c_ef_max", "
10         P_d_ef_max", "P_dem", "costo_en", "costo_en_min", "
11         maxPredValle", "maxPredLlano", "maxPredPunta", "
12         tol_costo_min"]
13     for parametro in noNegativos:
14         if np.min(eval(parametro))<0:
15             raise ValueError(parametro+" debe ser no
16                 negativo")
17     if deltaT<=0:
18         raise ValueError("deltaT debe ser positivo no
19             nulo")
20     if eta_c>1 or eta_d>1:
21         raise ValueError("eta_c y eta_d no pueden ser
22             mayores a 1")
23     if E_min>E_max:
24         raise ValueError("E_max no puede ser menor a
25             E_min")
26     if len(P_dem) != len(costo_en):
27         raise ValueError("El vector P_dem debe contener
28             la misma cantidad de elementos que el vector
29             costo_en")
30     #Se deducen los vectores punta, llano y valle a
31         partir del vector costo_en
```

Apéndice G. Código Python: *degradacion.py*

```

19     punta=np.where(costo_en == np.max(costo_en), 1, 0)
20     valle=np.where(costo_en == np.min(costo_en), 1, 0)
21     llano=np.where(valle==punta, 1, 0)
22     #Se verifica que el vector costo_en tenga unicamente
       tres valores diferentes, uno por cada tramo
       horario.
23     primero=False
24     for i in range(len(costo_en)):
25         if llano[i]==1:
26             if primero == False:
27                 primero=costo_en[i]
28             elif costo_en[i]!=primero:
29                 raise ValueError("El vector costo_en no
       puede contener más de tres valores
       distintos")
30     #Se definen constantes del proceso de optimización
31     N=len(P_dem)      #El valor de N se obtiene a partir
       del largo de P_dem
32     costo_min=costo_en_min-deltaT*np.sum(costo_en*P_dem)
33     #Se fijan las cotas para los elementos del vector x.
34     lb=np.concatenate((np.zeros(2*N), E_min*np.ones(1)))
35     ub=np.concatenate((P_c_ef_max/eta_c*np.ones(N), np.
       minimum(P_dem, eta_d*P_d_ef_max*np.ones(N)),
       E_max*np.ones(1)))
36     #Se crean las submatrices de restricciones y sus
       vectores de cotas asociados
37     matriz_E=np.concatenate((deltaT*eta_c*np.tri(N), -(
       deltaT/eta_d)*np.tri(N), np.ones((N,1))), axis=1)
38     matriz_E_sup=E_max*np.ones(N)
39     matriz_E_opuesta=-matriz_E
40     matriz_E_opuesta_sup=-E_min*np.ones(N)
41
42     matriz_relacion_P_red_y_P_cont=np.concatenate((np.
       diag(np.ones(N)), np.diag((-1)*np.ones(N)), np.
       zeros((N,1))), axis=1)
43     matriz_relacion_P_red_y_P_cont_sup=valle*
       maxPredValle+llano*maxPredLlano+punta*
       maxPredPunta-P_dem
44
45     matriz_costo=np.concatenate((deltaT*costo_en, -
       deltaT*costo_en, np.zeros(1))[None,:])
46     matriz_costo_sup=np.array([(1+tol_costo_min)*
       costo_min])
47     matriz_costo_opuesta=-matriz_costo

```

```

48     matriz_costo_opuesta_sup=-np.array([(1-tol_costo_min
49         )*costo_min])
50     #Se ejecuta la funcion solve_qp, previamente
51     habiendo formado las matrices y vectores que
52     sirven de parámetros.
53     P=np.concatenate((np.diag(2*np.ones(2*N)), np.zeros
54         ((2*N,1))), axis=1)
55     q=np.zeros(2*N+1)
56     G=np.concatenate((matriz_E, matriz_E_opuesta,
57         matriz_relacion_P_red_y_P_cont, matriz_costo,
58         matriz_costo_opuesta))
59     h=np.concatenate((matriz_E_sup, matriz_E_opuesta_sup
60         , matriz_relacion_P_red_y_P_cont_sup,
61         matriz_costo_sup, matriz_costo_opuesta_sup))
62     A=np.zeros((1,2*N+1))
63     A[0,0:]=np.concatenate((deltaT*eta_c*np.ones(N), -(
64         deltaT/eta_d)*np.ones(N), np.zeros(1)))
65     b=np.zeros(1)
66     x_sol=solve_qp(sparse.csc_matrix(P), q, sparse.
67         csc_matrix(G), h, A=sparse.csc_matrix(A), b=b, lb
68         =lb, ub=ub, solver='highs', verbose=False)
69     return x_sol

```

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice H

Código Python: *analisis.py*

```
1 import matplotlib.pyplot as plt
2 import numpy as np
3 import unDiaPorAño
4 import unDiaPorMes
5 def graficar(deltaT, eta_c, eta_d, x_sol, P_dem):
6     N=len(P_dem)
7     P_c=x_sol[0:N]
8     P_d=x_sol[N:2*N]
9     matriz_E=np.concatenate((deltaT*eta_c*np.tri(N), -(
10         deltaT/eta_d)*np.tri(N)), axis=1)
11     E_inicial=x_sol[-1]
12     E=np.concatenate((np.zeros(1),np.dot(matriz_E,np.
13         concatenate((P_c, P_d)))))+E_inicial
14
15     #N intervalos se delimitan mediante N+1 instantes
16     t=deltaT*np.arange(N+1)
17     P_c=np.concatenate((P_c[0]*np.ones(1),P_c))
18     P_d=np.concatenate((P_d[0]*np.ones(1),P_d))
19     P_dem=np.concatenate((P_dem[0]*np.ones(1),P_dem))
20
21     plt.title('Energía almacenada en el BESS (E(t))')
22     plt.plot(t,E,label='E')
23     plt.xlabel('t (horas)')
24     plt.ylabel('Energía (kWh)')
25     plt.figure()
26     plt.title('Potencias involucradas')
27     plt.plot(t,P_dem,label='P_dem', drawstyle='steps-pre
28         ')
29     plt.plot(t,P_c,label='P_c', drawstyle='steps-pre')
30     plt.plot(t,P_d,label='P_d', drawstyle='steps-pre')
31     plt.plot(t,P_c+P_dem-P_d,label='P_red=P_c+P_directa'
32         , drawstyle='steps-pre')
```

Apéndice H. Código Python: *analisis.py*

