

Planificación de expansión 2024-2033 en 3 escenarios

Grupo 2:

Autores: Alejandro Salvatore, Maximiliano Chiossi, y Rodrigo Pérez

Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING.
Trabajo final curso SimSEE edición 2024
Montevideo - Uruguay.

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.

Tabla de contenido

1. Resumen ejecutivo.....	3
2. Objetivos.....	4
3. Hipótesis.....	4
4. Metodología.....	5
5. Resultados.....	7
Escenario 1 (base).....	7
Escenario 2 (base con ampliación).....	8
Escenario 3 (base con ampliación y sin motores).....	9
Comparación entre escenarios.....	10
Análisis de precisión.....	12
6. Referencias.....	14

1. Resumen ejecutivo

El proyecto busca analizar la conveniencia de instalar un parque fotovoltaico de 50 MW en el sistema eléctrico de Uruguay, utilizando el software SimSEE aplicado durante el curso.

Se utiliza un modelo del sistema eléctrico utilizado por la ADME para simulaciones rápidas de la programación estacional de noviembre 2023 a abril 2024. A dicho modelo se le desafectan 100 MW de ampliaciones fotovoltaicas ya programadas para dar lugar a los 50 MW de ampliación buscada.

Las simulaciones destacan un beneficio esperado entre los 5 y 6 millones de USD al incorporar al sistema dicha ampliación en un plazo de 10 años, desde 2024 a 2033, con bajo riesgo de pérdida de dinero en valores actualizados.

2. Objetivos

Se pide evaluar:

- El beneficio marginal del último MW instalado de energía fotovoltaica
- El beneficio por la instalación de 50 MW adicionales de energía fotovoltaica (por reducción del costo total y el beneficio marginal del último MW)
- Analizar cómo cambia el beneficio antes calculado si se retiran del Sistema Interconectado Nacional los motores de Central Batlle
- Realizar análisis de la precisión del método por variación de semillas de simulación y estimar la cantidad de crónicas necesarias para obtener una precisión en la determinación del valor esperado, de 3% del rango con confianza 90% sobre la variable que consideren más relevante

3. Hipótesis

Se utilizan como base las salas de paso diario y semanal de la Programación Estacional del período noviembre 2023 – abril 2024 de la ADME, tomadas de su página web¹.

La vida útil del parque se estima desde su puesta en funcionamiento (01/08/2024) hasta el 19/09/2037. Sin embargo, por razones de simplificación y tiempos de cómputo, se considera un plazo de 10 años para las simulaciones, abarcando desde el año 2024 a 2033.

Dichas salas contienen unas ampliaciones planificadas de fuente fotovoltaica por un total de 900 MW en el período de simulación establecido, comenzando con 500 MW en el 2025. Se modifican las ampliaciones retirando 100 MW para visualizar mejor el impacto de la instalación objetivo.

Se definen tres escenarios:

- Escenario 1 (base)
Se simula la sala original, con la reducción de 100 MW de las expansiones fotovoltaicas planificadas
- Escenario 2 (base con ampliación)
Se repite el escenario 1, agregándole los 50 MW del parque creado
- Escenario 3 (base con ampliación y sin motores)
Se repite el escenario 2, desactivando los motores de la Central Batlle

Se asume un costo lineal simplificado del parque fotovoltaico bajo análisis según su potencial de generación de energía, durante un período determinado T , asumiendo una tasa de descuento implícita de 9% anual, de la siguiente forma:

$$C_T = P_{Inst} \times h \times f_p \times C_E$$

Donde:

¹ Programación Estacional de la ADME: <https://adme.com.uy/informes/progest.php>

- C_T Costo del parque en el período T (USD)
- P_{Inst} Potencia instalada del parque (50 MW)
- h Cantidad de horas comprendidas en el período T (168 u 8.760 horas, según se realice un análisis semanal o anual, respectivamente)
- f_P Factor de planta de la instalación (20%)
- C_E Costo de la energía (40 USD/MWh²)

Según el modelo, se estiman dos valores de C_T :

- USD 67.200 para un período semanal
- USD 3.504.000 para un período anual

Para calcular el beneficio neto de instalar el parque bajo análisis, se asume que los costos marginales permanecen invariados, por lo que se puede estimar el ingreso del parque al vender su energía del siguiente modo:

$$I_P = E_{Gen} \times C_{mg}$$

Donde:

- I_P Ingresos del parque instalado
- E_{Gen} Energía efectivamente generada por el parque instalado
- C_{mg} Costos marginales del sistema

El beneficio neto (B_{Neto}) del parque se estima mediante el uso de C_T e I_P :

$$B_{Neto} = I_P - C_T$$

Como el costo del parque se asume constante, el beneficio neto dependerá únicamente de la cantidad de energía que el parque genere efectivamente y el costo marginal del sistema. Se estima que, si el sistema tiene costos marginales que superen usualmente los 40 USD/MWh, el beneficio neto sería positivo, y, por ende, resultaría conveniente la instalación de dicho parque.

