

Beneficios de la introducción de generación eólica en el sistema eléctrico de Uruguay

(Utilización de la herramienta de simulación SIMSEE)

Autores: Sofía Schroeder, Guillermo Mininno

Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING.

Trabajo final curso SimSEE

Montevideo - Uruguay.

Julio 2024

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 demostrar la competencia para gestionar la herramienta de simulación de la operación de sistemas de energía eléctrica SIMSEE, y la capacidad para definir el número de crónicas “N” (de generación de escenarios aleatorios) que se deben simular para garantizar resultados con un error y un rango de confianza especificados previamente.

2. Alcance de trabajo

A partir de la implementación de un ejemplo sencillo, la idea es demostrar la capacidad de agregar nuevos actores, modificar ciertas variables y obtener las salidas específicas requeridas, e interpretar los resultados obtenidos.

El ejercicio que se plantea es determinar los beneficios que genera la adición de un parque eólico de 50 MW en el sistema eléctrico de Uruguay, en el período que va desde el año 2024 al 2030. Entendiendo por beneficio para el sistema la reducción de costos marginales de la energía y de los costos operativos del sistema.

En este sentido el alcance consiste en determinar:

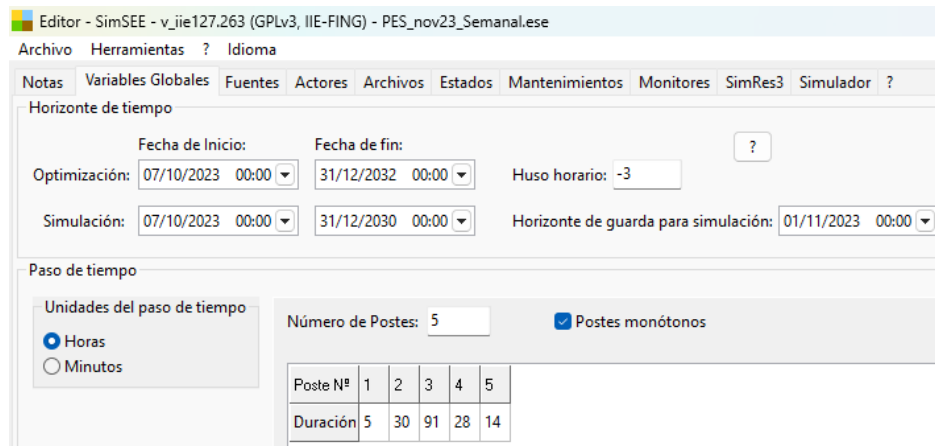
1. El beneficio de la incorporación de 50 MW de generación eólica.
2. El beneficio por la instalación de 50 MW adicionales de energía eólica.
3. Analizar cómo cambia el beneficio antes calculado (50MW + 50MW adicionales) si se retiran del SIN los motores de la Central Montes del Plata.
4. Realizar un 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 de modelado

Las hipótesis de evolución de todas las variables involucradas en la simulación del despacho responden a las consideraciones fijadas en la Programación Estacional (PE) de noviembre de 2023, que es la sala utilizada como base para el trabajo. Esta sala es de paso semanal y se encuentra “postizada” en 5 bloques horarios.

3.1. Variables globales

La política de operación óptima de los embalses se realiza para el período 7/10/2023 al 31/12/2032, mientras que la simulación del despacho se realiza para un período más corto 7/10/2023 al 31/12/2030. (Dos años menos que la optimización de la política para permitir que los valores del agua se calculan se estabilicen).



Editor - SimSEE - v_iie127.263 (GPLv3, IIE-FING) - PES_nov23_Semanal.ese

Archivo Herramientas ? Idioma

Notas Variables Globales Fuentes Actores Archivos Estados Mantenimientos Monitores SimRes3 Simulador ?