```
29     plt.legend()
30     plt.xlabel('t (horas)')
31     plt.ylabel('Potencia (kW)')
32     plt.legend()
33     plt.show()
34
35 from tabulate import tabulate
36 def ahorro(deltaT, x_sol, P_red_max, frontera_potEx,
37           P_dem, costo_en, costo_potContValle,
38           costo_potContLlano, costo_potContPunta,
39           costo_en_previo, costo_potContValle_previo,
40           costo_potContLlano_previo, costo_potContPunta_previo,
41           costo_potEx1, costo_potEx2, imprimir=False):
42     if len(P_dem) == 12*len(costo_en):
43         unDia=False
44     elif len(P_dem) == len(costo_en):
45         unDia=True
46     else:
47         raise ValueError("El vector P_dem debe contener
48                           la misma cantidad de elementos que el vector
49                           costo_en o doce veces esa cantidad")
50
51     N=len(P_dem)
52     array_diasEnCadaMes=np.array
53         ([31,28,31,30,31,30,31,31,30,31,30,31])
54     P_contValle=x_sol [2*N]
55     P_contLlano=x_sol [2*N+1]
56     P_contPunta=x_sol [2*N+2]
57     P_c=x_sol [0:N]
58     P_d=x_sol [N:2*N]
59     n=int(24/deltaT)
60
61     if unDia:
62         #x, P_contValle, P_contLlano, P_contPunta,
63             costo_en_min=unDiaPorAño.minimizarFactura(
64                 deltaT, eta_c, eta_d, E_max, E_min, P_c_ef_max,
65                 P_d_ef_max, P_dem, costo_en, costo_potContValle
66                 , costo_potContLlano, costo_potContPunta)
67         _, P_contValle_sinBat, P_contLlano_sinBat,
68             P_contPunta_sinBat, _=unDiaPorAño.
69             minimizarFactura(deltaT,1,1,0,0,0,0,P_dem,
70                 costo_en_previo, costo_potContValle_previo,
71                 costo_potContLlano_previo,
72                 costo_potContPunta_previo)
```

```

56         #No se consideran potencias excedentarias en el
           caso anterior, pues si el consumo anual tiene
           un periodo de un día nunca es óptimo abonar
           recargos por potencias excedentarias.
57     else:
58         #x, P_contValle, P_contLlano, P_contPunta=
           unDiaPorMes.minimizarFactura(deltaT, eta_c,
           eta_d, E_max, E_min, P_c_ef_max, P_d_ef_max,
           P_red_max, frontera_potExP_dem, costo_en,
           costo_potContValle, costo_potContLlano,
           costo_potContPunta, costo_potEx1, costo_potEx2
           )
59     x_sol_sinBat, P_contValle_sinBat,
           P_contLlano_sinBat, P_contPunta_sinBat=
           unDiaPorMes.minimizarFactura(deltaT
           ,1,1,0,0,0,0,P_red_max,frontera_potEx,P_dem,
           costo_en_previo, costo_potContValle_previo,
           costo_potContLlano_previo,
           costo_potContPunta_previo, costo_potEx1,
           costo_potEx2)
60
61     costo_fijo_pot_con_bat=costo_potContValle*
           P_contValle+costo_potContLlano*P_contLlano+
           costo_potContPunta*P_contPunta
62     costo_energia_sinBat=np.zeros(12)
63     costo_energia_conBat=np.zeros(12)
64     costo_potCont_conBat=np.zeros(12)
65     costo_potCont_sinBat=np.zeros(12)
66     costo_fijo_pot_sin_bat=costo_potContValle_previo*
           P_contValle_sinBat+costo_potContLlano_previo*
           P_contLlano_sinBat+costo_potContPunta_previo*
           P_contPunta_sinBat
67     cte1=1+costo_potEx1
68     cte2=costo_potEx2-costo_potEx1
69     for i in range(12):
70         if unDia:
71             costo_energia_conBat[i]=np.sum(deltaT*(P_c+(
           P_dem-P_d))*costo_en)*array_diasEnCadaMes
           [i]
72             costo_potCont_conBat[i]=
           costo_fijo_pot_con_bat
73             costo_energia_sinBat[i]=np.sum(deltaT*P_dem*
           costo_en_previo)*array_diasEnCadaMes[i]
74             costo_potCont_sinBat[i]=
           costo_fijo_pot_sin_bat

```

Apéndice H. Código Python: *analisi.py*

```
75     else:
76         costo_energia_conBat[i]=np.sum(deltaT*(P_c[i
            *n:(i+1)*n]+(P_dem[i*n:(i+1)*n]-P_d[i*n:(
                i+1)*n]))*costo_en)*array_diasEnCadaMes[i
            ]
77         costo_potCont_conBat[i]=costo_potContValle*(
            cte1*x_sol[2*N+3+i*3]+cte2*x_sol[2*N+39+i
                *3])+costo_potContLlano*(cte1*x_sol[2*N
                    +4+i*3]+cte2*x_sol[2*N+40+i*3])+
            costo_potContPunta*(cte1*x_sol[2*N+5+i
                *3]+cte2*x_sol[2*N+41+i*3])+
            costo_fijo_pot_con_bat
78         costo_energia_sinBat[i]=np.sum(deltaT*P_dem[
            i*n:(i+1)*n]*costo_en_previo)*
            array_diasEnCadaMes[i]
79         costo_potCont_sinBat[i]=
            costo_potContValle_previo*(cte1*
                x_sol_sinBat[2*N+3+i*3]+cte2*x_sol_sinBat
                    [2*N+39+i*3])+costo_potContLlano_previo*(
                        cte1*x_sol_sinBat[2*N+4+i*3]+cte2*
                            x_sol_sinBat[2*N+40+i*3])+
            costo_potContPunta_previo*(cte1*
                x_sol_sinBat[2*N+5+i*3]+cte2*x_sol_sinBat
                    [2*N+41+i*3])+costo_fijo_pot_sin_bat
80         costo_total_conBat=costo_energia_conBat+
            costo_potCont_conBat
81         costo_total_sinBat=costo_energia_sinBat+
            costo_potCont_sinBat
82
83         costo_anual_potCont_sinBat=np.sum(
            costo_potCont_sinBat)
84         costo_anual_potCont_conBat=np.sum(
            costo_potCont_conBat)
85         ahorro_costo_anual_potCont=
            costo_anual_potCont_sinBat -
            costo_anual_potCont_conBat
86
87         costo_anual_total_sinBat=np.sum(costo_total_sinBat)
88         costo_anual_total_conBat=np.sum(costo_total_conBat)
89         ahorro_costo_anual_total=costo_anual_total_sinBat -
            costo_anual_total_conBat
90
91         ahorro_costo_energia=costo_energia_sinBat -
            costo_energia_conBat
```

