

Impact of Grid-Scale Energy Storage Systems on Energy and Frequency Regulation Colombian Markets

Andrés F. Peñaranda , David Romero-Quete , Camilo A. Cortés , *Senior Member, IEEE* and Ernesto Moreno Restrepo

Abstract—This article proposes a co-optimization model that allows evaluating the simultaneous participation of energy storage systems (ESS) in arbitrage applications, secondary frequency regulation, and transmission investment deferral. The model considers the ESS degradation through an upper-piecewise linear approximation; constraints related to primary frequency energy reserve are also included in the model. The formulation is evaluated using historical data from the Colombian wholesale energy market. Eight case studies corresponding to the possible combinations of ESS participation in the three applications are analyzed. Subsequently, a financial evaluation is carried out for each case study, both from the system and the investor's point of view. The results show that the exclusive use of ESS to provide arbitrage is not economically viable in Colombia, while simultaneously providing secondary frequency regulation and restriction relief services is profitable, both for the system and for an investor agent.

Index Terms—BESS, co-optimization, MILP, Colombian energy market.

I. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (SAEB) son uno de los elementos que han ganado mayor interés a nivel mundial en pro de la descarbonización y modernización de los sistemas de potencia [1, 2]. Según información presentada en [3], se observa una tasa de crecimiento exponencial de SAEB basados en baterías de iones de litio, pasando de una tasa de instalación de 7 GWh/año en el 2020 a una tasa de 183 GWh/año pronosticada para el año 2030. Adicionalmente, se pronostica un tamaño de mercado para el año 2030 de aproximadamente \$ 600 billones de dólares. Dentro de las regiones con mayor crecimiento esperado en capacidad de almacenamiento de energía se encuentran: China, Estados Unidos, India, Alemania, Latino América, Francia, Australia, Reino Unido, Japón y Corea del sur [4]. Para el caso de Latino América, en [5] se menciona un pronóstico de crecimiento de aproximadamente 1100 MW de SAE instalados en el año 2023, de los cuales un 83% correspondería a sistemas de gran escala.

Una de las ventajas que tienen los SAEB es su capacidad de participar en múltiples aplicaciones de los sistemas de potencia, a diferentes niveles de tensión. Esto gracias a sus

características únicas como la capacidad de funcionar en modo de generación y en modo de carga, la rápida y precisa respuesta ante una señal de control, la capacidad de regular la entrada y salida de reactivos, y, en general, la alta eficiencia que tienen en su operación [6]. Dentro de los principales servicios que pueden suministrar los SAEB se encuentran: el arbitraje de energía, la regulación de frecuencia, la reserva de energía, la gestión de la demanda, recortes de picos en potencia demandada por el sistema e integración con las fuentes de generación renovables no convencionales [7, 8]. De los proyectos de SAEB existentes en la actualidad y reportados en [9] por el Departamento de energía de Estados Unidos, se puede observar que la mayoría de estos prestan múltiples servicios, en donde se destacan aplicaciones como el arbitraje, la regulación de frecuencia (regulación primaria y secundaria), la reserva de energía y la administración de la demanda de energía.

En la literatura se encuentran diferentes estudios que tienen el objetivo de determinar la viabilidad tecno-económica de suministrar, de forma simultánea, múltiples servicios a los sistemas de potencia con un SAEB. En [10] se analizan 7 casos de estudio, los cuales se diferencian en el número y tipo de aplicaciones ejecutadas por el SAEB. Dentro de las aplicaciones evaluadas se encuentra el recorte de demanda pico, la regulación de frecuencia y el arbitraje de energía. Los resultados obtenidos en [10] indican que el caso donde se ejecutaron simultáneamente las 3 aplicaciones evaluadas fue el caso con el mejor rendimiento económico, llegando a tener un rendimiento 3.1 veces mayor que el caso en donde solamente se ejecutó una aplicación.

El suministro de múltiples servicios se puede realizar principalmente por medio de tres métodos, los cuales son: una operación secuencial de las aplicaciones, en donde se realiza una priorización de los servicios que puede suministrar el SAEB; una operación paralela, lo que requiere una separación virtual de las capacidades del SAEB para poder ejecutar diferentes aplicaciones al mismo tiempo; y una operación dinámica, en donde la participación del SAEB en cada aplicación evaluada dependerá de la función objetivo del problema de optimización formulado. Un ejemplo de este último grupo de métodos son los problemas de co-optimización [10, 11].

La co-optimización consiste en construir una única función objetivo para estudiar de manera simultánea diversas aplicaciones que puede tener un elemento en los sistemas de energía. Algunos ejemplos en donde se emplea la co-optimización son:

Andrés F. Peñaranda, David Romero-Quete and Camilo A. Cortés are with EMC-UN, Universidad Nacional de Colombia, e-mail: apenarandab@unal.edu.co, dfromeroq@unal.edu.co, caacortesgu@unal.edu.co

Ernesto Moreno Restrepo is with Grupo Energía Bogotá, Colombia, e-mail: emoreno@geb.com.co

el problema de planificación de la generación y la expansión de la transmisión, la programación óptima de los recursos de energía distribuidos y la maximización de los ingresos que puede obtener un SAEB por prestar múltiples servicios [12]. Varios métodos basados en co-optimización han sido empleados para determinar la operación adecuada de un SAEB que participa en dos aplicaciones de manera simultánea. Por ejemplo, en [13] se evalúa la operación del SAEB para que realice recorte de pico de demanda y arbitraje de energía. En [14] se realiza una co-optimización de los servicios de recorte de pico de demanda y la regulación de frecuencia; y en [15] se presenta la co-optimización del servicio de arbitraje y regulación de frecuencia.

En la actualidad, el funcionamiento de la mayoría de mercados de energía se basa en la asignación de los diferentes servicios necesarios en el sistema de manera independiente; sin embargo, en documentos como [16, 17] se ha mostrado que esta forma de asignación no es la más eficiente, pues no se optimizan adecuadamente el uso de los recursos disponibles en el sistema de potencia. Por esta razón, en [18, 19] se emplean modelos de co-optimización entre el mercado de energía y el mercado de reserva de energía; dentro de los resultados de estos documentos se observan beneficios como el alivio de las limitaciones técnicas del sistema y, por ende, una mayor eficiencia económica de la operación del sistema.

Teniendo en cuenta los beneficios obtenidos de la co-optimización del mercado, países como Singapur, Nueva Zelanda y Australia han implementado la agrupación de los mercados de energía y reserva. Dichos países han tenido éxito en el objetivo de garantizar una provisión adecuada de reservas y en reducir el costo global de proporcionar un suministro seguro de energía eléctrica [20]. Para el caso Colombiano, en [21] se analiza el comportamiento que tendría el sistema eléctrico colombiano al implementar un mecanismo de co-optimización; dentro de los resultados obtenidos en dicho estudio se encuentra la disminución de los costos de operación del sistema, mientras se cumple con todos los criterios de operación.