El parque fotovoltaico se agrega a la sala clonando el parque existente “El Naranjal”, modificando los pagos por disponibilidad incluidos (97 USD/MWh); se deja ese valor en cero ya que se analizará ese costo mediante C_T .

4. Metodología

Se parte de la sala base de paso semanal, utilizando los costos futuros (CF) de la sala de paso diario. Esto se hace para ahorrar tiempo de cómputo, puesto que se asume que dicho CF no variará significativamente con la adición de una potencia relativamente marginal para el sistema.

El proceso es el siguiente:

1. Se simula el escenario 1, registrándose:
 - a. Costo marginal
 - b. CAD

² Valor estimado según datos de LCOE de abril 2023 publicados por Lazard:
<https://www.lazard.com/media/20zoovvg/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf>

2. Se simulan los escenarios 2 y 3 con tres semillas
 - a. Se obtiene la energía generada E_{Gen} por el parque cada semana
 - b. Se calcula el ingreso del parque I_P
 - c. Se calcula el beneficio neto B_{Neto} semanal
 - d. Se acumula y actualiza B_{Neto} a una tasa del 9% anual (aproximadamente 0,166% semanal)
 - e. Se comparan los resultados del beneficio neto según probabilidades de excedencia, estimando el riesgo de la inversión
 - f. Se registran el costo marginal y CAD

Los cálculos anteriores se realizan en la simulación con plantillas de SimRes3.

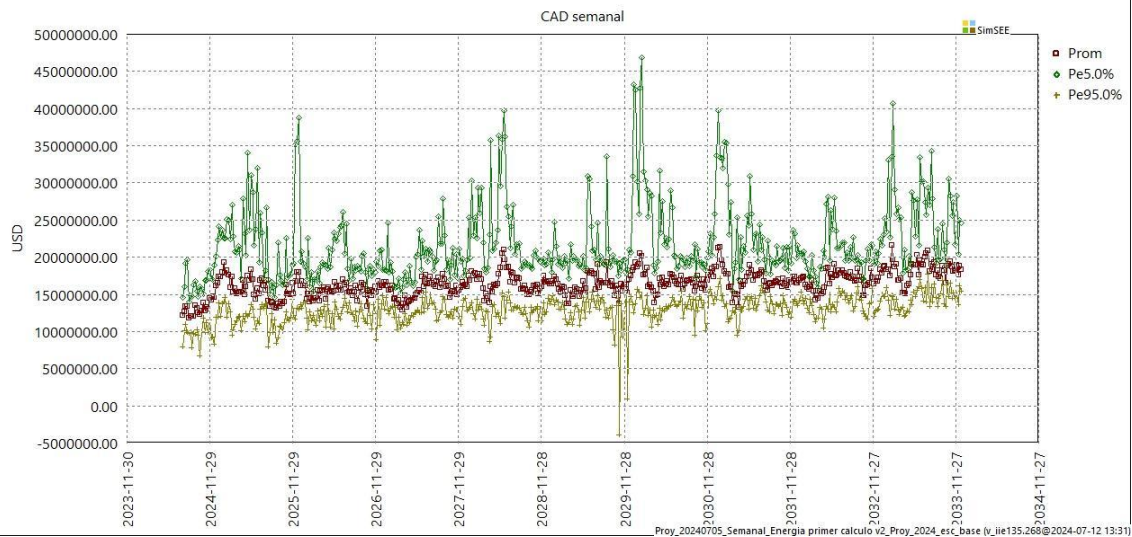
El valor del CAD se obtiene con el índice “*CP Directo*” de la sala, que considera los pagos por disponibilidad de los actores además de los costos variables.

El costo marginal se obtiene del índice “*Cmg*” del nodo Montevideo de la sala.

