

# Implementación DBESS en SimSEE

Autores: Diego Balbiani y Victoria Severi

Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING.

Trabajo final curso SimSEE

Montevideo - Uruguay.

29/7/2025

**IMPORTANTE:** Este trabajo se realizó en el marco del curso Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) y fue evaluado por el enfoque metodológico, la pericia en la utilización de las herramientas adquiridas en el curso para la resolución del estudio y por la claridad de exposición de los resultados obtenidos. Se quiere dejar expresamente claro que no es relevante a los efectos del curso la veracidad de las hipótesis asumidas por los estudiantes y consecuentemente la exactitud o aplicabilidad de los resultados. Ni la Facultad de Ingeniería, ni el Instituto de Ingeniería Eléctrica, ni el o los docentes, ni los estudiantes asumen ningún tipo de responsabilidad sobre las consecuencias directas o indirectas que asociadas al uso del material del curso y/o a los datos, hipótesis y conclusiones del presente trabajo.

## 1. Objetivo del trabajo

El objetivo de este trabajo es evaluar el impacto de la incorporación de un banco de baterías al sistema eléctrico uruguayo mediante simulaciones realizadas en SimSEE en comparación con la incorporación de una nueva central térmica. Se busca analizar cómo varían los costos operativos y el despacho del sistema bajo distintos escenarios: con generación instalada a la actualidad, con incorporación de baterías o con incorporación de una central térmica en contextos de operación representativos en el futuro donde la demanda del sistema aumenta.

## 2. Hipótesis de modelado general

Para este estudio se utilizó la sala oficial de mediano plazo de paso diario provista por ADME, la cual fue adaptada de acuerdo con los siguientes criterios:

- Se eliminaron las variables de estado hidrológicas para bajar la carga computacional.
- Se desactivó el encadenamiento con la sala de largo plazo. Se optimiza en un rango de 10 años: 1/7/2039 a 30/12/2045 y se simula un año 1/7/2039 a 1/7/2040 lejano al final de la optimización por lo cual rellenar con ceros no se espera que afecte demasiado el comportamiento de los resultados.
- Se modela una batería considerando un CAPEX + OPEX de 200 USD/MWh, un pago por disponibilidad de 2,36 USD/MWh, y un pago por energía intercambiada de 12,16 USD/MWh.

- Se modela una central térmica como una unidad térmica básica análoga a la Central Batlle (CTR). Se considera un paso por potencia de 12 USD/MWh, sin pago por energía (0 USD/MWh), con un costo variable incremental de 246,3 USD/MWh, costo variable no combustible nulo, y factor de reserva igual a 0.
- Se simula el año 2039/2040 considerando el crecimiento proyectado de la demanda, pero sin incluir el plan de expansión de generación, con el objetivo de evaluar únicamente el efecto de incorporar baterías o centrales térmicas.

### 3. Metodología

El análisis se realiza utilizando la sala estacional de paso diario proporcionada por ADME, la cual fue adaptada para simular escenarios futuros con aumento de demanda. Se emplea la herramienta SimSEE para modelar y comparar distintas configuraciones del sistema eléctrico, con el objetivo de evaluar la conveniencia relativa de incorporar bancos de baterías o nuevas centrales térmicas.

En una primera etapa, se define un **escenario base** que representa la situación actual del sistema sin nuevas incorporaciones. Luego, se modelan dos actores con igual potencia nominal (**0,25MW**): una batería y una central térmica. Se crean escenarios específicos para cada caso y se simula el año 2039/2040, generando un archivo **SimRes3** que permite visualizar el **Gradiente de Inversión (GI)** de cada tecnología. En esta etapa, no se comparan costos operativos, sino que se analiza si resulta conveniente incorporar alguna de las dos opciones, y en tal caso, cuál presenta un mayor GI, como indicativo de mejor beneficio por sustitución.

En una segunda etapa, se modelan actores más representativos: una batería y una central térmica de **100 MW** cada una. Se simulan nuevamente escenarios separados para cada caso, manteniendo constantes las demás condiciones del sistema. En este caso, se analiza el impacto de cada alternativa sobre el **Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD)**, utilizando el valor esperado sobre las distintas cónicas como métrica de comparación económica.