La principal contribución de este artículo es la formulación de un modelo de co-optimización de servicios de SAEB adaptado al mercado eléctrico colombiano, el cual permite evaluar los beneficios técnico-económicos de una eventual participación de estos sistemas en dicho mercado. El modelo contempla el suministro simultáneo de múltiples servicios por parte de los SAEB, tales como: regulación primaria y secundaria de frecuencia, arbitraje y aplazamiento de inversiones de transmisión (según la resolución CREG 098-2019 presentada en [22]). Dicho modelo es evaluado en ocho casos de estudio, los cuales difieren entre sí en las aplicaciones en las que los SAEB pueden participar, permitiendo así comparar y evaluar las aplicaciones que presentarían los mayores beneficios.

El documento se encuentra organizado de la siguiente manera: la formulación matemática del problema de co-optimización se presenta en la sección 2. La descripción de los diferentes casos de estudio a comparar se presenta en la sección 3. El análisis técnico-económico de los resultados de cada uno de los casos de estudio se trata en la sección 4. Finalmente, en la sección 5 se presentan las conclusiones y

principales hallazgos del trabajo.

II. MODELO MATEMÁTICO

En esta sección se presenta la formulación del problema de co-optimización considerando la participación de los SAEB en los mercados de energía y regulación de frecuencia colombianos. El modelo se basa parcialmente en las formulaciones propuestas en [10, 21]; sin embargo, nuevas restricciones son incluidas con el fin de modelar adecuadamente los SAEB y el funcionamiento actual del mercado eléctrico colombiano, principalmente en lo que respecta a la regulación primaria de frecuencia. El problema resultante es expresado como un modelo de programación lineal entera mixta, MILP por sus siglas en inglés, el cual puede ser resuelto eficientemente por paquetes de optimización maduros como CPLEX. A continuación se describen cada una de las partes del modelo.

A. Función Objetivo

La función objetivo busca minimizar los costos asociados al mercado de energía y al mercado de AGC. Los costos por la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia no se consideran en la formulación, dado que en la actualidad no existe un mercado para este servicio. Su formulación se presenta a continuación.

$$\begin{aligned} \text{mín } F = & \underbrace{\sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{I}} (P_{i,t} + RSF_{i,t}^{up}) \Delta t \cdot C_{i,t}^{Energy}}_{T1} \\ & + \underbrace{\sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \mathcal{I}} (SU_{i,t} + SD_{i,t}) \cdot C_{i,t}^{SUD}}_{T2} \\ & + \underbrace{\sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{n \in \mathcal{N}} \frac{\beta_{n,t} \cdot E_n^{max}}{(1 - eol_n)} \cdot C_n^{storage}}_{T3} \end{aligned} \quad (1)$$

Los dos primeros términos de la ecuación (1) corresponden a los costos de los generadores convencionales, en donde, $T1$ representa los costos asociados a la generación de energía para responder a la demanda del sistema y la asignación de reserva secundaria de los generadores, siendo $P_{i,t}$ la potencia despachada asignada al generador i , $C_{i,t}^{Energy}$ el costo de la energía ofertado por dicho generador, Δt es el intervalo de tiempo en los que se realizan los despachos y $RSF_{i,t}^{up}$ es la potencia asignada para la regulación secundaria de frecuencia (RSF); $T2$ representa los costos de arranque y parada de los generadores convencionales, siendo $SU_{i,t}$ y $SD_{i,t}$ señales binarias que indican el arranque y parada, respectivamente, de la unidad de generación i , y $C_{i,t}^{SUD}$ representa el costo de arranque y parada de dicha unidad de generación. El último término, $T3$, refleja los costos de operación del SAEB dada la degradación generada por los ciclos de carga y descarga de la misma; para esto se tiene en cuenta $\beta_{n,t}$ que corresponde a la degradación en (p.u.) de la capacidad de almacenamiento del SAEB, eol_n el cual es el nivel de capacidad remanente del SAEB antes de que sea necesario su reemplazo y $C_n^{storage}$ que es el costo del almacenador (baterías) dado en ($\$/MWh$) [23, 24].

B. Restricciones

El modelo presentado en este documento cuenta con tres grupos principales de restricciones: las restricciones de los generadores convencionales, las restricciones de los SAEB y las restricciones de balance de energía. A continuación se detallan cada uno de estos grupos de restricciones.

B1. Generadores convencionales: Cuando se analiza de forma simultánea la participación de los generadores convencionales en los mercados de regulación de frecuencia y de energía, el rango de operación de estos, y por ende su potencia despachada ($P_{i,t}$), se ve limitado por la potencia máxima ofertada, la asignación de reservas primaria y secundaria y el mínimo técnico. Dichas restricciones se presentan a continuación.

$$P_{i,t} + RPF_{i,t}^{up} + RSF_{i,t}^{up} \leq P_{i,t}^{max} \cdot x_{i,t} \quad (2)$$

$$P_{i,t} - RPF_{i,t}^{dw} - RSF_{i,t}^{dw} \geq P_{i,t}^{min} \cdot x_{i,t} \quad (3)$$

$$RPF_{i,t}^{up} \geq P_{i,t} \cdot U_i^{RPF} \cdot \delta^{RPF} \quad (4)$$

$$RSF_{i,t}^{up} \leq RSF_{i,t}^{up,max} \cdot x_{i,t} \quad (5)$$

$$RPF_{i,t}^{up} = RPF_{i,t}^{dw} \quad (6)$$

$$RSF_{i,t}^{up} = RSF_{i,t}^{dw} \quad (7)$$

Las ecuaciones (2) y (3) definen los rangos de potencia disponible para despacho de un generador i en el instante t en función de su estado de operación ($x_{i,t}$), capacidad máxima ofertada ($P_{i,t}^{max}$), su mínimo técnico ($P_{i,t}^{min}$), y las reservas primaria ($RPF_{i,t}^{up}$, $RPF_{i,t}^{dw}$) y secundaria ($RSF_{i,t}^{up}$, $RSF_{i,t}^{dw}$) de frecuencia asignadas. Para determinar la reserva primaria aportada por cada generador, y teniendo en cuenta que para el caso colombiano la reserva primaria corresponde a un porcentaje mínimo (ej, 3%) de la potencia despachada, se emplea la ecuación (4), en donde U_i^{RPF} indica si la unidad de generación i debe suministrar reserva primaria de frecuencia y δ^{RPF} es el valor mínimo de reserva en (p.u.) que debe suplir dicho generador. Por su parte, la ecuación (5) limita la reserva secundaria de energía asignable al generador con la oferta de holgura efectuada ($RSF_{i,t}^{up,max}$) por el agente generador. Por último, en el mercado de energía colombiano la asignación de holgura es simétrica, es decir, que se debe garantizar la misma cantidad de reserva tanto para subir la inyección de potencia como para bajarla; por lo anterior, las ecuaciones (6) y (7) garantizan que la reserva asignada es simétrica.