```

92     ahorro_costo_potCont=costo_potCont_sinBat -
        costo_potCont_conBat
93     ahorro_costo_total=costo_total_sinBat -
        costo_total_conBat
94
95     tabla = [['Sin batería', 'Con batería', 'Ahorro']]
96     for i in range(12):
97         tabla.append([costo_energia_sinBat[i],
98             costo_energia_conBat[i], ahorro_costo_energia
99             [i]])
100         tabla.append([costo_total_sinBat[i],
101             costo_total_conBat[i], ahorro_costo_total[i]
102             ]])
103     tabla.append([costo_anual_potCont_sinBat ,
104         costo_anual_potCont_conBat ,
105         ahorro_costo_anual_potCont])
106     tabla.append([costo_anual_total_sinBat ,
107         costo_anual_total_conBat ,
108         ahorro_costo_anual_total])
109     indice = ['Costo de la energía Enero', 'Costo total
        Enero', 'Costo de la energía Febrero', 'Costo
        total Febrero', 'Costo de la energía Marzo', '
        Costo total Marzo',
110         'Costo de la energía Abril', 'Costo total
        Abril', 'Costo de la energía Mayo', '
        Costo total Mayo', 'Costo de la energía
        Junio', 'Costo total Junio',
111         'Costo de la energía Julio', 'Costo total
        Julio', 'Costo de la energía Agosto', '
        Costo total Agosto', 'Costo de la energía
        Setiembre', 'Costo total Setiembre',
112         'Costo de la energía Octubre', 'Costo total
        Octubre', 'Costo de la energía Noviembre'
        , 'Costo total Noviembre', 'Costo de la
        energía Diciembre', 'Costo total
        Diciembre',
113         'Costo anual de la potencia contratada', '
        Costo anual total']
114     if imprimir:
115         print(tabulate(tabla, headers='firstrow',
116             showindex=indice, floatfmt=(".0f", ".0f", ".0f"
117             )), "\n")
118     return costo_energia_sinBat, costo_energia_conBat,
119         costo_total_sinBat, costo_total_conBat

```

Apéndice H. Código Python: *analisis.py*

```
110 def t_retorno_inversion_y_ahorro_en_vida_util(  
    inversion_inicial_dolares, costo_total_sinBat,  
    costo_total_conBat, porcentaje_ajuste_mensual,  
    porcentaje_incremento_tarifa_anual, vidaUtilMeses,  
    pesosPorDolar, mes_inicial, imprimir=False):  
111     #Asume:  
112     #Que la inversión se realizó inmediatamente  
        antes del inicio del mes_inicial, mes en el  
        cual se pune en funcionamiento el BESS.  
113     #P_dem no varía a lo largo de los años.  
114     #porcentaje_incremento_tarifa_anual se aplica  
        tanto a los costos por energía como por  
        potencia.  
115     inversion_inicial_pesos=inversion_inicial_dolares*  
        pesosPorDolar  
116     ahorro_costo_total=costo_total_sinBat -  
        costo_total_conBat  
117  
118     m_retorno_ajustado=False  
119     ahorro_acumulado_ajustado=0  
120     tiempoRetornoYaCalculado=False  
121     i=0  
122     max_años=100  
123     max_iter=12*max_años  
124     #A priori no se sabe si el tiempo de retono de la  
        inversión es menor a la vida util del BESS  
125     while i<=vidaUtilMeses or not  
        tiempoRetornoYaCalculado and i<=max_iter:  
126         m=mes_inicial+i  
127         i=i+1  
128         ahorro_acumulado_ajustado=  
            ahorro_acumulado_ajustado+ahorro_costo_total  
            [(m-1)%12]*((1+porcentaje_ajuste_mensual/100)  
            **-i)  
129         if ahorro_acumulado_ajustado>  
            inversion_inicial_pesos and not  
            tiempoRetornoYaCalculado: #la comparación se  
                hace al final del mes m  
130             tiempoRetornoYaCalculado=True  
131             m_retorno_ajustado=i  
132         if i==vidaUtilMeses:  
133             ahorro_ajustado_vida_util=  
                ahorro_acumulado_ajustado  
134         if m%12==0:
```

```

135         ahorro_costo_total=ahorro_costo_total*(1+
           porcentaje_incremento_tarifa_anual/100)
136     ahorro_ajustado_vida_util_dolares=
           ahorro_ajustado_vida_util/pesosPorDolar
137     if i>max_iter and imprimir:
138         print("El tiempo de retorno de la inversión es
           mayor a",max_años,"años")
139     if imprimir and tiempoRetornoYaCalculado:
140         print("Tiempo de retorno de la inversion
           considerando ajustes:", m_retorno_ajustado
           //12, " año/s y ", m_retorno_ajustado%12 , "
           mes/es")
141         print("Ahorro total durante la vida útil
           considerando ajustes (dólares): ",
           ahorro_ajustado_vida_util_dolares)
142     return ahorro_ajustado_vida_util_dolares ,
           m_retorno_ajustado
143
144 def cap_banco_optima(inversion_en_dolares_por_kWh,
           deltaT,eta_c,eta_d,E_max_fracc,E_min_fracc,
           C_rate_carga,C_rate_descarga,P_red_max,
           frontera_potEx,P_dem,costo_en, costo_potContValle,
           costo_potContLlano, costo_potContPunta,
           costo_en_previo, costo_potContValle_previo,
           costo_potContLlano_previo, costo_potContPunta_previo,
           costo_potEx1, costo_potEx2, porcentaje_ajuste_mensual,
           porcentaje_incremento_tarifa_anual, vidaUtilMeses,
           pesosPorDolar, mes_inicial):
145
146     if len(P_dem) == 12*len(costo_en):
147         unDia=False
148     elif len(P_dem) == len(costo_en):
149         unDia=True
150     else:
151         raise ValueError("El vector P_dem debe contener
           la misma cantidad de elementos que el vector
           costo_en o doce veces esa cantidad")
152
153     capacidad_banco=-1
154     ahorro_ajustado_vida_util_dolares_anterior=0
155     ahorro_del_kWh_agregado=0
156     iteracion_1kWh_completada=False
157     #Se quiere realizar dos iteraciones previo a
           comparar ahorro_del_kWh_agregado>
           inversion_en_dolares_por_kWh,

```

Apéndice H. Código Python: *analisis.py*