## 4. Casos simulados y resultados del estudio

### 4.1. Caso base: sistema sin generación adicional

Hipótesis:

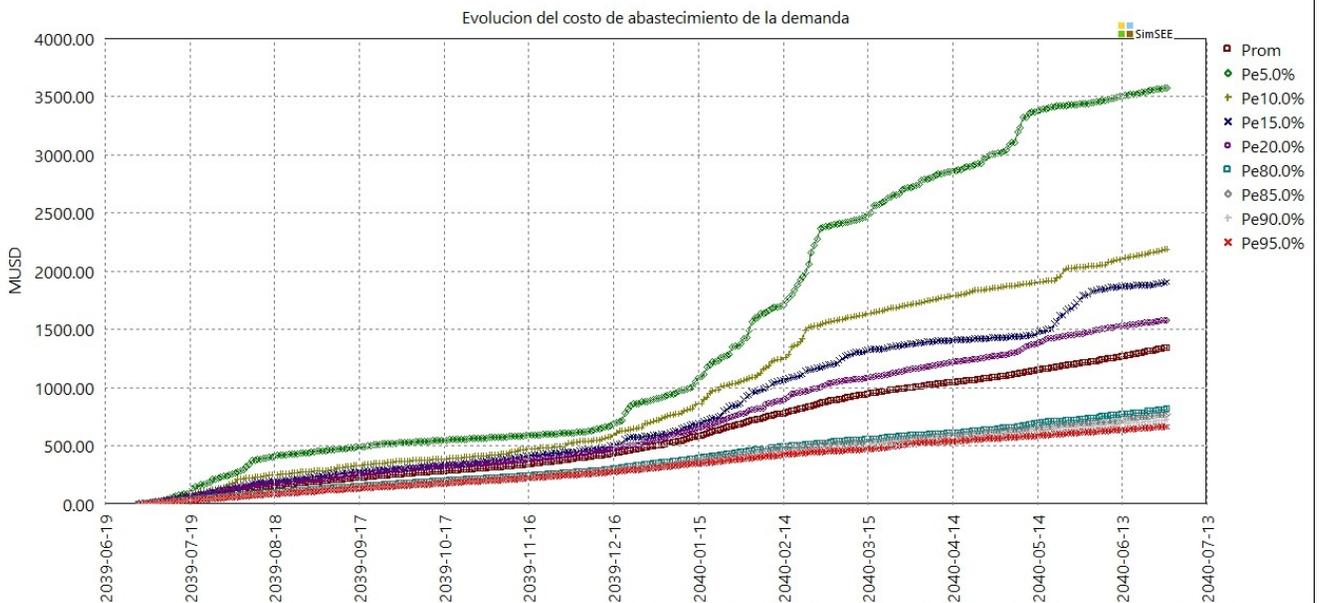
- Se incorpora una batería de dimensiones despreciables 0,25MW para el cálculo del GI
- Se incorpora una central térmica de dimensiones despreciables 0,25MW para el calculo del GI
- No se incorpora otros actores