Otro factor importante para modelar adecuadamente los generadores convencionales son las rampas para la entrega de energía. Para poder mantener el despacho de energía dentro de las capacidades técnicas de cada generador la formulación incluye las siguientes restricciones:

$$SU_{i,t} - SD_{i,t} = x_{i,t} - x_{i,t-1} \quad (8)$$

$$SU_{i,t} + SD_{i,t} \leq 1 \quad (9)$$

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq R_i^{up} \cdot x_{i,t} + SU_{i,t+1} \cdot P_{i,t}^{min} \quad (10)$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \geq R_i^{dw} \cdot x_{i,t} - SD_{i,t+1} \cdot P_{i,t}^{min} \quad (11)$$

Las ecuaciones (8) y (9) relacionan las señales de arranque ($SU_{i,t}$) y parada ($SD_{i,t}$) de cada uno de los generadores, en

cada paso de tiempo del horizonte de simulación, con el estado de los generadores ($x_{i,t}$). Las ecuaciones (10) y (11) limitan el cambio en la entrega de energía de un generador i con el fin de mantener los límites de la rampa de subida (R_i^{up}) y la rampa de bajada (R_i^{dw}) de los generadores, respectivamente. Finalmente, se agregan las restricciones asociadas a los tiempos mínimos de encendido y apagado como se puede observar a continuación.

$$x_{i,t} = g_i^{on/off} \quad \forall t \in \left(L_i^{up,min} + L_i^{dn,min} \right), i \in \mathcal{I} \quad (12)$$

$$\sum_{tt=t-g_i^{up}+1}^{t} SU_{i,tt} \leq x_{i,t} \quad \forall t \geq L_i^{up,min} \quad (13)$$

$$\sum_{tt=t-g_i^{dn}+1}^{t} SD_{i,tt} \leq 1 - x_{i,t} \quad \forall t \geq L_i^{dn,min} \quad (14)$$

donde $g_i^{on/off}$ es el estado inicial de las unidades de generación térmica; $L_i^{up,min}$ y $L_i^{dn,min}$ son los tiempos mínimos de encendido y apagado de las unidades de generación térmica.

B2. Restricciones del sistema de almacenamiento de energía: Las restricciones de los SAEB se dividen principalmente en dos partes: las restricciones asociadas con el sistema de conversión de potencia y las asociadas con la capacidad de almacenamiento de energía. Las restricciones asociadas al sistema de conversión de potencia se pueden observar a continuación.

$$p_{n,t}^{ch} \leq P_n^{max} \cdot u_{n,t}^{ch} \quad (15)$$

$$p_{n,t}^{dch} \leq P_n^{max} \cdot u_{n,t}^{dc} \quad (16)$$

$$u_{n,t}^{ch} + u_{n,t}^{dc} \leq 1 \quad (17)$$

Las ecuaciones (15) y (16) limitan la potencia de carga ($P_{n,t}^{ch}$) y descarga ($P_{n,t}^{dch}$) del SAEB, respectivamente, en función de la potencia máxima del sistema de conversión de potencia (P_n^{max}) y la señal de carga ($u_{n,t}^{ch}$) / descarga ($u_{n,t}^{dc}$) resultante de la operación óptima del sistema. Además, para evitar la carga y descarga simultánea dentro de la simulación se agrega la restricción (17). Por otra parte, la capacidad del SAEB de suministrar servicios como la reserva rápida de frecuencia (RRF) se puede determinar a partir de las siguientes ecuaciones.

$$RRF_{n,t}^{up,dch} \leq P_n^{max} - p_{n,t}^{dch} \quad (18)$$

$$RRF_{n,t}^{up,ch} \leq p_{n,t}^{ch} \quad (19)$$

$$RRF_{n,t}^{up} = RRF_{n,t}^{up,ch} + RRF_{n,t}^{up,dch} \quad (20)$$

$$RRF_{n,t}^{dw,dch} \leq p_{n,t}^{dch} \quad (21)$$

$$RRF_{n,t}^{dw,ch} \leq P_n^{max} - p_{n,t}^{ch} \quad (22)$$

$$RRF_{n,t}^{dw} = RRF_{n,t}^{dw,ch} + RRF_{n,t}^{dw,dch} \quad (23)$$

$$RRF_{n,t}^{up} = RRF_{n,t}^{dw} \quad (24)$$

Las ecuaciones (18)-(24) permiten determinar la capacidad de potencia que tiene el SAEB para suministrar RRF. Debido a que los SAEB son sistemas que pueden funcionar como una fuente de energía o una carga, la capacidad de potencia que

puede aportar para la reserva de energía se puede ver como la disponibilidad del SAEB n en el tiempo t para inyectar potencia a la red ($RRF_{n,t}^{up,dch}$), ecuación (18), y la capacidad que tienen de deslastrar su propia carga ($RRF_{n,t}^{up,ch}$), ecuación (19), siendo la capacidad de reserva rápida total para subir la frecuencia ($RSF_{n,t}^{up}$) igual a la suma de los dos componentes mencionados anteriormente, tal y como se muestra en la ecuación (20). Las restricciones (21)-(23) tienen en cuenta el mismo fenómeno descrito anteriormente pero para el caso de determinar la reserva rápida de frecuencia para bajar la frecuencia. En el caso de Colombia las reservas para subir y bajar la frecuencia deben ser simétricas por lo que es necesario incluir la restricción planteada en la ecuación (24). Para poder determinar la capacidad de potencia del SAEB para la reserva secundaria de frecuencia (RSF) se agregan las siguientes restricciones.

$$RSF_{n,t}^{up,dch} \leq P_n^{max} - p_{n,t}^{dch} \quad (25)$$

$$RSF_{n,t}^{up,ch} \leq p_{n,t}^{ch} \quad (26)$$

$$RSF_{n,t}^{up} = RSF_{n,t}^{up,ch} + RSF_{n,t}^{up,dch} \quad (27)$$

$$RSF_{n,t}^{dw,dch} \leq p_{n,t}^{dch} \quad (28)$$

$$RSF_{n,t}^{dw,ch} \leq P_n^{max} - p_{n,t}^{ch} \quad (29)$$

$$RSF_{n,t}^{dw} = RSF_{n,t}^{dw,ch} + RSF_{n,t}^{dw,dch} \quad (30)$$

$$RSF_{n,t}^{up} = RSF_{n,t}^{dw} \quad (31)$$

Las ecuaciones (25)-(31) siguen el mismo comportamiento de las ecuaciones presentadas para RRF, siendo las ecuaciones (25)-(27) las que determinarán la capacidad de reserva secundaria de potencia para subir la frecuencia ($RSF_{n,t}^{up}$); las ecuaciones (28)-(30) determinarán la reserva secundaria de potencia para bajar la frecuencia ($RSF_{n,t}^{dw}$); y finalmente, la ecuación (31) la cual estará encargada de que la oferta de reserva sea simétrica.