```
158     #caso contrario ahorro_del_kWh_agregado no tendrá un
159     #valor válido.
160 while not iteracion_1kWh_completada or
161     ahorro_del_kWh_agregado >
162     inversion_en_dolares_por_kWh:
163     if capacidad_banco==1:
164         iteracion_1kWh_completada=True
165         capacidad_banco=capacidad_banco+1
166         E_max=E_max_fracc*capacidad_banco    #kWh
167         E_min=E_min_fracc*capacidad_banco    #kWh
168
169         P_c_ef_max=C_rate_carga*capacidad_banco    #kW
170         P_d_ef_max=C_rate_descarga*capacidad_banco    #kW
171
172     inversion_inicial_dolares=capacidad_banco*
173     inversion_en_dolares_por_kWh
174     if unDia:
175         x=unDiaPorAño.minimizarFactura(deltaT,eta_c,
176             eta_d,E_max,E_min,P_c_ef_max,P_d_ef_max,
177             P_dem,costo_en,costo_potContValle,
178             costo_potContLlano, costo_potContPunta)
179         [0]
180     else:
181         x=unDiaPorMes.minimizarFactura(deltaT,eta_c,
182             eta_d,E_max,E_min,P_c_ef_max,P_d_ef_max,
183             P_red_max, frontera_potEx,P_dem,costo_en,
184             costo_potContValle, costo_potContLlano,
185             costo_potContPunta,costo_potEx1,
186             costo_potEx2)[0]
187     _, _, costo_total_sinBat, costo_total_conBat=
188     ahorro(deltaT, x, P_red_max, frontera_potEx,
189         P_dem, costo_en, costo_potContValle,
190         costo_potContLlano, costo_potContPunta,
191         costo_en_previo, costo_potContValle_previo,
192         costo_potContLlano_previo,
193         costo_potContPunta_previo,costo_potEx1,
194         costo_potEx2)
195     ahorro_ajustado_vida_util_dolares, _=
196     t_retorno_inversion_y_ahorro_en_vida_util(
197         inversion_inicial_dolares, costo_total_sinBat
198         , costo_total_conBat,
199         porcentaje_ajuste_mensual,
200         porcentaje_incremento_tarifa_anual,
201         vidaUtilMeses, pesosPorDolar, mes_inicial)
```

```

176         ahorro_del_kWh_agregado=
177             ahorro_ajustado_vida_util_dolares -
178             ahorro_ajustado_vida_util_dolares_anterior
179         ahorro_ajustado_vida_util_dolares_anterior=
180             ahorro_ajustado_vida_util_dolares
181     capacidad_optima=capacidad_banco-1
182     print("La capacidad óptima del BESS es",
183           capacidad_optima, "kWh")
184     return capacidad_optima
185
186 def ahorro_ajustado_vs_inversion(
187     inversion_en_dolares_por_kWh, deltaT, eta_c, eta_d,
188     E_max_fracc, E_min_fracc, C_rate_carga, C_rate_descarga,
189     P_red_max, frontera_potEx, P_dem, costo_en,
190     costo_potContValle, costo_potContLlano,
191     costo_potContPunta, costo_en_previo,
192     costo_potContValle_previo, costo_potContLlano_previo,
193     costo_potContPunta_previo, costo_potEx1,
194     costo_potEx2, porcentaje_ajuste_mensual,
195     porcentaje_incremento_tarifa_anual, vidaUtilMeses,
196     pesosPorDolar, mes_inicial, paso_capacidades):
197     if len(P_dem) == 12*len(costo_en):
198         unDia=False
199     elif len(P_dem) == len(costo_en):
200         unDia=True
201     else:
202         raise ValueError("El vector P_dem debe contener
203             la misma cantidad de elementos que el vector
204             costo_en o doce veces esa cantidad")
205
206     capacidades=[0]
207     ahorro_ajustado_vida_util_dolares=[0]
208     #Se itera hasta que el incremento en el ahorro entre
209     iteraciones consecutivas sea menor al 1% del
210     ahorro de la iteracion anterior.
211     while len(capacidades)<=2 or
212         ahorro_ajustado_vida_util_dolares[-1]>=1.01*
213         ahorro_ajustado_vida_util_dolares[-2]:
214         capacidades.append(capacidades[-1]+
215                             paso_capacidades)
216         capacidad_banco=capacidades[-1]
217         E_max=E_max_fracc*capacidad_banco #kWh
218         E_min=E_min_fracc*capacidad_banco #kWh
219
220         P_c_ef_max=C_rate_carga*capacidad_banco #kW

```

Apéndice H. Código Python: *analisis.py*