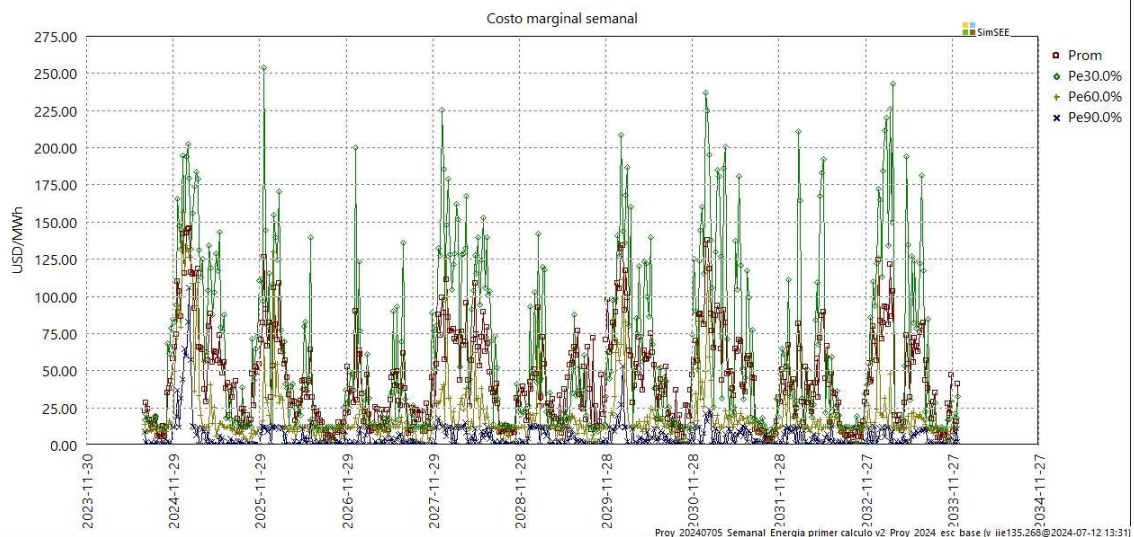
5. Resultados

Escenario 1 (base)