Con respecto a las limitaciones de almacenamiento de energía que tiene el SAEB, a continuación se presentan las ecuaciones que describen la segmentación de la capacidad de energía para suministrar los diferentes servicios evaluados dentro del modelo.

$$E_{n,t} + (RRF_{n,t}^{dw,ch} \cdot \Delta t_{RRF}) + (RSF_{n,t}^{dw,ch} \cdot \Delta t_{RSF}) \leq E_{n,t}^{cap} \cdot SOC^{max} \quad (32)$$

$$E_{n,t} - (RRF_{n,t}^{up,dch} \cdot \Delta t_{RRF}) - (RSF_{n,t}^{up,dch} \cdot \Delta t_{RSF}) \geq E_n^{max} \cdot SOC^{min} \quad (33)$$

$$E_{n,t} = E_{n,t-1} \cdot (1 - \eta_n^{SOC}) + \left(\eta_n^{ch} \cdot p_{n,t}^{ch} - \frac{p_{n,t}^{dc}}{\eta_n^{dc}} \right) \cdot \Delta t \quad (34)$$

Las ecuaciones (32) y (33) se utilizan para garantizar que las reservas rápida y secundaria de energía se encuentren dentro de las capacidades de almacenamiento de energía del SAEB. Note que en dichas ecuaciones se tiene en cuenta que la energía almacenada para la regulación de frecuencia depende de los tiempos mínimos de suministro para cada reserva asignada (Δt_{RRF} , Δt_{RSF}). La relación entre los niveles de energía del SAEB entre dos pasos de tiempo consecutivos se establece en la ecuación (34).

B3. Degradación del SAEB: Un factor importante a la hora de estudiar los SAEB es la degradación de su capacidad de almacenamiento de energía a medida que se utilizan o, en otras palabras, la disminución de la capacidad de SAEB cada vez que se realiza un ciclo de carga y descarga. El deterioro de los SAEB es causado principalmente por el desgaste del electrolito debido al estrés generado por los ciclos de carga / descarga. Además, parámetros como la temperatura y la profundidad de descarga pueden acelerar el proceso de degradación [25]. Por este motivo, en la literatura se encuentran disponibles diferentes modelos de degradación de la batería, basados en el DoD y el número máximo de ciclos. Por ejemplo, en [26–28] se presentan modelos exponenciales de la forma $N_{100}^{fail} \cdot DoD^{-k}$ (donde k puede tomar valores entre 0.8 y 2.1, según el tipo de batería); esta formulación busca abordar el proceso de degradación mediante curvas de degradación.

Sin embargo, los modelos de degradación mencionados anteriormente no son lineales, por lo que no pueden integrarse directamente en problemas de optimización de Programación Lineal Entera Mixta (MILP). Para poder incluir el fenómeno de degradación dentro del modelo, la curva de degradación se linealiza utilizando diferentes métodos, como el método del gran número M [26, 29] y el método de aproximación lineal por partes [30]. En este trabajo, la degradación se modela utilizando un método de aproximación lineal por partes superior. A continuación, se presentan las diferentes ecuaciones que describen al modelo.

$$DoD_{n,t,d} \leq DoD_{n,d}^{max} \cdot S_{n,t,d}^{DoD} \quad (35)$$

$$DoD_{n,t,d} \geq DoD_{n,d}^{min} \cdot S_{n,t,d}^{DoD} \quad (36)$$

$$\frac{p_{n,t}^{dc} \cdot \Delta t}{E_n^{max} \cdot \eta_n^{dc}} = \sum_{d \in \mathcal{D}} DoD_{n,t,d} \quad (37)$$

$$\sum_{d \in \mathcal{D}} S_{n,t,d}^{DoD} \leq 1 \quad (38)$$

$$\beta_{n,t} = \sum_{d \in \mathcal{D}} \left(\beta_{n,d}^{slope} \cdot DoD_{n,t,d} \right) + \left(\beta_{n,d}^{constant} \cdot S_{n,t,d}^{DoD} \right) \quad (39)$$

$$E_{n,t}^{cap} = E_{n,t-1}^{cap} - \beta_{n,t} \cdot E_n^{max} \quad (40)$$

Las ecuaciones (35) y (36) buscan limitar la profundidad de descarga de cada segmento d de la curva de degradación del SAEB ($DoD_{n,t,d}$) dentro de los límites máximos ($DoD_{n,d}^{max}$) y mínimos ($DoD_{n,d}^{min}$) de cada segmento. En la ecuación (37) se calcula el valor de la profundidad de descarga del SAEB para cada tiempo t . Para poder ubicar el valor de la degradación únicamente dentro de uno de los segmentos de la curva se implementa la ecuación (38), siendo $S_{n,t,d}^{DoD}$ una variable binaria la cual indica en que segmento se encuentra la profundidad de descarga realizada por el SAEB durante la operación. La ecuación (39) busca obtener la tasa de degradación ($\beta_{n,t}$). Finalmente, la capacidad de almacenamiento de energía del SAEB ($E_{n,t}^{cap}$) se calcula por medio de la ecuación (39).

B4. Balance del sistema: Las ecuaciones relacionadas con el balance de energía que debe existir en cada uno de los servicios considerados en la co-optimización se presentan a continuación.

$$\sum_{i \in \mathcal{I}} P_{i,t} + \sum_{n \in \mathcal{N}} p_{n,t}^{dc} = L_t + \sum_{n \in \mathcal{N}} p_{n,t}^{ch} \quad (41)$$

$$\sum_{n \in \mathcal{N}} RSF_{n,t}^{up} + \sum_{i \in \mathcal{I}} RSF_{i,t}^{up} = RE_t \quad (42)$$

La ecuación (41) determina el balance entre la potencia despachada de los generadores, la operación del SAEB y la demanda de energía del sistema. El balance de la reserva secundaria solicitada por el sistema se expresa en la ecuación (42), donde RE_t representa la holgura de energía solicitada por el sistema en el tiempo t .

III. CASOS DE ESTUDIO

Para evaluar los beneficios de implementar SAEB en el mercado eléctrico colombiano mediante el modelo presentado en la sección II, se usaron los datos publicados en [31] por XM (operador del mercado) de las ofertas diarias de los generadores, la demanda de energía y la demanda de holgura, en el horizonte de tiempo comprendido entre el 01/01/2020 y el 01/07/2020 (6 meses). En las tablas I y II se presentan los diferentes parámetros del sistema y del SAEB, respectivamente, usados en las simulaciones.

TABLA I
PARÁMETROS DEL SISTEMA [32, 33]

Parámetro	Unidad	Valor
Tiempo mínimo AGC	[h]	0.5
Tiempo mínimo RPF	[h]	0.0083
Intervalos de tiempo	[h]	1
Reserva obligatoria	[%]	3
Holgura mínima AGC	[MW]	23
Hora de carga (XM)	[h]	19:00
Hora de descarga (XM)	[h]	20:00

TABLA II
PARÁMETROS DEL SAEB

Parámetro	Unidad	Valor
Parámetros técnicos		
Capacidad de potencia	[MW]	100
Capacidad de energía	[MWh]	100
Eficiencia carga	[p.u.]	0.92
Eficiencia descarga	[p.u.]	0.92
Auto-descarga horaria	[%/h]	0.00625
Estado de carga máximo	[p.u.]	1
Estado de carga mínimo	[p.u.]	0.05
Parámetros económicos		
Costo baterías Li-ion	[USD/MWh]	209,000.00
Costo electrónica de potencia	[USD/MW]	70,000.00
Balance del sistema estructural	[USD/MW]	20,000.00
Balance del sistema eléctrico	[USD/MW]	80,000.00
Ingeniería, adjudicación y construcción	[USD/MWh]	35,000.00
Terreno	[USD/MWh]	1,000.00
Costos de conexión	[USD/MW]	30,000.00

En Colombia, el despacho de energía de cada uno de los recursos disponibles se realiza un día antes de la operación real del sistema, asignando a cada uno de los oferentes la energía y

las reservas a suministrar las siguientes 24 horas. Para simular este tipo de asignación, el horizonte de optimización para este caso de estudio es de 24 horas, razón por la cual el problema de optimización se resuelve de forma iterativa, teniendo en cuenta que un día de operación corresponde a una iteración.