```
200     P_d_ef_max=C_rate_descarga*capacidad_banco    #kW
201
202     if unDia:
203         x=unDiaPorAño.minimizarFactura(deltaT,eta_c,
                eta_d,E_max,E_min,P_c_ef_max,P_d_ef_max,
                P_dem,costo_en,costo_potContValle,
                costo_potContLlano, costo_potContPunta)
                [0]
204     else:
205         x=unDiaPorMes.minimizarFactura(deltaT,eta_c,
                eta_d,E_max,E_min,P_c_ef_max,P_d_ef_max,
                P_red_max, frontera_potEx,P_dem,costo_en,
                costo_potContValle, costo_potContLlano,
                costo_potContPunta,costo_potEx1,
                costo_potEx2)[0]
206     _, _, costo_total_sinBat, costo_total_conBat=
        ahorro(deltaT, x,P_red_max, frontera_potEx,
        P_dem, costo_en, costo_potContValle,
        costo_potContLlano, costo_potContPunta,
        costo_en_previo, costo_potContValle_previo,
        costo_potContLlano_previo,
        costo_potContPunta_previo,costo_potEx1,
        costo_potEx2)
207     inversion_inicial_dolares=
        inversion_en_dolares_por_kWh*capacidad_banco
208     ahorro_ajustado_vida_util_dolares_aux, _=
        t_retorno_inversion_y_ahorro_en_vida_util(
        inversion_inicial_dolares, costo_total_sinBat
        , costo_total_conBat,
        porcentaje_ajuste_mensual,
        porcentaje_incremento_tarifa_anual,
        vidaUtilMeses, pesosPorDolar, mes_inicial)
209     ahorro_ajustado_vida_util_dolares.append(
        ahorro_ajustado_vida_util_dolares_aux)
210     plt.figure()
211     plt.plot(capacidades,
        ahorro_ajustado_vida_util_dolares,label='Ahorro
        ajustado')
212     plt.plot(capacidades,np.array(capacidades)*
        inversion_en_dolares_por_kWh,label='Inversión')
213     plt.legend()
214     plt.xlabel('Capacidad (kWh)')
215     plt.ylabel('US$')
216     plt.title('Ahorro ajustado e inversión en función de
        la capacidad')
```

```

217     plt.show()
218
219 def t_retorno_inversion_en_funcion_del_precio_por_kWh(
    paso_inversion_en_dolares_por_kWh, capacidad_banco,
    deltaT, eta_c, eta_d, E_max_fracc, E_min_fracc,
    C_rate_carga, C_rate_descarga, P_red_max,
    frontera_potEx, P_dem, costo_en, costo_potContValle,
    costo_potContLlano, costo_potContPunta,
    costo_en_previo, costo_potContValle_previo,
    costo_potContLlano_previo, costo_potContPunta_previo,
    costo_potEx1, costo_potEx2, porcentaje_ajuste_mensual,
    porcentaje_incremento_tarifa_anual, vidaUtilMeses,
    pesosPorDolar, mes_inicial):
220     if len(P_dem) == 12*len(costo_en):
221         unDia=False
222     elif len(P_dem) == len(costo_en):
223         unDia=True
224     else:
225         raise ValueError("El vector P_dem debe contener
            la misma cantidad de elementos que el vector
            costo_en o doce veces esa cantidad")
226
227     E_max=E_max_fracc*capacidad_banco    #kWh
228     E_min=E_min_fracc*capacidad_banco    #kWh
229
230     P_c_ef_max=C_rate_carga*capacidad_banco    #kW
231     P_d_ef_max=C_rate_descarga*capacidad_banco    #kW
232
233     if unDia:
234         x=unDiaPorAño.minimizarFactura(deltaT, eta_c,
            eta_d, E_max, E_min, P_c_ef_max, P_d_ef_max, P_dem
            , costo_en, costo_potContValle,
            costo_potContLlano, costo_potContPunta)[0]
235     else:
236         x=unDiaPorMes.minimizarFactura(deltaT, eta_c,
            eta_d, E_max, E_min, P_c_ef_max, P_d_ef_max,
            P_red_max, frontera_potEx, P_dem, costo_en,
            costo_potContValle, costo_potContLlano,
            costo_potContPunta, costo_potEx1, costo_potEx2
            ) [0]
237
238     _, _, costo_total_sinBat, costo_total_conBat=ahorro(
        deltaT, x, P_red_max, frontera_potEx, P_dem,
        costo_en, costo_potContValle, costo_potContLlano,
        costo_potContPunta, costo_en_previo,

```

Apéndice H. Código Python: *analisis.py*

```
costo_potContValle_previo ,
costo_potContLlano_previo ,
costo_potContPunta_previo , costo_potEx1 ,
costo_potEx2)

239
240 inversion_en_dolares_por_kWh=[0]
241 años_retorno_ajustado=[0]
242 m_retorno_ajustado=True
243 while m_retorno_ajustado: #
    t_retorno_inversion_y_ahorro_en_vida_util
    devuelve False cuando el tiempo de retorno de
    inversion es mayor a 100 años
244 inversion_inicial_dolares=(
    inversion_en_dolares_por_kWh[-1]+
    paso_inversion_en_dolares_por_kWh)*
    capacidad_banco
245 _, m_retorno_ajustado=
    t_retorno_inversion_y_ahorro_en_vida_util(
    inversion_inicial_dolares, costo_total_sinBat
    , costo_total_conBat,
    porcentaje_ajuste_mensual,
    porcentaje_incremento_tarifa_anual,
    vidaUtilMeses, pesosPorDolar, mes_inicial)
246 if m_retorno_ajustado:
247     años_retorno_ajustado.append(
        m_retorno_ajustado/12)
248     inversion_en_dolares_por_kWh.append(
        inversion_en_dolares_por_kWh[-1]+
        paso_inversion_en_dolares_por_kWh)
249 plt.figure()
250 plt.plot(inversion_en_dolares_por_kWh, años_
    os_retorno_ajustado)
251 plt.xlabel('Costo por kWh del BESS (USD/kWh)')
252 plt.ylabel('Tiempo de retorno de la inversión (años)
    ')
253 plt.title('Tiempo de retorno de la inversión en
    función del precio del BESS')
254 plt.show()
255
256 def t_retorno_inversion_en_funcion_del_C_rate(
    capacidad_banco, inversion_inicial_dolares, deltaT,
    eta_c, eta_d, E_max_fracc, E_min_fracc, P_red_max,
    frontera_potEx, P_dem, costo_en, costo_potContValle,
    costo_potContLlano, costo_potContPunta,
    costo_en_previo, costo_potContValle_previo,
```