CAD semanal

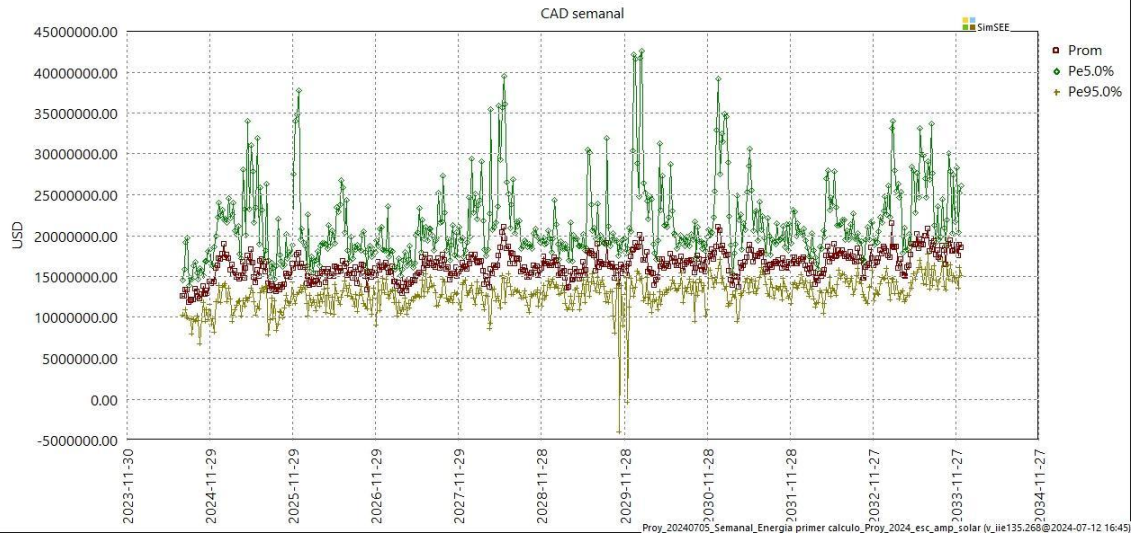


Costo marginal

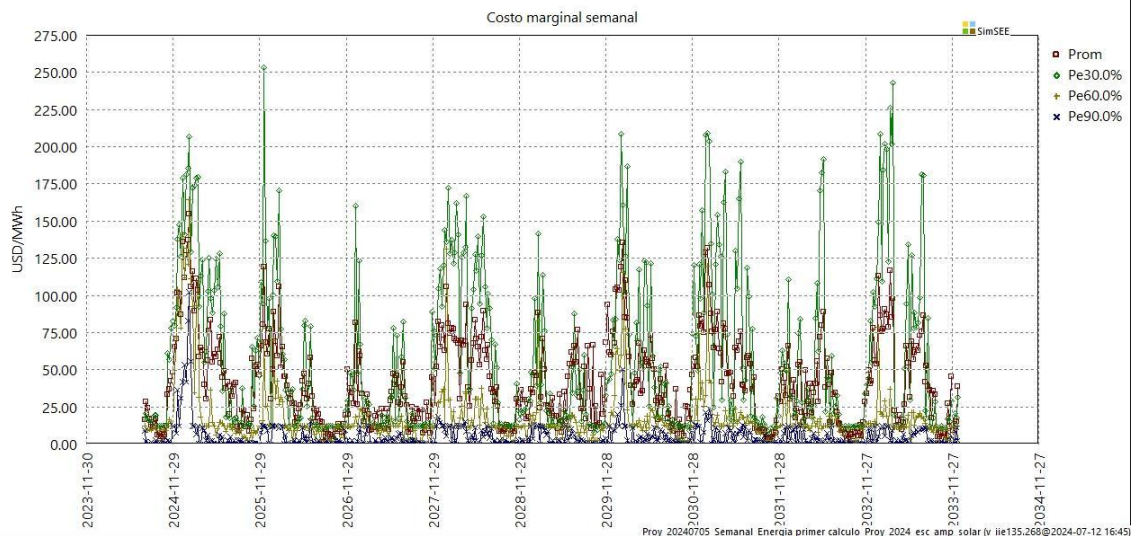


Escenario 2 (base con ampliación)

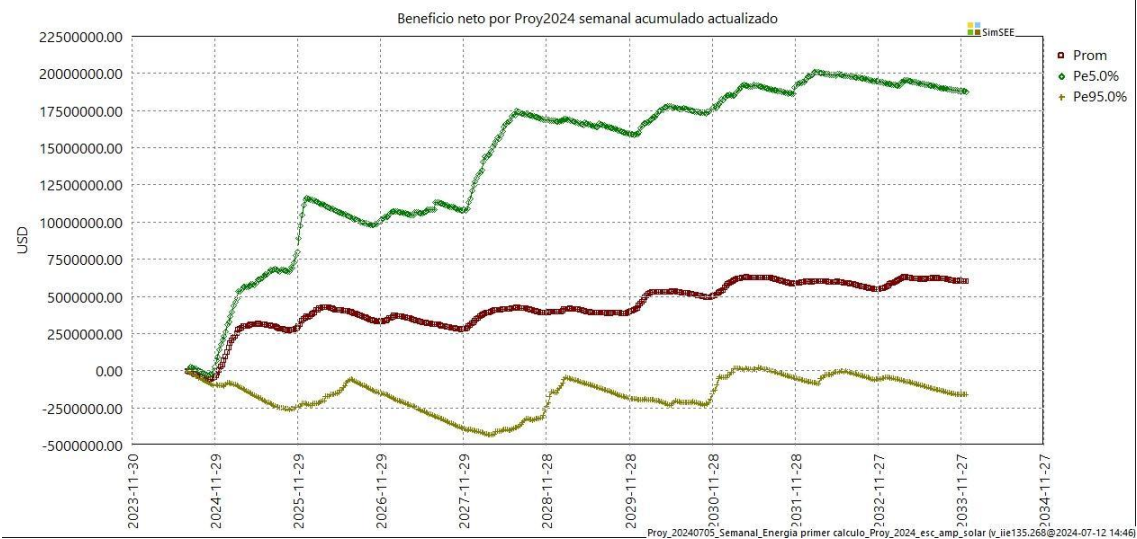
CAD semanal



Costo marginal



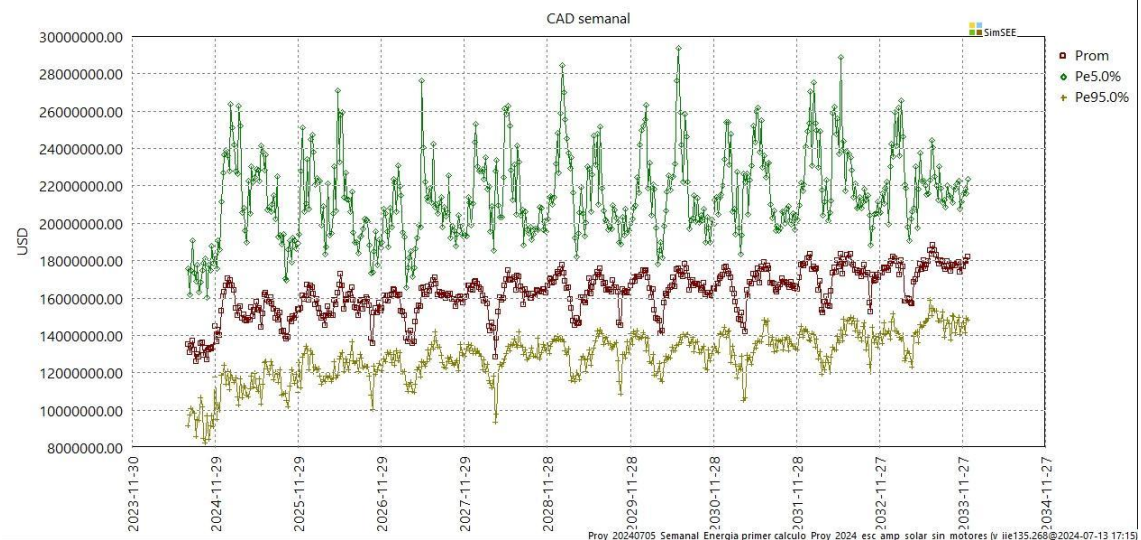
Beneficio neto de la instalación del parque de 50 MW