Horizonte de tiempo

Fecha de Inicio: 07/10/2023 00:00 Fecha de fin: 31/12/2032 00:00 Huso horario: -3

Optimización: 07/10/2023 00:00 Simulación: 07/10/2023 00:00 Horizonte de guarda para simulación: 01/11/2023 00:00

Paso de tiempo

Unidades del paso de tiempo: ☒ Horas ☐ Minutos

Número de Postes: 5 ☒ Postes monótonos

Poste N°	1	2	3	4	5
Duración	5	30	91	28	14

La simulación se hace con paso semanal y con 5 postes (o bloques horarios) para definir la curva monótona de carga, con duración de 5, 30, 91, 28 y 14 horas (total 168 horas por semana).

La optimización se corre considerando sólo una crónica de sorteo, en lugar de las 20 que están por defecto en la PE. El motivo de emplear una sola crónica es la de reducir el tiempo de corrida. Por otra parte, la simulación se realiza considerando 1000 crónicas de sorteo, con la semilla 10031.

4. Metodología

La metodología que se sigue consiste en agregar un generador eólico de 50 MW a la base estacional y observar la reducción en los costos marginales y en el costo operativo del sistema, respecto del caso en que no está el nuevo proyecto. Luego se agregan otros 50 MW adicionales (agregado de 100 MW en total) y se observa el efecto que esto produce en las variables de interés.

Finalmente, sobre este último escenario se retiran los motores de central Montes del Plata y se observa el impacto que esto produce en los beneficios que produce la incorporación de los 100 MW de generación eólica. A continuación, se listan los casos que se simulan para lograr el objetivo del análisis.

4.1. Casos analizados

Los casos que se simulan son los siguientes:

- Caso Base: Se corre la sala de la Programación Estacional como esta, sin agregar ningún proyecto.
- Caso CON 50 MW¹: se agrega el proyecto y se obtienen los resultados requeridos.
- Caso CON 100MW: Se adiciona una ampliación al proyecto de unos 50 MW adicionales.

Para estos dos últimos casos se determinan los beneficios que producen para el sistema, como la diferencia entre los costos marginales y los costos operativos que se obtienen en cada caso respecto de aquellos obtenidos en el Caso Base.

Luego se analiza, para el último caso (CON 100 MW), como cambiaría el beneficio que produce este agregado de 100 MW si se retiran de servicio los motores de la central Montes del Plata. Para esto se corre el siguiente caso

- Caso CON 100MW sin Monte del Plata: al Caso CON 100MW se le quitan los motores de la central Monte de Plata.

4.2. Selección de variables (Armado plantilla SimRes3)

Esta sección describe como se definen las variables cuyos valores que se desean obtener y como estos valores se procesan a través de la implementación de la plantilla de resultados de salida SimRes3.

Se agrega una nueva plantilla SimRes3 donde se activan las variables de salida de interés: costos marginales, costo operativo y demanda total. La demanda se requiere para ponderar los costos marginales por bloque y obtener el costo marginal del sistema² para cada semana de simulación. Este costo se determina como la suma de los pagos de la demanda en cada poste, valorizado al precio spot de cada poste, dividido por toda la energía demanda en cada semana.

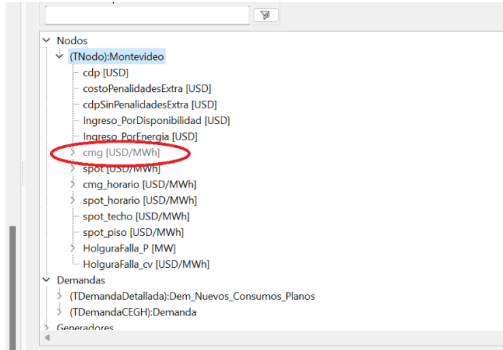
Por lo tanto, se agregan nuevos índices en la plantilla SIMRes3 para cada una de variables para las que se desea obtener resultados.