#### Resultados

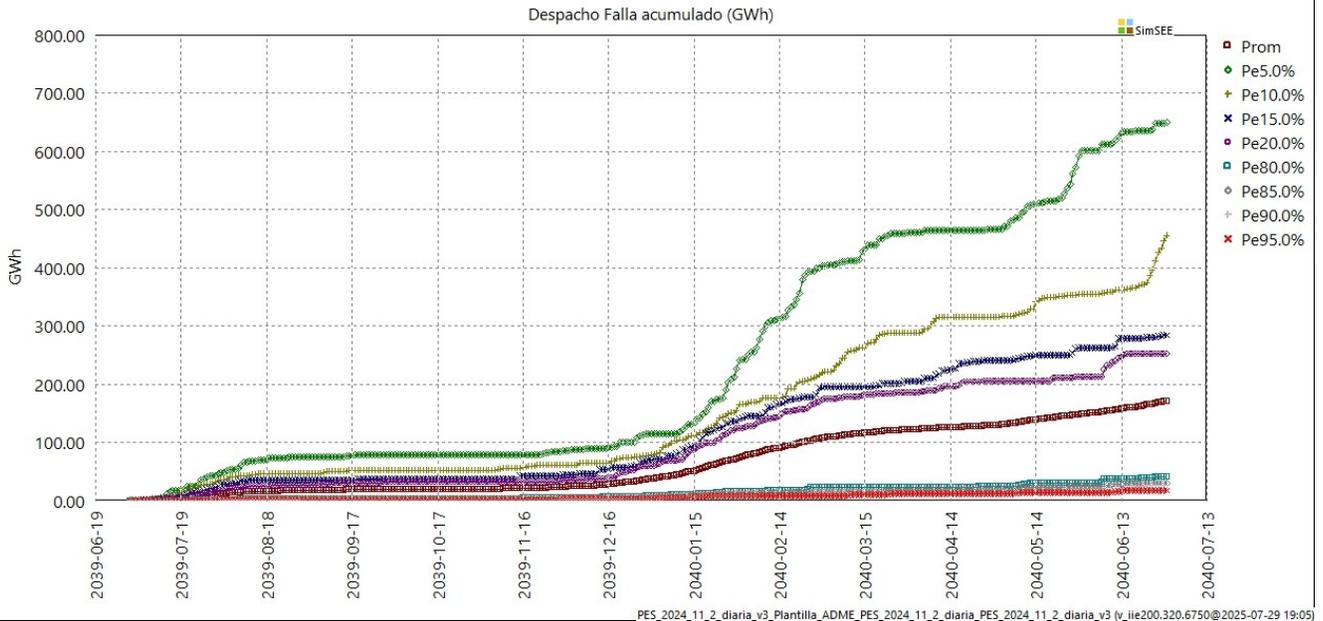
Para comenzar se evalúa los valores de GI de cada actor dando un GI de 4.73 para la batería y 0.27 para la central térmica por lo que en ambos casos el beneficio por sustitución es superior que los pagos propuestos para compensar las inversiones . Según el criterio de comparar gradientes de inversión se puede concluir que la incorporación de baterías mejora significativamente el beneficio para el sistema que añadir más generadores térmicos básicos.

Para luego poder comparar con los otros dos escenarios se presenta la gráfica de la evolución de costo de abastecimiento de la demanda.

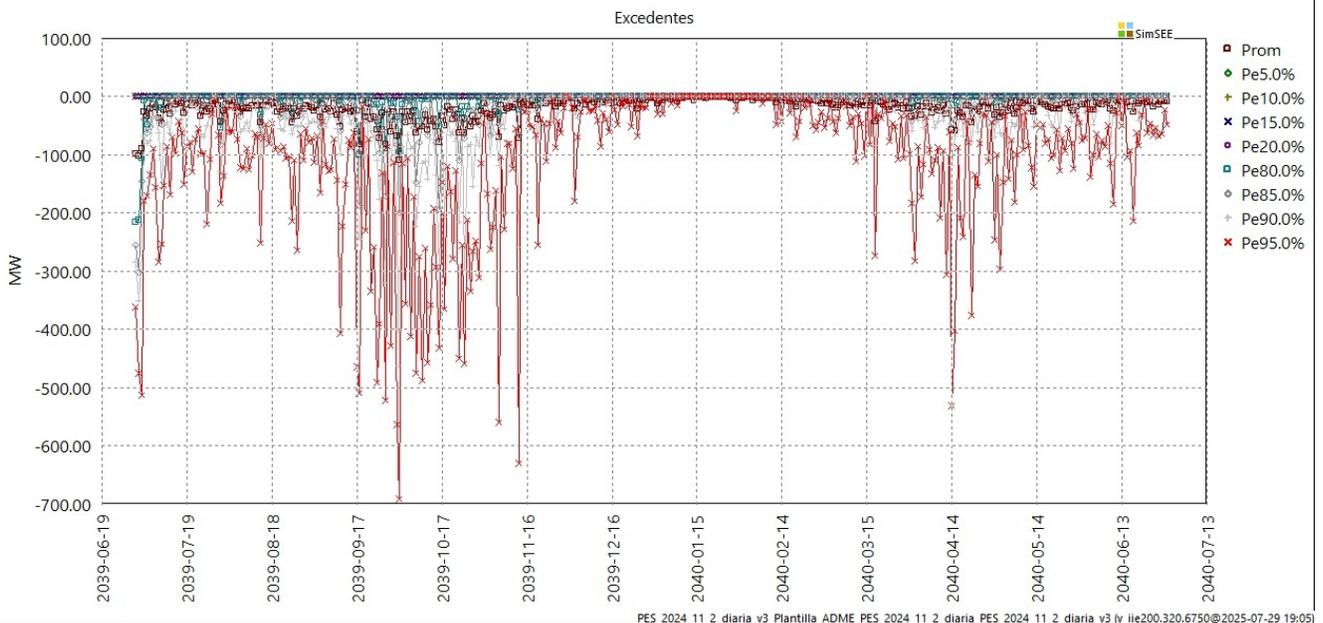
El siguiente gráfico representa la evolución del costo de abastecimiento de la demanda para este caso base. Se representa la evolución del valor esperado y varias probabilidades de excedencia. Al final del período el costo en valor esperado se estima en unos 1350 MUSD aunque el 5% de las peores crónicas supera los 3500.