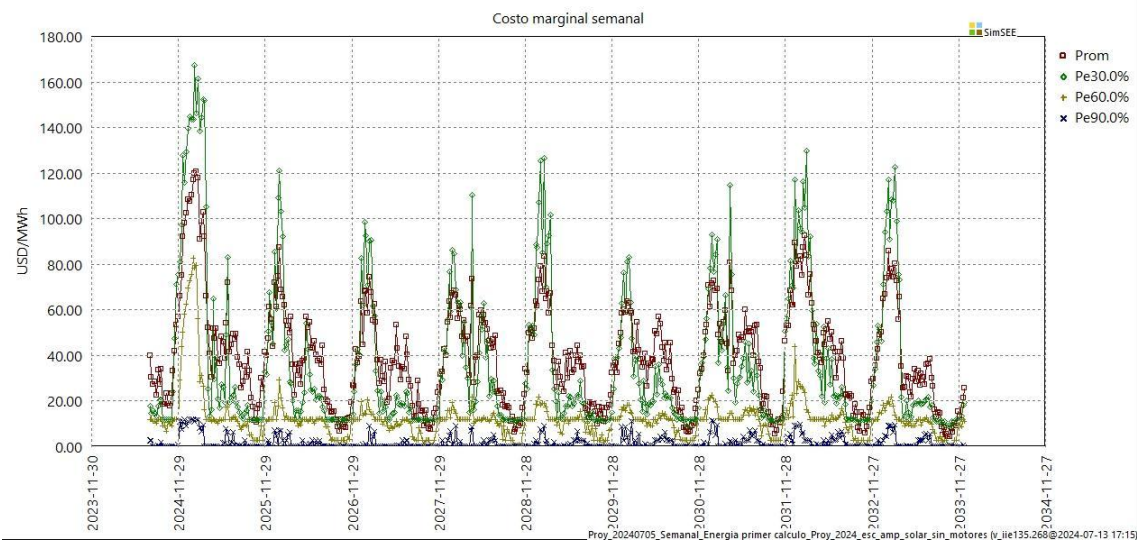
Se ve un valor esperado de ganancias acumuladas y actualizadas entre los 5 y 6 millones de USD. Adicionalmente, se estima un 5% de probabilidades de perder más de 2 millones de USD, por lo que se ve que la probabilidad de un beneficio neto positivo es alta, del orden de un 90%.

Escenario 3 (base con ampliación y sin motores)