Con el objetivo de determinar los beneficios de la participación del SAEB en cada uno de los servicios disponibles dentro del modelo, tanto de forma simultánea como individual, se proponen 8 casos de estudios, los cuales se detallan en la tabla III. El caso 1 (Base), que se incluye con fines comparativos, corresponde al comportamiento actual del mercado colombiano, es decir, sin considerar la participación de los SAEB en ninguno de los mercados existentes. En los casos donde se contempla el arbitraje se le permite a los SAEB participar en el mercado de energía (mercado spot). Por otra parte, en los casos donde se habilita la regulación secundaria de frecuencia (AGC) se asume que el balance de la energía usada en dicha aplicación al final de cada hora es cero; en otras palabras, se asume que el SAEB entrega la reserva de energía durante la primera media hora y restaura dicha reserva en la siguiente media hora. Finalmente, para la aplicación de aplazamiento de las inversiones en el sistema de transmisión se hace uso del modelo establecido por XM en [34] para responder a las necesidades establecidas en la CREG 098-2019 [22], en donde se le obliga al SAEB a operar en determinados intervalos de tiempo según instrucciones del centro de despacho, con el fin de aliviar congestiones puntuales. Para esto se agregan al modelo las siguientes restricciones:

$$EB^{n,t} \geq EB_{min}^{xm} \quad \text{Si } t = t_{ch}, \quad (43)$$

$$PB_{dc}^{n,t} = PB_{req}^{xm} \quad \text{Si } t = t_{dc}, \quad (44)$$

donde EB_{min}^{xm} es el estado de carga mínimo solicitado por el operador de red en el tiempo t_{ch} y PB_{req}^{xm} es la potencia de descarga requerida por el operador de red en el tiempo t_{dc} .

Es importante aclarar que para determinar los costos totales del despacho se asume que el máximo precio de oferta (MPO) obtenido de la co-optimización es el costo al cual se realizan las transacciones de energía de manera horaria.

TABLA III
APLICACIONES HABILITADAS PARA CADA CASO DE ESTUDIO

Caso de estudio	Base	Arbitraje	CREG 098-2019	AGC
Caso 1	X			
Caso 2		X		
Caso 3			X	
Caso 4		X	X	
Caso 5				X
Caso 6		X		X
Caso 7			X	X
Caso 8		X	X	X

IV. RESULTADOS, SIMULACIONES Y ANÁLISIS

En esta sección se presentan los diferentes beneficios técnico-económicos resultantes de la simulación de los casos de estudio anteriormente presentados. Dentro de los elementos analizados se encuentran los beneficios económicos para el

sistema, los beneficios económicos para el inversionista, la degradación del SAEB y la viabilidad financiera.

El primer beneficio observado de la participación de los SAEB en los diferentes mercados de energía disponibles en Colombia es un uso más eficiente de los recursos disponibles en el sistema, disminuyendo los costos de operación mensuales del mismo hasta en 5.28 MUSD. Además, en los casos en los que el SAEB está habilitado para participar en el mercado de AGC, los ahorros en los costos de operación del sistema aumentan en promedio 10 veces más en comparación al caso donde solo está habilitado para realizar arbitraje.

En cada uno de los casos de estudio se presentaron beneficios económicos para el sistema en forma de ahorros en los costos de operación. Como se muestra en la Fig. 1, el caso 8 (Arbitraje + AGC + CREG 098-2019) presenta los mejores resultados, con un ahorro total de 21.37 MUSD en los 6 meses simulados, seguido del caso 7, 6 y 5, respectivamente. Esto último evidencia las ventajas de la co-optimización de diferentes servicios que puede suministrar un SAEB, observándose que a medida que se le da mayor libertad a los SAEB de participar en diferentes mercados de forma simultánea los beneficios aumentan. Es importante mencionar aquí que para cuantificar los beneficios obtenidos del servicio establecido en la CREG 098-2019 se hizo uso de los históricos de costos por restricciones publicados por XM en [31]. Puntualmente, con base en dichos históricos se calculó un ahorro para el sistema asumiendo que la operación del SAEB logra disminuir en una quinta parte el crecimiento mensual de los costos de restricciones del sistema durante el periodo evaluado, que para el primer semestre del 2020 fue de 146 % en promedio.

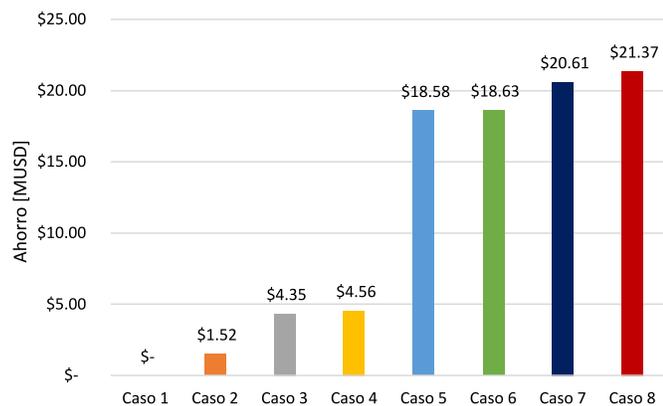


Fig. 1. Ahorros totales en los costos de operación del sistema eléctrico colombiano.

Al igual que en los beneficios presentados para el sistema, desde el punto de vista del inversionista los ingresos más altos también se dan en los casos en donde se le permite al SAEB participar en el mercado de AGC. Lo anterior se debe a que, por la alta capacidad de generación hidráulica que existe en Colombia, la diferencia entre los precios de energía en horas valle y pico es baja, por lo que el negocio de arbitraje de energía, como único negocio, no representa una alternativa viable económicamente.