```

costo_potContLlano_previo, costo_potContPunta_previo,
costo_potEx1, costo_potEx2, porcentaje_ajuste_mensual,
porcentaje_incremento_tarifa_anual, vidaUtilMeses,
pesosPorDolar, mes_inicial):
257     if len(P_dem) == 12*len(costo_en):
258         unDia=False
259     elif len(P_dem) == len(costo_en):
260         unDia=True
261     else:
262         raise ValueError("El vector P_dem debe contener
la misma cantidad de elementos que el vector
costo_en o doce veces esa cantidad")
263     E_max=E_max_fracc*capacidad_banco    #kWh
264     E_min=E_min_fracc*capacidad_banco    #kWh
265
266     num_iter=20
267     C_rate=[]
268     años_retorno_ajustado=[]
269     for s in range(num_iter):
270
271         P_c_ef_max=capacidad_banco/(s+1)    #kW
272         P_d_ef_max=capacidad_banco/(s+1)    #kW
273
274         if unDia:
275             x=unDiaPorAño.minimizarFactura(deltaT, eta_c,
eta_d, E_max, E_min, P_c_ef_max, P_d_ef_max,
P_dem, costo_en, costo_potContValle,
costo_potContLlano, costo_potContPunta)
[0]
276         else:
277             x=unDiaPorMes.minimizarFactura(deltaT, eta_c,
eta_d, E_max, E_min, P_c_ef_max, P_d_ef_max,
P_red_max, frontera_potEx, P_dem, costo_en,
costo_potContValle, costo_potContLlano,
costo_potContPunta, costo_potEx1,
costo_potEx2) [0]
278
279     _, _, costo_total_sinBat, costo_total_conBat=
ahorro(deltaT, x, P_red_max, frontera_potEx,
P_dem, costo_en, costo_potContValle,
costo_potContLlano, costo_potContPunta,
costo_en_previo, costo_potContValle_previo,
costo_potContLlano_previo,
costo_potContPunta_previo, costo_potEx1,
costo_potEx2)

```

Apéndice H. Código Python: *analisis.py*