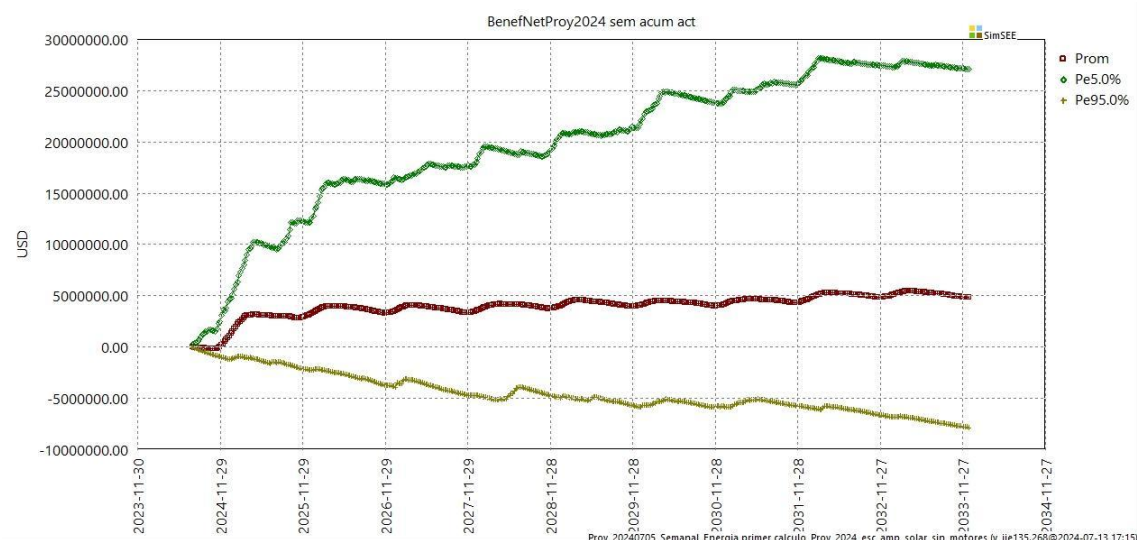
CAD semanal



Costo marginal



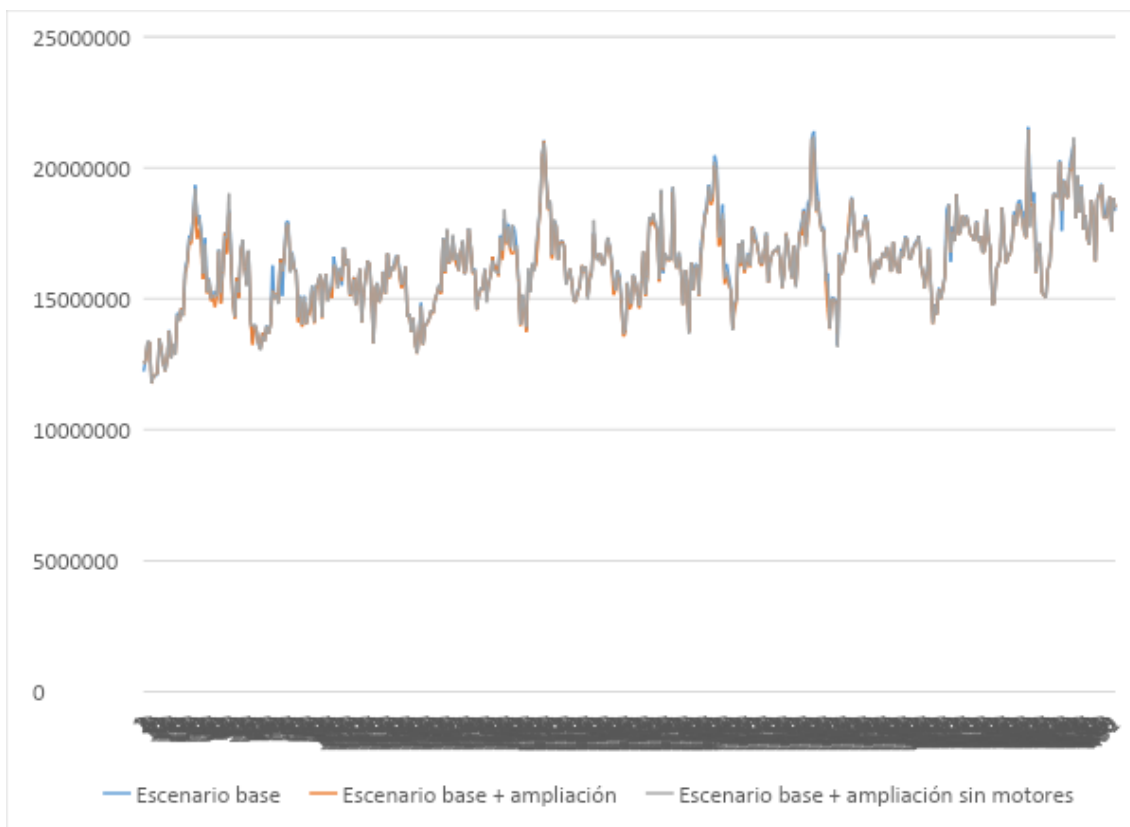
Beneficio neto de la instalación del parque de 50 MW



Se ve un valor esperado de beneficio neto del orden de 5 millones de USD. A diferencia del escenario 2, se estima una probabilidad de 5% de perder más de 7,5 millones de USD, por lo que se concluye que la probabilidad de perder dinero en este escenario es considerablemente mayor.