Se presenta la gráfica del despacho de falla acumulado. Se puede ver que se acumulan, en promedio, unos 180 GWh al final del período. En este trabajo no se incluyeron otras fuentes que compensen la demanda proyectada para el año en análisis de modo de poder comparar la incorporación de DBESS y térmicas básicas que la compensen.



Dado que se quiere estudiar el impacto en el sistema de la incorporación de baterías, se presenta la gráfica de los excedentes de energía. El sistema de baterías funciona tomando los excedentes para almacenar energía en su funcionamiento como demanda. Por este motivo se presenta a continuación la gráfica de los excedentes a lo largo del año simulado.



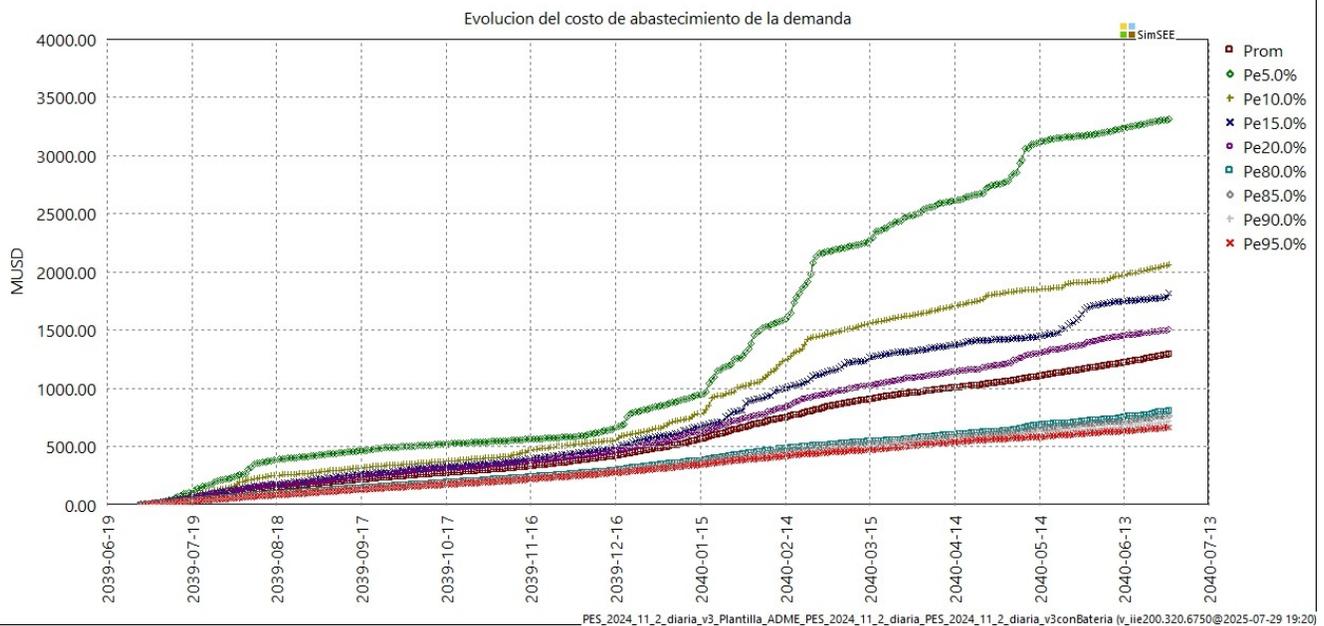
## 4.2. Caso con incorporación batería

### Hipótesis:

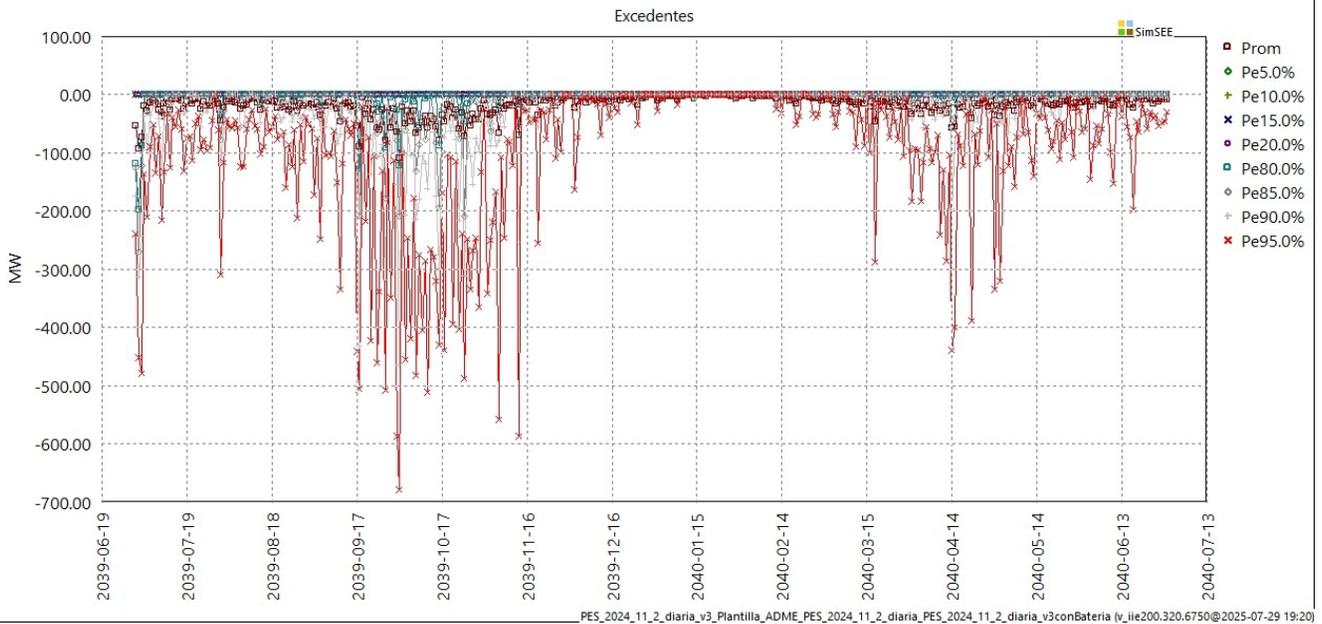
- Se incorpora batería instalada con 400 MWh y 100 MW de potencia.
- Las condiciones del sistema son idénticas al caso base.

### Resultados

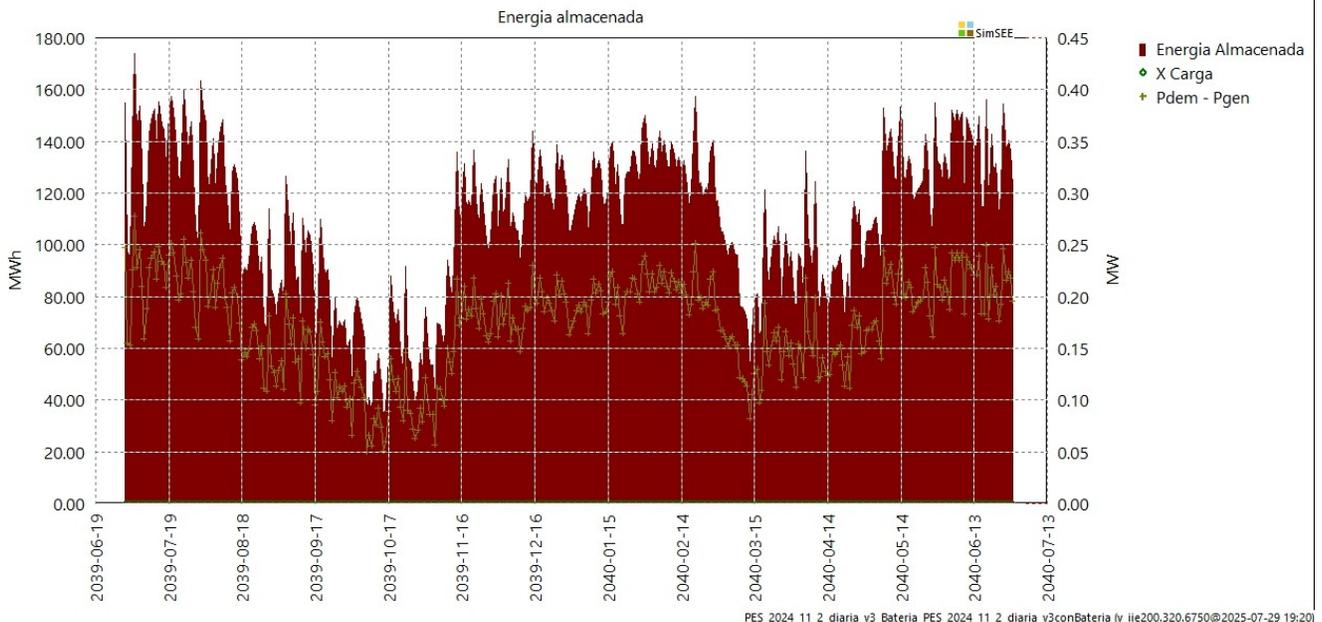
Al comparar el costo de abastecimiento de la demanda acumulado del caso base con éste escenario de análisis con el sistema de baterías descrito se nota una disminución en el costo debido a la compensación de falla principalmente. El valor esperado del CAD acumulado resulta, para esta simulación de 100 crónicas en 1300 MUSD, unos 50 MUSD menos que el caso base.