```
280     _, m_retorno_ajustado=  
        t_retorno_inversion_y_ahorro_en_vida_util(  
            inversion_inicial_dolares, costo_total_sinBat  
            , costo_total_conBat,  
            porcentaje_ajuste_mensual,  
            porcentaje_incremento_tarifa_anual,  
            vidaUtilMeses, pesosPorDolar, mes_inicial)  
281     if m_retorno_ajustado:  
282         años_retorno_ajustado.append(  
            m_retorno_ajustado/12)  
283         C_rate.append(1/(s+1))  
284     plt.figure()  
285     plt.plot(C_rate, años_retorno_ajustado)  
286     plt.xlabel('C_rate de carga y descarga')  
287     plt.ylabel('Tiempo de retorno de la inversión (años)  
        ')  
288     plt.title('Tiempo de retorno de la inversión en  
        función del C-rate')  
289     plt.show()
```

Referencias

- [1] EVE App Interface. Captura de pantalla de la aplicación móvil EVE-MOVE, 2024. URL: <https://eve-move.com>.
- [2] Administración del Mercado Eléctrico (ADME). Informe anual, 2023. URL: <https://adme.com.uy/mmee/infannual.php>.
- [3] Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE). Informe de demanda, julio 2024. URL: <https://www.ute.com.uy/institucional/ute/utei/dnc-informes>.
- [4] Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE). Pliego tarifario, 2024. URL: <https://www.ute.com.uy/clientes/mi-factura/precios-actuales>.
- [5] Advantech. Bess eco-system diagram. URL: https://www.advantech.com/en/form/665220be-363e-4e15-85c3-ec53488ef397?callback=ce21077f-9d20-4691-a689-a5b510b34413&_gl=1*1sc871d*_ga*MTgzODU5Mzc3MC4xNzI2MDkwNzYw*_ga_LS3NMY5FLH*MTcyODU5NTQzOC4yLjEuMTcyODU5NTY0MC42MC4wLjU3MjI1NjU0OA.
- [6] ANCAP. Precio del combustible súper 95, 2024. URL: <https://www.ancap.com.uy/1636/1/super-95.html>.
- [7] Asian Development Bank. *Handbook on Battery Energy Storage System*. Asian Development Bank, 2018.
- [8] Mariana Bustillo Gedda and Juan José Calvello Scampini, Federico José y Pérez López. Estudio de reutilización de baterías de vehículos eléctricos, 2022.
- [9] Electric Vehicle Database. Energy consumption of full electric vehicles, 2024. URL: <https://ev-database.org/cheatsheet/energy-consumption-electric-car>.
- [10] Asociación del comercio automotor del Uruguay. 2023. URL: https://www.acau.com.uy//index#sec_estadistica.

Referencias

- [11] Enlight. Control, seguridad e independencia energética: Guía sobre sistemas de almacenamiento de energía, 2024. URL: <https://www.enlight.mx/resource/guia-sistemas-de-almacenamiento-de-energia>.
- [12] Exro. Load shifting: What is it and how does it work? URL: <https://exro.com/industry-insights/load-shifting>.
- [13] Exro. Peak shaving: Optimize power consumption with battery energy storage systems. URL: <https://exro.com/industry-insights/peak-shaving>.
- [14] Gobierno de Uruguay. Decreto N° 114/014: Modificación de las definiciones de suscriptor y de participante consumidor en el Reglamento General del Sistema Eléctrico Nacional, mayo 2014. URL: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/114-2014>.
- [15] Gobierno de Uruguay. Decreto N° 43/015: Regulación de condiciones para generación de energía sin volcar a la red, febrero 2015. URL: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/43-2015>.
- [16] Gobierno de Uruguay. Decreto N° 27/020: Modificación de las condiciones para centrales de generación sin inyección a la red, febrero 2020. URL: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/27-2020>.
- [17] Gobierno de Uruguay. Decreto N° 147/023: Regulaciones para los suscriptores con generación y autoconsumo, mayo 2023. URL: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/147-2023>.
- [18] Gobierno de Uruguay. Decreto N° 124/024, mayo 2024. URL: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/124-2024>.
- [19] Gobierno de Uruguay. Decreto N° 446/023: Establece el pliego tarifario de UTE para suscriptores con generación, enero 2024. URL: <https://www.impo.com.uy/bases/decretos/446-2023>.
- [20] Jingyu Gong, David Wasylowski, Jan Figgner, Stephan Bihn, Fabian Rücker, Florian Ringbeck, and Dirk Uwe Sauer. Quantifying the impact of V2X operation on electric vehicle battery degradation: An experimental evaluation. *eTransportation*, 20:100316, 2024. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590116824000067>, doi:10.1016/j.etrans.2024.100316.
- [21] Henry. Fuel Cells vs. Lithium-Ion Batteries, 7 2024. URL: <https://www.ufinebattery.com/blog/fuel-cells-vs-lithium-ion-batteries/>.
- [22] International Electrotechnical Commission. IEC 62933-2-1: Energy Storage Systems – Part 2-1: Unit parameters and testing. <https://www.iec.ch>, 2017.
- [23] International Electrotechnical Commission. IEC 62933-3-1: Energy Storage Systems – Part 3-1: Electrical interfaces. <https://www.iec.ch>, 2018.

- [24] International Energy Agency. Batteries and Secure Energy Transitions, 2024. License: CC BY 4.0. URL: <https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions>.
- [25] Gabriella Jarbratt, Erik Sparre, Sören Jautelat, Martin Linder, and Quan Han Wong. Enabling renewable energy with battery energy storage systems. *McKinsey Company*, 2023. URL: https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/enabling-renewable-energy-with-battery-energy-storage-systems# /.
- [26] Carlos Antônio Rufino Júnior, Eleonora Riva Sanseverino, Pierluigi Gallo, Daniel Koch, Yash Kotak, Hans-Georg Schweiger, and Hudson Zanin. Reviewing Regulations and Standards for Second-Life Batteries. *Preprint*, 2023. URL: <http://doi.org/10.20944/preprints202306.0711.v1>.
- [27] Ana Inés Torres. Mariana Corengia. Operación óptima de baterías bajo el actual régimen tarifario en Uruguay. *ENERLAC*, 2020. URL: <https://www.colibri.udelar.edu.uy/jspui/bitstream/20.500.12008/24819/1/CT20.pdf>.
- [28] Market.us. Global second life electric vehicle battery market by type (lithium-ion, lead acid, sodium-ion, and nickel), by vehicle type (passenger car and commercial vehicles), by application, by region and companies - industry segment outlook, market assessment, competition scenario, trends, and forecast 2023-2032, septiembre 2023. URL: <https://market.us/report/second-life-electric-vehicle-battery-market>.
- [29] Ministerio de Ambiente. Veinte años de Responsabilidad Extendida al Productor en Uruguay: avances y desafíos, 2024.
- [30] Energía y Minería Ministerio de Industria. Subite - programa de incorporación de vehículos eléctricos, 2024. Última actualización: 05 de febrero de 2024. URL: <https://www.gub.uy/tramites/subite-programa-incorporacion-vehiculos-electricos>.
- [31] Cameron Murray. UI solutions grants moment energy ul 1974 certification for second life energy storage, octubre 2023. URL: <https://www.energy-storage.news/ul-solutions-grants-moment-energy-ul-1974-certification-for-second-life-energy>.
- [32] National Fire Protection Association. NFPA 855: Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems. <https://www.nfpa.org>, 2020.
- [33] National Renewable Energy Laboratory (NREL). System advisor model (sam) version 2024, 2024. Software para análisis técnico-económico de tecnologías de energía renovable. URL: <https://sam.nrel.gov>.

Referencias

- [34] Conrad Nichols. Stationary energy storage: Innovations in li-ion battery technologies. *IDTechEx Research*, septiembre 2024. URL: <https://www.idtechex.com/es/research-article/stationary-energy-storage-innovations-in-li-ion-battery-technologies/31736>.
- [35] Leon R. Roose, Marc Matsuura, Damon L. Schmidt, and Ai Oyama. Guidelines for Developing BESS Technical Standards in Thailand. 2021. Submitted to U.S. Agency for International Development, Regional Development Mission for Asia. Contract No.: AID-486-C-16-00001.