El aporte de cada uno de los negocios en los que participa el SAEB dentro del acumulado general de ingresos del inver-

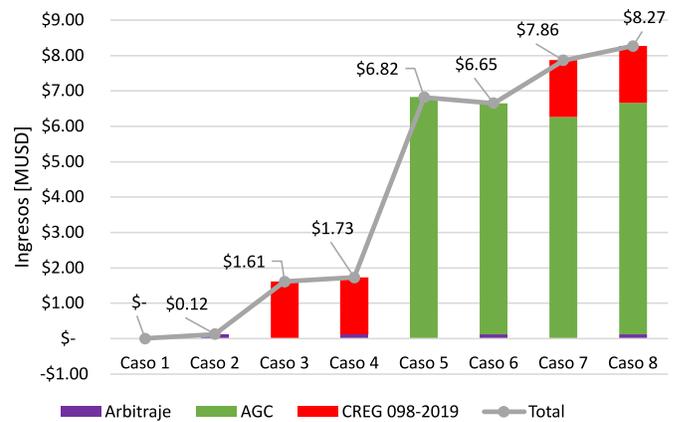


Fig. 2. Ingresos totales para el agente inversionista y contribución de cada mercado en los ingresos totales.

sionista, obtenidos durante todo el horizonte de simulación (6 meses), se puede observar en la Fig. 2. Dicha figura muestra el bajo aporte que tiene el arbitraje de energía en los ingresos totales del inversionista, llegando a ser casi cero en casos donde se abre la posibilidad de participación en diferentes mercados como en el caso 8. Por otro lado, la participación en el mercado de AGC representa el 98 %, 80 % y el 79 % de los ingresos totales obtenidos para el caso 6, caso 7 y caso 8, respectivamente. Se debe tener en cuenta que para los casos donde se habilita el servicio establecido por la CREG 098-2019 se asume un ingreso mensual para el inversionista de 230 kUSD, el cual representa el mínimo ingreso mensual para lograr amortizar el costo capital de un SAEB de 50 MW/50 MWh con base en los parámetros económicos presentados en la tabla II. Lo anterior es cercano a lo propuesto en la primera licitación para la instalación de un SAEB a gran escala en Colombia planteada en [35].

Un factor importante a considerar en la evaluación técnico-económica de cualquier activo dentro del sistema de potencia es el tiempo de vida útil del mismo. En el caso de los SAEB, este tiempo de vida útil está sujeto a la degradación que sufren las baterías por factores como temperatura, ciclos de uso y profundidad de descarga. En la Fig. 3 se observa la degradación en la capacidad de almacenamiento de energía que presentó el SAEB ante la operación establecida en cada uno de los casos de estudio. En dicha figura se observa un comportamiento de degradación muy parecido en los casos 5, 6, 7 y 8, siendo este último caso el que presenta una degradación mayor, con una tasa de 0.66 MWh/mes. Los resultados obtenidos permiten establecer el tiempo en el cual será necesario realizar un reemplazo de las baterías para mantener el comportamiento de operación obtenido de la simulación. Para este análisis se encontró que el tiempo de reemplazo para los casos 5, 6, 7 y 8 es de 2.75, 2.59, 2.63 y 2.48 años, respectivamente. Para los casos 2, 3 y 4 se encontró que el tiempo para reemplazar las baterías es mayor a los 15 años, esto debido al reducido número de operaciones por día.

Una parte fundamental en el análisis de los proyectos SAEB es la evaluación financiera. Para ello se encuentran disponibles diferentes métricas, tales como: costos de instalación, costo nivelado de capacidad, valor presente neto (VPN) y costo

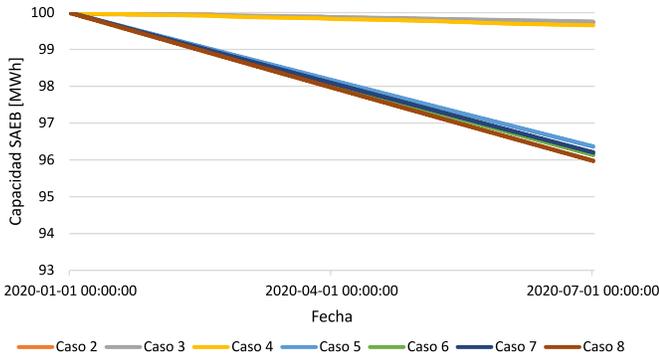


Fig. 3. Degradación del SAEB a lo largo del horizonte de simulación para cada caso de estudio.

nivelado de energía [36]. En este análisis se hizo uso del VPN para evaluar la viabilidad financiera de los diferentes casos de estudio, tomando un horizonte de evaluación de 15 años, siendo este un valor de vida útil típico para un SAEB. El método del VPN considera todos los gastos e ingresos generados a lo largo de la vida útil del proyecto. La siguiente ecuación representa el VPN de un proyecto SAEB.

$$VPN = -C_{SAEB} - \sum_{j \in J} \frac{C_{O\&M_j}}{(1+r)^j} - \sum_{j \in J} \frac{C_{REP}}{(1+r)^j} + \sum_{j \in J} \frac{Ingresos_j}{(1+r)^j}, \quad (45)$$

donde C_{SAEB} es el costo de capital del SAEB, $C_{O\&M_j}$ es el costo de operación y mantenimiento en el año j , C_{REP} es el costo de reemplazo de las baterías, $Ingresos_j$ es la ganancia neta total obtenida en el año j , J se refiere al número de años de evaluación y r es la tasa de descuento con la que se evalúa el proyecto, asumida aquí como 10 % [33]. El costo de capital del SAEB comprende el costo de las baterías, el costo del sistema de conversión de energía, los costos de ingeniería, las licencias, los permisos, entre otros costos. Para este caso de estudio, el costo de capital se calcula con los valores presentados en la tabla II por medio de la ecuación:

$$C_{SAEB} = (C^{PCS} + BOS_S + BOS_E + IF) \cdot P_n^{max} + (C^{storage} + EPC + LA) \cdot E_n^{max} \quad (46)$$

Donde $C^{storage}$ y C^{PCS} representan los costos asociados a capacidad de energía y potencia, respectivamente. BOS_E y BOS_S son costos de balance del sistema estructural y eléctrico, respectivamente. EPC hace referencia a los costos de ingeniería, adjudicación y construcción, IF son los costos de conexión y LA son los costos asociados a la adquisición del terreno.

Por otro lado, los costos de operación y mantenimiento están sujetos al uso del SAEB; en este caso, se trata de un costo variable en función de la energía transada, según se establece en la siguiente ecuación.

$$C_{O\&M} = (ET_{CH} + ET_{DC}) \cdot VC_{O\&M}, \quad (47)$$

donde $VC_{O\&M}$ es el costo variable de operación y mantenimiento (se asume aquí que es 0.30 [USD / MWh]) y ET_{CH}

y ET_{DC} son la energía total transada en el proceso de carga y descarga durante la simulación, respectivamente. Finalmente, se asume que el costo de las baterías es constante durante el período analizado.

La Fig. 4 muestra los VPN obtenidos tanto desde el punto de vista del sistema, en donde se asume que este realiza la inversión y que los ahorros en los costos de operación (Fig. 1) representan los ingresos que se reflejarían dada la instalación del SAEB, como desde el punto de vista de un agente inversionista, donde se asume que los ingresos serán los beneficios económicos generados de la participación en en las diferentes aplicaciones y mercados (Fig. 2). Es importante aclarar que para este análisis se asume que el comportamiento de operación obtenido del algoritmo de optimización para el semestre estudiado se repetirá de manera cíclica hasta completar 15 años, esto último con el objeto de poder analizar la viabilidad financiera del SAEB durante toda su vida útil.



Fig. 4. Valor presente neto de cada caso de estudio desde el punto de vista del sistema y del agente inversionista.