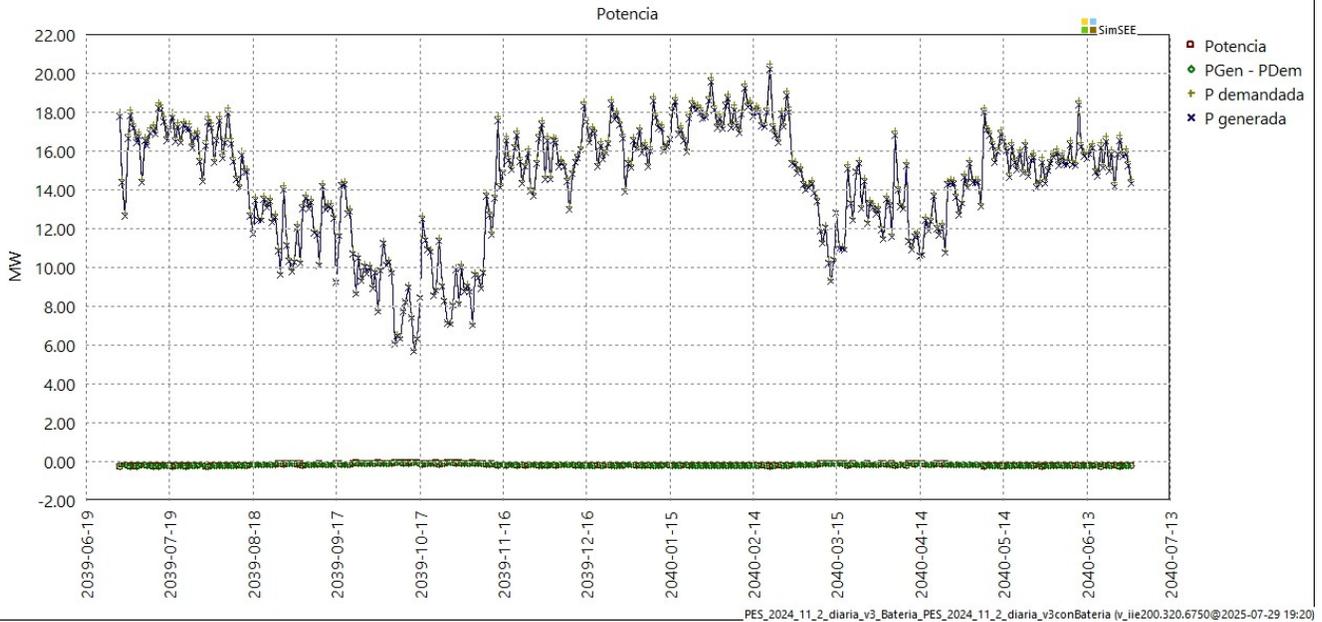
Ahora estudiemos la cantidad de potencia excedente que hubo en el sistema en el año simulado. Se puede observar una tendencia a la disminución de los excedentes, en promedio aumentan la cantidad de días con excedentes 0. Se puede deducir que la batería está siendo cargada con esta potencia, al disminuir los vertimientos se aprovecha esa energía.