- [36] R. Spotnitz. Simulation of capacity fade in lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, 113(1):72–80, 2003. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775302004901>, doi:10.1016/S0378-7753(02)00490-1.
- [37] Underwriters Laboratories. UL 1974: Standard for Evaluation for Repurposing Batteries. <https://www.ul.com>, 2020.
- [38] UTE. *Reglamento de Baja Tensión: Instalaciones en locales de características especiales, Capítulo XII*. UTE, Montevideo, Uruguay, junio 2001.
- [39] Uruguay XXI. Energías Renovables en Uruguay. Noviembre 2023. URL: <https://www.uruguayxxi.gub.uy/uploads/informacion/79870b5679e4f9634944f6b8dacaoa8ee6c3d45df.pdf>.
- [40] Ariel Álvarez Gebelin, Lorena Di Chiara, and Felipe Bastarrica. Monitor Vehículos Eléctricos, marzo 2022. PNUD.

Índice de tablas

2.1. Clasificaciones asignadas a los suscriptores con generación, según su nivel de tensión y potencia contratada.	25
2.2. Precios por concepto de energía y de potencia para los SG0.	25
2.3. Precios por concepto de energía y potencia para los SG1-A.	26
2.4. Precios por concepto de energía y de potencia para los SG1-B, SG2 y SG3.	26
2.5. Precios por concepto de energía y de potencia para los grandes consumidores.	27
2.6. Evolución temporal de los precios por concepto de potencia para los GC2.	28
2.7. Monto mensual a pagar por concepto de potencia a lo largo de los años para un GC2, asumiendo un patrón de consumo constante.	28
5.1. Comparación de la potencia máxima consumida desde la red con y sin BESS, para un día de enero.	76
5.2. Comparación de la energía consumida de la red con y sin BESS, para un día de enero.	77
5.3. Comparación de la energía consumida de la red con y sin BESS, para un día de julio.	78
5.4. Comparación de la potencia máxima consumida desde la red con y sin BESS, para un día de julio.	79
5.5. Comparación entre la potencia contratada con y sin BESS para cada tramo horario.	83
5.6. Precios por concepto de energía para GC2 y SG2.	84
5.7. Reducción de precios por concepto de energía, al pasar de GC2 a SG2.	84
5.8. Variación en el pago anual por energía, al pasar de categoría GC2 a SG2, con el BESS inactivo.	85
5.9. Precios por concepto de potencia para GC2 y SG2.	85
5.10. Incremento de precios por concepto de potencia, al cambiar de GC2 a SG2.	86
5.11. Variación en el pago anual por potencia, al pasar de categoría GC2 a SG2, con el BESS inactivo.	86
5.12. Variación en el costo total anual (suma de los cargos por potencia y por energía), al pasar de categoría GC2 a SG2, con el BESS inactivo.	87

Índice de tablas

5.13. Variación en el pago anual por energía, con el BESS activo.	87
5.14. Variación en el pago anual por potencia, con el BESS activo.	87
5.15. Variación en el costo total anual (suma de los cargos por potencia y por energía) con el BESS activo.	89
5.16. Ahorros al incorporar un BESS, en diferentes contextos tarifarios.	90
5.17. Ahorros al incorporar un BESS, con el mismo funcionando únicamente para desplazar el consumo energético, en diferentes contextos tarifarios.	91
5.18. Tiempo de retorno de la inversión, bajo diferentes esquemas de funcionamiento.	92
5.19. Riesgo económico anual, de que el sistema falle en afeitar las potencias máximas consumidas.	95
5.20. Datos nominales de la batería.	98
5.21. Características técnicas del controlador carga/descarga.	98
5.22. Características técnicas del convertidor AC/DC bidireccional.	99
5.23. Características técnicas del tester de carga/descarga.	100
5.24. Características técnicas de la caja contenedora de ensayos.	100

Índice de figuras

1.1. Demanda neta anual de energía eléctrica en Uruguay, entre 2003 y 2023 [2].	3
1.2. Distribución de la demanda de energía eléctrica por sector en Uruguay, durante 2022 [39].	4
1.3. Curva de demanda de potencia eléctrica del 19 de Setiembre de 2024 en Uruguay [3].	4
1.4. Comparación entre la generación de energía eléctrica a partir de renovables y la demanda de energía eléctrica en Uruguay, desde 2017 a 2023 [2].	5
1.5. Energía eléctrica de origen térmico generada en Uruguay, desde 2017 a 2023 [2].	5
1.6. Diagrama de cargas del 8 de julio de 2024 en Uruguay [3]	6
1.7. Potencia instalada a nivel mundial de BESS funcionando como sistemas BTM [24].	7
1.8. Evolución del precio promedio, para baterías de vehículos eléctricos a nivel mundial [24]	8
1.9. Cantidad de vehículos 100 % eléctricos vendidos por año en el Uruguay [10].	9
1.10. Comparación de ventas de vehículos 100 % eléctricos en Uruguay por tipo de vehículo: 2023 vs 2024 (Enero-Setiembre) [10].	10
1.11. Mapa de estaciones de carga en Uruguay [1].	11
2.1. Componentes de un BESS [5].	14
2.2. Cambios en el formato de cobro por concepto de potencia para los GC2, a lo largo del tiempo.	27
2.3. BESS funcionando bajo esquema de load shifting [12].	29
2.4. BESS funcionando bajo esquema de peak shaving [13].	29
4.1. Instantes de tiempo e intervalos definidos con $\Delta t = 0,25$ h (15 minutos) y $N=96$	40
4.2. Diagrama explicativo de las potencias involucradas.	43
5.1. Potencia consumida desde la red.	69
5.2. Potencias de carga y descarga del BESS.	69
5.3. Potencia consumida desde la red.	71

Índice de figuras

5.4. Potencias de carga y descarga del BESS.	71
5.5. Degradación proyectada por el simulador, para los dos grupos de curvas carga-descarga que se obtienen a partir del software desarrollado.	73
5.6. Comparación entre las degradaciones que proyectan el simulador y el modelo.	74
5.7. Curvas diarias de potencia demandada por un gran consumidor, para cada mes del año.	75
5.8. Potencias máximas demandadas de la red en cada tramo horario, previo a incluir el BESS.	75
5.9. Comportamiento óptimo del BESS para un día en enero.	76
5.10. Comportamiento óptimo del BESS para un día en julio.	78
5.11. Comportamiento óptimo del BESS a lo largo de los 12 días considerados.	80
5.12. Consumos energéticos con y sin BESS, para cada uno de los 12 días analizados.	81
5.13. Consumos máximos de potencia con y sin BESS, para cada uno de los 12 días analizados.	83
5.14. Montos mensuales a abonar por concepto de potencia, previo a la incorporación del BESS.	84
5.15. Montos mensuales a abonar por concepto de energía, al pasar de categoría GC2 a SG2, con el BESS inactivo.	85
5.16. Montos mensuales a abonar por concepto de potencia, al pasar de categoría GC2 a SG2, con el BESS inactivo.	86
5.17. Montos mensuales a abonar por concepto de potencia, con el BESS activo.	88
5.18. Distribución del pago por concepto de potencia con el BESS activo.	88
5.19. Ahorros mensuales con el BESS activo.	89
5.20. Variación del tiempo de retorno de la inversión, cuando se modifican los C-rates máximos de carga y descarga.	94
5.21. Riesgo económico mensual, de que el sistema falle en afeitar las potencias máximas consumidas.	96
5.22. Potenciostato Chroma 17020 y su diagrama de hardware.	99
5.23. Curvas de potencia demandada utilizadas en los ensayos.	101
5.24. Curvas de carga y descarga a ensayar.	101
5.25. Resultado de los ensayos correspondientes al día de julio.	102
5.26. Resultado de los ensayos correspondientes al día de enero.	103
5.27. Variación del tiempo de retorno de la inversión ante cambios en el precio del BESS, considerando ahorros por energía y por potencia.	104
5.28. Variación del tiempo de retorno de la inversión ante cambios en el precio del BESS, considerando solo ahorros por energía.	105

Esta es la última página.
Compilado el domingo 9 febrero, 2025.
<http://iie.fing.edu.uy/>