En la Fig. 4 se puede observar que, desde el punto de vista de un agente inversionista, únicamente existe viabilidad financiera en los casos donde el SAEB participa de manera simultánea en el mercado de regulación de frecuencia y en el aplazamiento de inversión de transmisión (CREG 098-2019). Esto se debe a que en los otros casos analizados los ingresos obtenidos son bajos en comparación con los altos costos de capital que aún tienen este tipo de sistemas de almacenamiento. En particular, para este análisis se obtuvo un costo de capital para el sistema evaluado de 44.5 MUSD, el cual solo es compensado por los ingresos obtenidos en los casos 7 y 8. Por otro lado, desde el punto de vista del sistema, se observa que existe una viabilidad financiera para todos los casos, con excepción del caso 2 en donde el SAEB solo participa en arbitraje. Para el caso 8, en donde se le permite participar en las tres aplicaciones estudiadas, la relación beneficio/costo es de 3.18. Cabe aclarar que, para ambos puntos de vista, el caso 5 presenta un mejor VPN comparado con el caso 6; la razón de esto es que si bien el arbitraje aumenta los ingresos en el caso 6, estos no logran compensar el aumento en la degradación del SAEB por prestar dicho servicio, resultando en un menor VPN que en el caso

5, donde solo se participa en AGC.

V. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos para el sistema colombiano con el modelo de co-optimización propuesto en este artículo muestran que la participación de los SAEB genera beneficios tanto para el sistema, en forma de ahorro en costos de operación, como para los agentes inversionistas, en forma de ingresos. Sin embargo, los resultados también muestran que no todas las aplicaciones evaluadas presentan una viabilidad financiera, como es el caso del arbitraje de energía, donde los ingresos obtenidos desde el punto de vista de un agente inversionista son inferiores al 10 % del CAPEX del SAEB. Por otra parte, el suministro de regulación de frecuencia es el servicio con mayores beneficios, al compararse con las otras aplicaciones estudiadas, representado beneficios económicos de 37.2 MUSD/año, desde la perspectiva del sistema, y de 13.6 MUSD/año, desde la perspectiva de un agente inversionista. Además, como era de esperarse, se observa que a medida que se le permite a los SAEB participar en más servicios los beneficios aumentan.

Es importante resaltar el papel que juega la degradación del SAEB cuando se realiza el análisis de viabilidad técnica y financiera de este tipo de sistemas. Desde un punto de vista técnico, la degradación puede condicionar la participación del SAEB en diferentes servicios a futuro. Desde un punto de vista financiero, el costo de degradación puede ser mayor que los ingresos obtenidos por la participación en una aplicación específica. Finalmente, se observó que, bajo los supuestos considerados en este estudio, para el agente inversionista son pocos los casos en los que es viable instalar un SAEB. Esto último sugiere que es fundamental diseñar un mercado de servicios complementarios en Colombia que facilite la participación de SAEB y otras tecnologías, aumentando así el interés de efectuar inversiones en estos elementos y obteniendo así beneficios globales para el sistema.

AGRADECIMENTOS

Este trabajo fue apoyado por el Grupo Energía Bogotá (GEB), con el convenio 101858-2019 entre el GEB y la fundación CEIBA, y por Minciencias, con el programa de becas postdoctorales 848-2019.

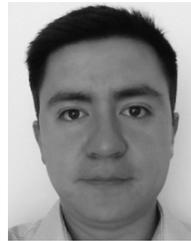
REFERENCIAS

- [1] F. Nadeem, S. M. S. Hussain, P. K. Tiwari, A. K. Goswami, and T. S. Ustun, "Comparative Review of Energy Storage Systems, Their Roles, and Impacts on Future Power Systems," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 4555–4585, 2019. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8580457/>
- [2] E. acuity, "2018 U . S . Integrated Resource Plans (IRP) Report," 2019. [Online]. Available: <https://energyacuity.com/wp-content/uploads/2019/03/2019-Integrated-Resource-Plans-Report-CLIENT-ONLY.pdf>
- [3] Y. Zhao, O. Pohl, A. I. Bhatt, G. E. Collis, P. J. Mahon, T. Rütther, and A. F. Hollenkamp, "A Review on Battery Market Trends , Second-Life Reuse , and Recycling hybrid," *MDPI*, pp. 167–205, 2021.
- [4] Bloomberg, "Energy Storage Investments Boom As Battery Costs Halve in the Next Decade," 2019. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>
- [5] GRISEC- UPME, "Informe de vigilancia tecnológica en dispositivos de almacenamiento de energía producida por fuentes de energía renovables no convencionales," *UPME*, p. 35, 2018.
- [6] N. Belonogova, V. Tikka, S. Honkapuro, J. Lassila, J. Haakana, A. Lana, A. Romanenko, J. Haapaniemi, A. Narayanan, T. Kaipia, and Others, "Multi-objective role of battery energy storages in an energy system," *LUT Scientific and Expertise Publications/Tutkimusraportit–Research Reports*, no. 0494, pp. 7–8, 2018.
- [7] J. Eyer, G. P. Corey, and SANDIA, "Energy storage for the electricity grid: Benefits and market potential assessment guide," SANDIA, Tech. Rep. SAND2010-0815, 2010. [Online]. Available: <http://www.ntis.gov/help/ordermethods.asp?loc=7-4-0#{#}online>
- [8] L. Li, P. Liu, Z. Li, and X. Wang, "A multi-objective optimization approach for selection of energy storage systems," *Computers and Chemical Engineering*, vol. 115, pp. 213–225, 2018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2018.04.014>
- [9] Department of Energy - United states of America, "DOE Global Energy Storage Database," 2020. [Online]. Available: <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/>
- [10] S. Englberger, A. Jossen, and H. Hesse, "Unlocking the Potential of Battery Storage with the Dynamic Stacking of Multiple Applications," *Cell Reports Physical Science*, vol. 1, no. 11, p. 100238, 2020. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.xcrp.2020.100238>
- [11] J. Marchgraber and W. Gawlik, "Dynamic Prioritization of Functions during Real-Time Multi-Use Operation of Battery Energy Storage Systems," *Energies*, vol. 14, no. 3, p. 655, 2021.
- [12] S. M. Mohseni-Bonab, I. Kamwa, A. Moeini, and A. Rabiee, "Voltage Security Constrained Stochastic Programming Model for Day-Ahead BESS Schedule in Co-Optimization of T&D Systems," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 11, no. 1, pp. 391–404, 2020.
- [13] S. F. Schneider, P. Novák, and T. Kober, "Rechargeable Batteries for Simultaneous Demand Peak Shaving and Price Arbitrage Business," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, no. 1, pp. 148–157, 2021.
- [14] Y. Shi, B. Xu, D. Wang, and B. Zhang, "Using battery storage for peak shaving and frequency regulation: Joint optimization for superlinear gains," *arXiv*, vol. 33, no. 3, pp. 2882–2894, 2017.
- [15] B. Cheng, T. Asamov, and W. B. Powell, "Low-rank value function approximation for co-optimization of battery storage," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 6590–6598, 2018.
- [16] A. Ehsani, A. M. Ranjbar, and M. Fotuhi-Firuzabad, "A proposed model for co-optimization of energy and reserve in competitive electricity markets," *Applied Mathematical Modelling*, vol. 33, no. 1, pp. 92–109, 2009.
- [17] P. Sorés, D. Divényi, B. Polgári, D. Raisz, and Á. Slezs, "Day-ahead market structures for co-optimized energy and reserve allocation," *International Conference on the European Energy Market, EEM*, vol. 2015-Augus, 2015.
- [18] M. W. Hassan, M. B. Rasheed, N. Javaid, W. Nazar, and M. Akmal, "Co-optimization of energy and reserve capacity considering renewable energy unit with uncertainty," *Energies*, vol. 11, no. 10, 2018.
- [19] K. Ma, D. Wang, J. Lian, D. Wu, and S. Katipamula, "Market-based co-optimization of energy and ancillary services with distributed energy resource flexibilities," in *2020 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T D)*, 2020, pp. 1–5.
- [20] Y. T. Tan and D. S. Kirschen, "Co-optimization of energy and reserve in electricity markets with demand-side participation in reserve services," *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2006 - Proceedings*, no. December 2006, pp. 1182–1189, 2006.
- [21] PSR and Di - Avante, "Análisis de los servicios complementarios para el sistema interconectado nacional," Bogotá, p. 26, dec 2019. [Online]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/2371962aa2ece4bf052584d2007f2955/{\protect\T\textdollar}FILE/Circular123-19Anexo.pdf>
- [22] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, "Resolución 098 Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional," p. 22, aug 2019. [Online]. Available: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/28669c6087eb69be0525846c006e9690/{\protect\T\textdollar}FILE/ Creg098-2019.pdf>
- [23] F. Wankmüller, P. R. Thimmapuram, K. G. Gallagher, and A. Botterud, "Impact of battery degradation on energy arbitrage revenue of grid-level energy storage," *Journal of Energy Storage*, vol. 10, pp. 56–66, 2017.