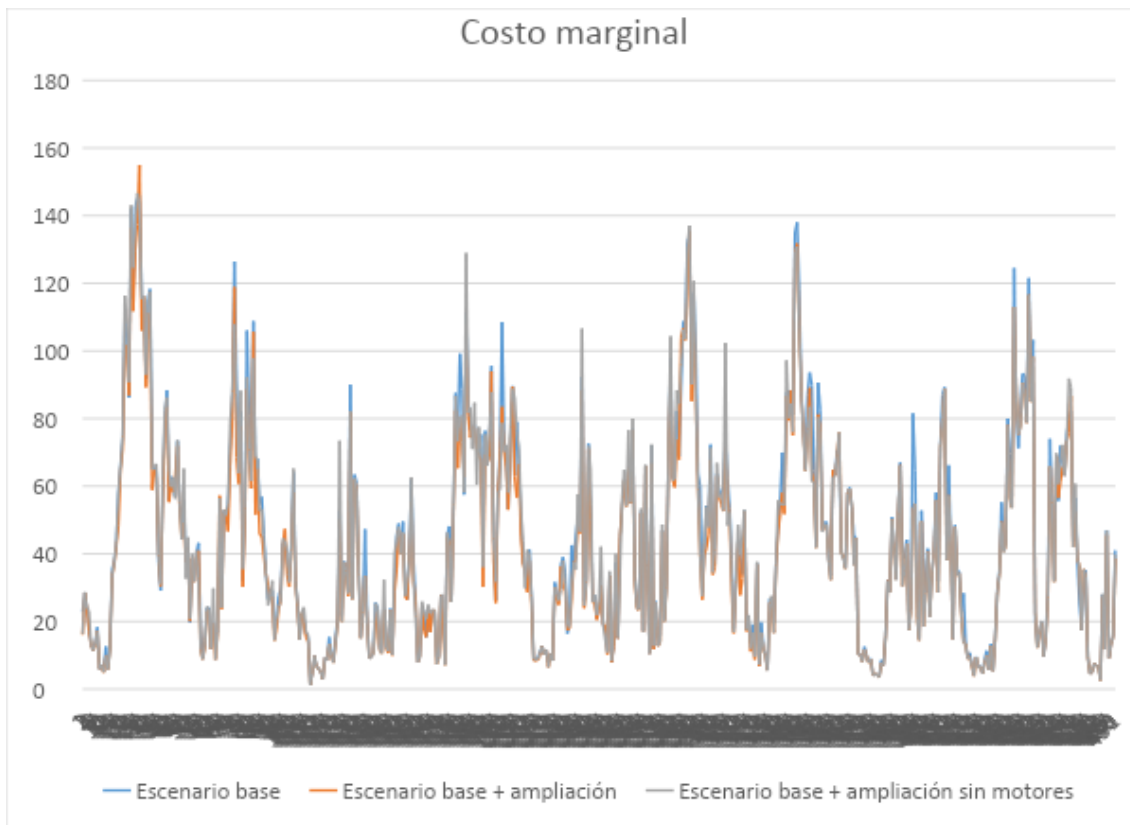
Comparación entre escenarios

CAD



No se nota incidencia significativa en el CAD al incorporar un nuevo parque fotovoltaico, para ambos escenarios 2 y 3. Es de esperarse, puesto que la sala base ya preveía una ampliación fotovoltaica de tamaño importante que opaca los 50 MW adicionales.

El promedio de la diferencia entre el CAD base y el CAD con el parque FV es de USD 93.523 semanales y siendo el costo de instalación del mismo es de USD 67.200. Podemos concluir que el parque justifica su instalación. El promedio de la diferencia entre el CAD base y el CAD con el parque FV sin los motores es de USD 44.855 semanales entonces en este caso no justifica la instalación.