A continuación se presenta la gráfica de la energía almacenada en promedio en un día. Lo primero que llama la atención es que en una batería de 100MW, la potencia media sea siempre menor a 0.3MW. Esto se debe a que la batería se carga y se descarga en el mismo día por lo cual la potencia resultante es prácticamente 0. La batería está haciendo Load shifting.



La gráfica a continuación no aporta mayor información, fue realizada para verificar el significado de los índices del SimRes3. La cual es coherente con la anterior, la potencia generada y demanda en un día en promedio es prácticamente la misma.



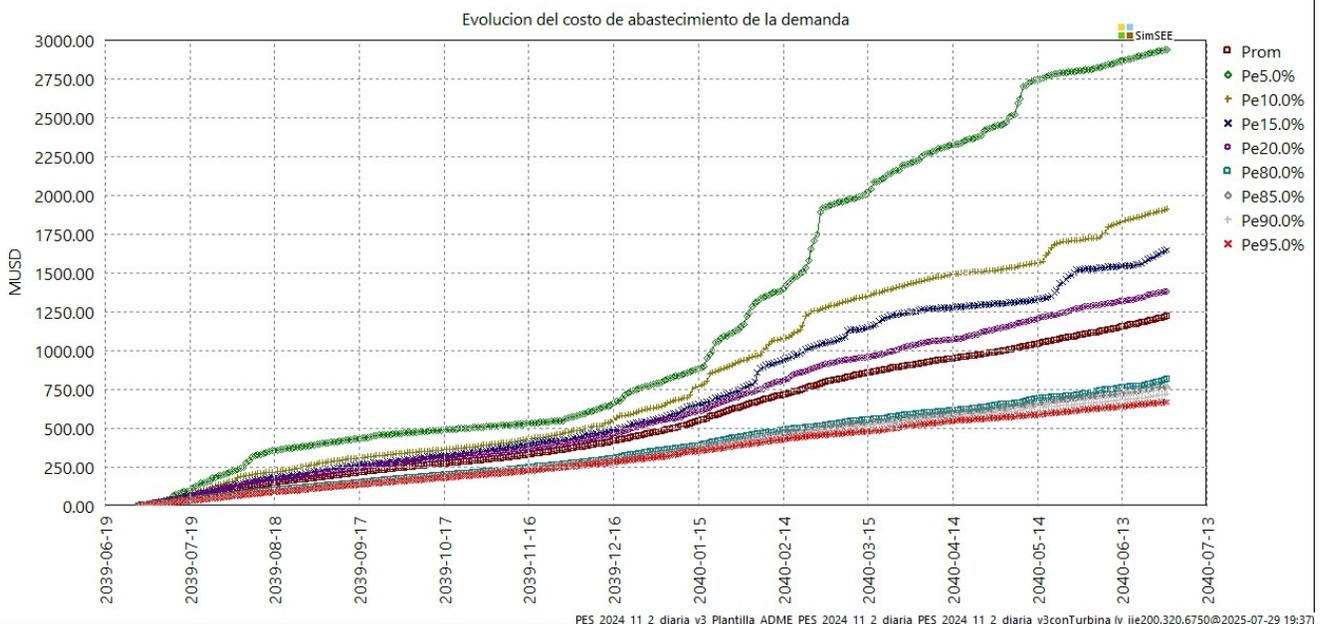
### 4.3. Caso con incorporación de central térmica

#### Hipótesis:

- Se incorpora una central térmica con 100 MW de potencia.
- Las condiciones del sistema son idénticas al caso base.