- [24] S. Zeynali, N. Rostami, A. Ahmadian, and A. Elkamel, "Stochastic energy management of an electricity retailer with a novel plug-in electric vehicle-based demand response program and energy storage system: A linearized battery degradation cost model," *Sustainable Cities and Society*, vol. 74, no. June, p. 103154, 2021. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.103154>
- [25] K. R. Mallon, F. Assadian, and B. Fu, "Analysis of on-board photovoltaics for a battery electric bus and their impact on battery lifespan," *Energies*, vol. 10, no. 7, 2017.
- [26] Y. Wang, Z. Zhou, A. Botterud, K. Zhang, and Q. Ding, "Stochastic coordinated operation of wind and battery energy storage system considering battery degradation," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 4, no. 4, pp. 581–592, 2016.
- [27] A. Bera, S. Almasabi, Y. Tian, R. H. Byrne, B. Chalamala, T. A. Nguyen, and J. Mitra, "Maximising the investment returns of a gridconnected battery considering degradation cost," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, no. 21, pp. 4711–4718, 2020.
- [28] W. Zhuo and A. V. Savkin, "Profit maximizing control of a microgrid with renewable generation and BESS based on a battery cycle life model and energy price forecasting," *Energies*, vol. 12, no. 15, 2019.
- [29] Y. Xu, T. Zhao, S. Zhao, J. Zhang, and Y. Wang, "Multi-objective chance-constrained optimal day-ahead scheduling considering BESS degradation," *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 4, no. 3, pp. 316–325, 2018.
- [30] A. Kadri and F. Mohammadi, "Energy storage optimization for global adjustment charge reduction in Ontario," *Journal of Energy Storage*, vol. 30, no. January, p. 101491, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101491>
- [31] XM Colombia, "XM," 2021. [Online]. Available: <http://www.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>
- [32] Á. Arcos-Vargas, D. Canca, and F. Núñez, "Impact of battery technological progress on electricity arbitrage: An application to the Iberian market," *Applied Energy*, vol. 260, no. January, p. 114273, 2020. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114273>
- [33] R. Fu, T. Remo, R. Margolis, R. Fu, T. Remo, and R. Margolis, "2018 U.S. Utility-Scale Photovoltaics- Plus-Energy Storage System Costs Benchmark," *National Renewable Energy Laboratory*, no. November, p. 32, 2018. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/71714.pdf>
- [34] Gerencia Centro Nacional de Despacho - CND, "Procedimiento para la determinación de los procesos de carga y descarga de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías (SAEB)," Bogotá, p. 9, nov 2020. [Online]. Available: <http://www.xm.com.co/Documents/PDF/Generacion/XM-CND-020-2019.pdf>
- [35] Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), "UPME-STR-01-2021-Almacenamiento-de-Energía-con-Baterías-Atlántico," 2021. [Online]. Available: <https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/InformacionInversionistas/Paginas/UPME-STR-01-2021-Almacenamiento-de-Energía-con-Baterías-Atlántico.aspx>
- [36] G. Damato, E. Minear, B. Kaun, V. MacLaren-Wray, and S. Hoffman, "Energy Storage Cost Summary for Utility Planning : Executive Summary," NREL, Tech. Rep. November, 2016.



Andrés F. Peñaranda received the Electrical Engineering degree from Universidad Nacional de Colombia, Colombia, in 2018. He is currently pursuing a M.Sc student at Universidad Nacional de Colombia, where he is working on research topics related to grid-scale energy storage systems, power systems, energy markets.



David Romero-Quete received the Electrical Engineering degree from Universidad Nacional de Colombia, Colombia, in 2012, the M.Sc. degree from Université de Lyon I, France, in 2014 and the Ph.D. degree in Electrical Engineering from Universidad Nacional de Colombia, Colombia, in 2019. Currently, he is a postdoctoral researcher and lecturer at Universidad Nacional de Colombia, where he is working on research topics related to microgrids, smart grids, and grid-scale energy storage systems.



Camilo A. Cortés (StM'99-M'05-SM'19) received the B. Eng. degree (5 years) from Universidad Nacional de Colombia in 2000 and the Ph.D. degree (with honors) from Universidad Nacional de San Juan, Argentina in 2005. He was doctoral visiting student in 2002 at the FH Giessen-Friedberg and the NLÖ, Hannover, Germany. From 2005 to 2007, he was professor of Universidad de la Salle, Bogotá, Colombia. In 2006, he was postdoctoral visiting scholar at the Katholieke Universiteit Leuven, Belgium. From 2015 to 2016, he was a visiting researcher at the Galvin Center for Electricity Innovation, Illinois Institute of Technology, USA. Since 2008, he has been a Professor of Universidad Nacional de Colombia, Bogotá Campus.



Ernesto Moreno Restrepo He studied electrical engineering at the Universidad de los Andes and earned a postgraduate degree in marketing from Universidad EAFIT, a postgraduate degree in Business Administration from the Universidad del Rosario and a postgraduate degree in general management from the International Institute of Electric Power in Texas, USA. He began his career as an engineer at Ingetec-Engineers and Consultants and, since 1980, he has worked at the Bogotá Energy Company (now GEB), where he has held the following positions: Substation Engineer in the Department of Transmission Engineering (1980-1982), Head of the Transmission Lines Division (1982-1983), Head of the Department of Equipment Engineering (1983-1986), Assistant Director of Operations (1986-1989), Head of the Electrical Engineering Division (1989-1990), Head of the Electricity Generation Division (1990-1994), Head of the Electrical Plant Division (1994-1999) and Vice President of Transmission (1999-2021).