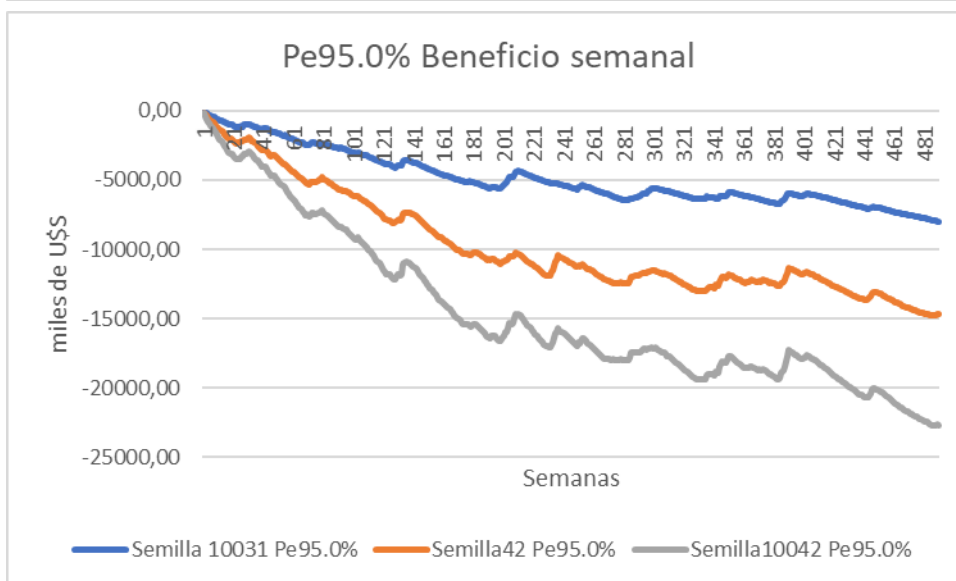
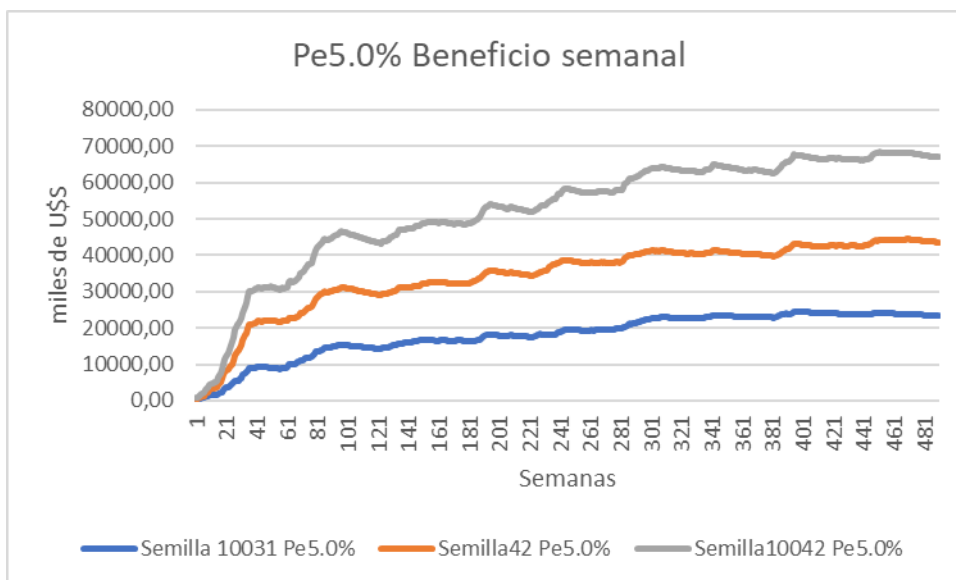
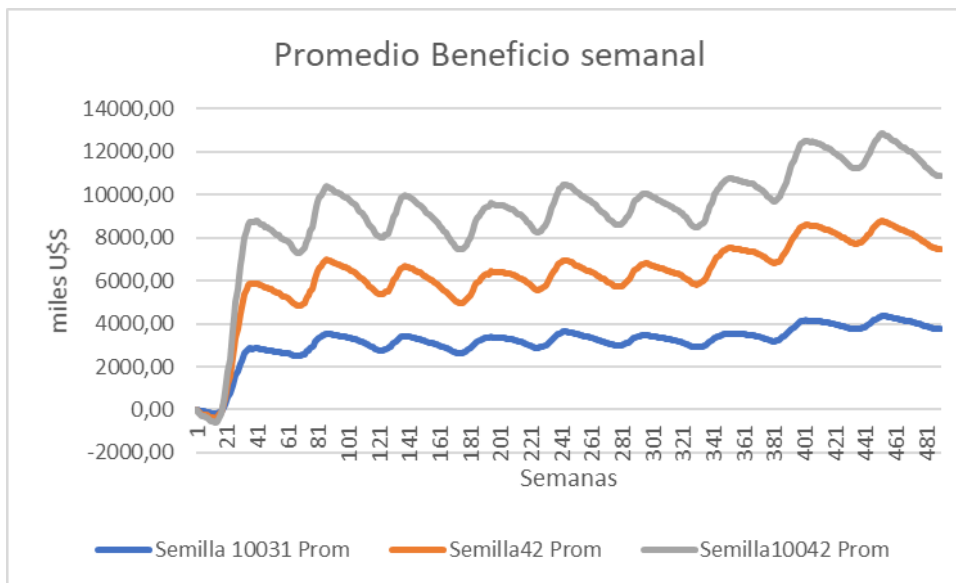


Similarmente, no se notan diferencias significativas en el costo marginal del sistema entre los escenarios.

Desde el punto de vista del inversor, el beneficio neto acumulado semanal es de USD 4,3 millones. Encontramos que en el escenario retirando los motores la diferencia del beneficio es del 13%.

Análisis de precisión

Para el análisis de precisión del método se utilizan 3 semillas diferentes en simulaciones de 100 crónicas y se obtienen los siguientes resultados para el beneficio neto acumulado semanal actualizado por la instalación de los 50 MW adicionales de potencia fotovoltaica.



Al tomar 100 crónicas, el error en los valores es menor al 3% del valor esperado de la variable definida.

6. Referencias

- Programación Estacional de Largo Plazo para el periodo Noviembre 2023-Abril 2024 - ADME
- Informe Lazard de junio 2024 - Lazard
- Manuales y presentaciones del curso SimSEE 2024