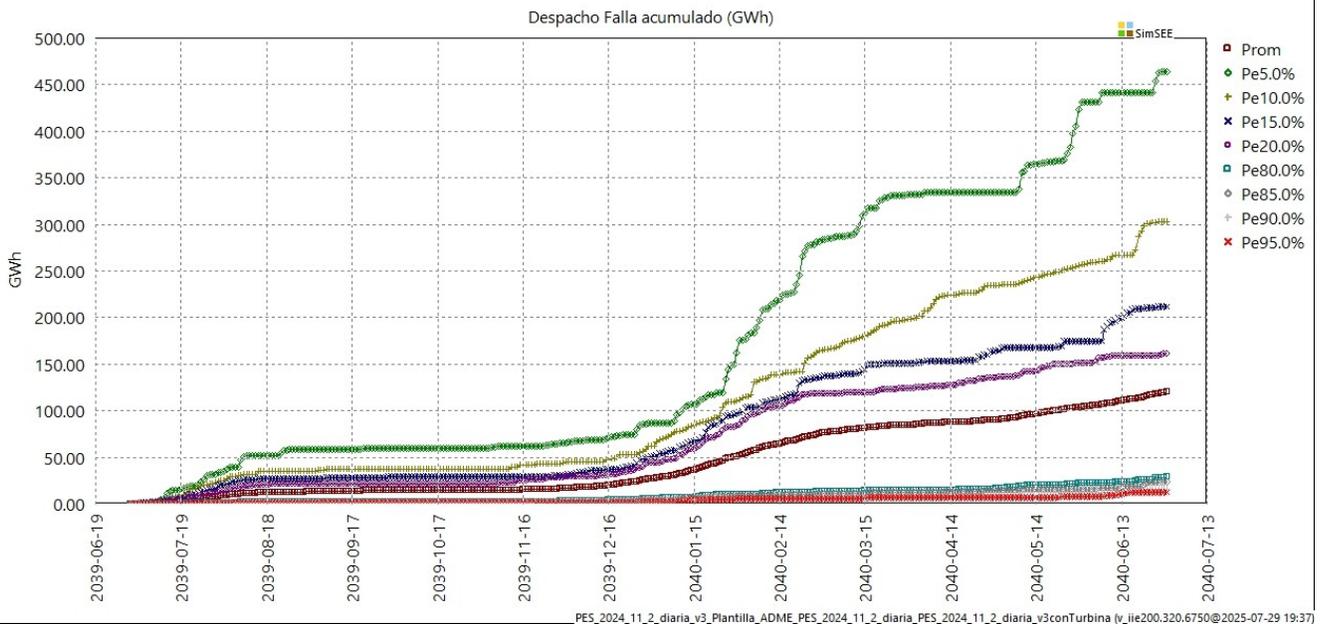
#### Resultados

A continuación se muestra el gráfico la evolución del costo de abastecimiento de la demanda acumulado para el período considerado, en valor esperado y para varias probabilidades de excedencia.



El costo promedio acumulado en valor esperado al final de dicho período para 100 crónicas es de 1220 MUSD, aunque con una variabilidad importante debido a la falta de generación en el sistema que implica períodos con falla. Como se ve en el gráfico siguiente las fallas acumulan más de 100 GWh en promedio aunque el 5% de las peores crónicas superan los 450.

Por otro lado abajo se puede observar la gráfica de despacho de falla acumulada. La misma baja considerablemente respecto al caso base. Dado que se modela los niveles de falla como un despacho con cierto costo, estos valores se relacionan directamente con el costo de abastecimiento de la demanda. Al ser sustituida falla con generación térmica es esperable que baje el CAD. Igualmente no se debe dejar de mencionar que el sistema aún falla porque los 100 MW térmicos no alcanzan a cubrir todo el déficit. Esto es esperable dado la hipótesis de no considerar el plan de expansión pero si la proyección de aumento de la demanda.



## 5. Conclusiones

Se concluye que, considerando criterios de comparación de costos para el año 2040 no es conveniente la instalación de sistemas de acumulación de baterías distribuido (DBESS) en el sistema uruguayo comparado con la instalación de turbinas térmicas a combustible fósil sin instalar fuentes renovables con variabilidad. Esto se ve a partir del análisis de costos de abastecimiento de la demanda acumulados que tienen una diferencia final de 80 MUSD en valor esperado al final del período considerado entre el caso 2 y 3.

A pesar de que el GI indica que para ese año, la incorporación de baterías favorece significativamente más al sistema que las térmicas básicas, el análisis del costo de abastecimiento de la demanda acumulado muestra que las centrales térmicas reducen significativamente tanto el CAD como la energía no abastecida (falla).

Esto sugiere que, en escenarios futuros con alta demanda y sin expansión prevista, las soluciones de almacenamiento pueden no ser competitivas si no están acompañadas de la incorporación de otras fuentes como la solar y eólica.

## **6. Posibles futuros trabajos**

Estudiar en mayor profundidad las distintas variables disponibles en el actor TDBESS para su visualización en SimRes3

Adaptar una sala diaria para observar el comportamiento de la batería a lo largo del día con paso horario.

Simular escenarios con una mayor penetración de energías renovables no convencionales como eólica y solar, donde el valor de las baterías podría ser mayor.

Analizar escenarios con disminución de costos de sistemas DBESS que tienen una proyección de disminución a futuro