¹ A los efectos prácticos, lo que se hace es agregar 50 MW a la central Peralta I, y en Corrida CON 100MW se agregan 100 MW. En definitiva, el agregado de potencia eólica se considera como una ampliación de este parque generador.

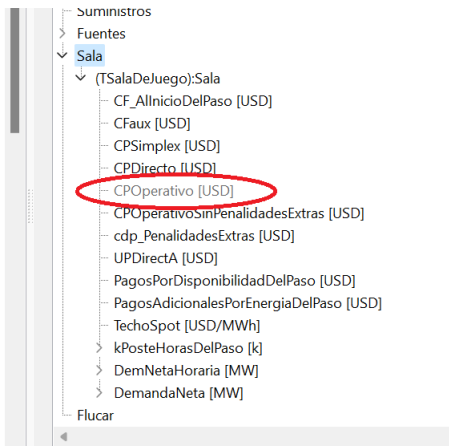
² Precio sombra asociado con la restricción de balance de potencia del problema de optimización lineal. Es decir, variación incremental del valor de la función objetivo cuando se modifica en 1 MW la demanda del sistema.

a) Definición de índices

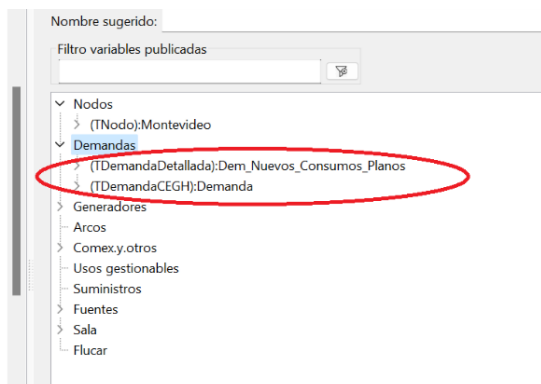
- Costo marginal: En la pestaña “Índice” se incluye uno nuevo: **idx_montevideo_cmng** seleccionando la opción “nodo” y activando la variable **cmng (USD/MWh)** como se indica en la siguiente figura:



- Costo Operativo: Se incluye un nuevo índice: **idx_Sala_CPOperativo** seleccionando la opción “sala” y activando la variable **CPOperativo (USD)** en la pestaña “Índice” como se indica en la siguiente figura:



- Demanda total: se incluyen dos nuevos índices para la demanda, uno para la demanda con crecimiento vegetativo y otro para la demanda de nuevos proyectos o cargas puntuales. Para esto se seleccionan los índices: “**idx_Dem_Nuevos_Consumos_Planos_PD**” y “**idx_Demanda_PD**” en la opción “demanda”



b) Selección de variables crónicas

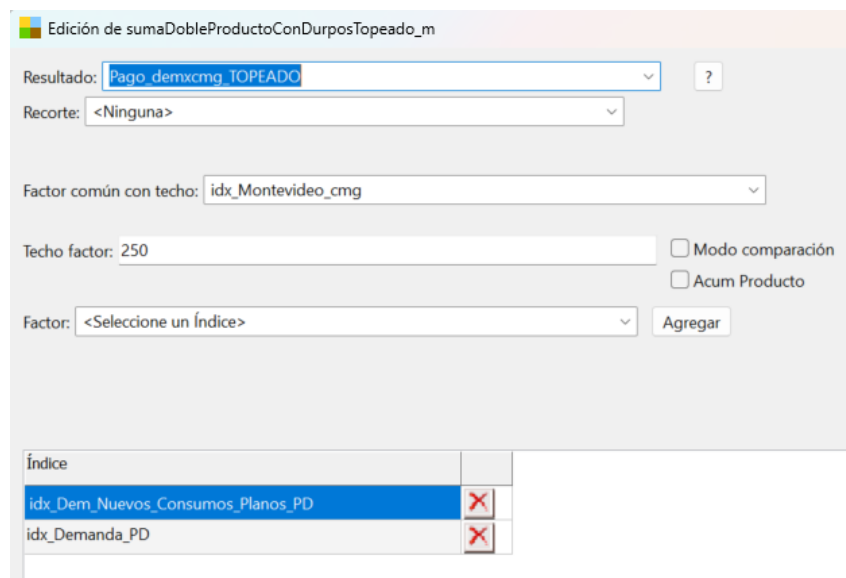
Se definen las siguientes cuatro (4) variables crónicas, cuyos valores son asignados luego mediante operaciones crónicas:

- E DEMANDA: esta variable va a totalizar toda la demanda.
- Pago_demxcmg_TOPEADO: en la cual se va a hacer la suma producto cmg x demanda total por cada poste. Esta variable va a totalizar lo que la demanda pagaría por la energía comprada en el mercado spot (considerando un costo marginal tope que se define en 250 USD/MWh).
- CostoMarginal_Demanda_TOPEADO: esta variable se calcula como el cociente entre las dos variables anteriores: $\text{Pago_demxcmg_TOPEADO} / \text{E DEMANDA}$, como se muestra más adelante en la definición de post operaciones.
- Costo Operativo total: esta variable se agrega con tipo de operación crónica “suma” para totalizar el costo total de combustible, los costos variables no combustible y eventualmente los costos de falla.

c) Definición de Operaciones crónicas

Se asignan las operaciones crónicas a las variables crónicas definidas previamente:

- Pago_demxcmg_TOPEADO: en la pestaña “operaciones crónicas” se selecciona para esta variable crónica la opción “sumaDobleProductoConDurposTopeado_m” y en edición se abre el cuadro siguiente donde se deben colocar las opciones que se muestran:



Índice	
idx_Dem_Nuevos_Consumos_Planos_PD	X
idx_Demanda_PD	X

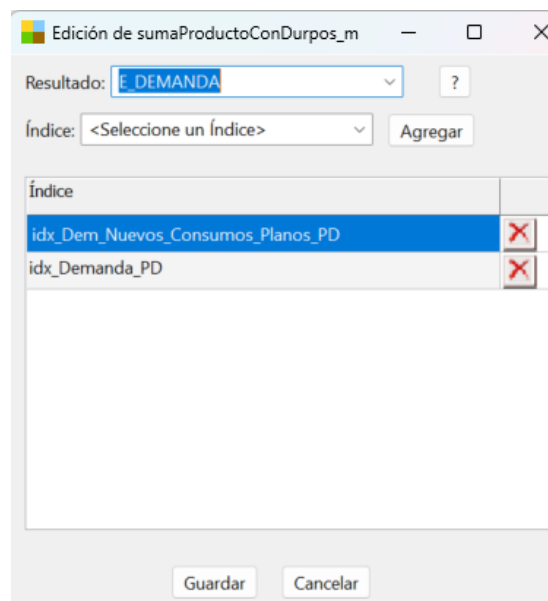
Como factor común de coloca “idx_Montevideo_cmg” con valor techo 250 USD/MWh, y se seleccionan los índices: idx_dem_Nuevos_Consumos_Planos_PD e idx_Demanda_PD.

En definitiva, esta operación crónica suma los USD que paga la demanda en todos los bloques y determina el pago semanal total de la demanda considerando un precio techo de 250 USD/MWh).

$$Pago\ Demanda = \sum_{p=1}^5 CMG(p) \times (DEMvegetativa(p) + DEM\ nuevos\ Proyectos(p)) \times Durpos(p)$$

Donde las demandas están expresadas en MW, Durpos corresponde a las horas de cada uno de los 5 bloques “p” y CMG en USD/MWh.

- E DEMANDA: esta variable se define en la pestaña “operaciones crónicas” seleccionando el tipo de operación “sumaProductoConDurpos_m” y se agregan los dos índices previamente definidos para la demanda vegetativa y la demanda plana.

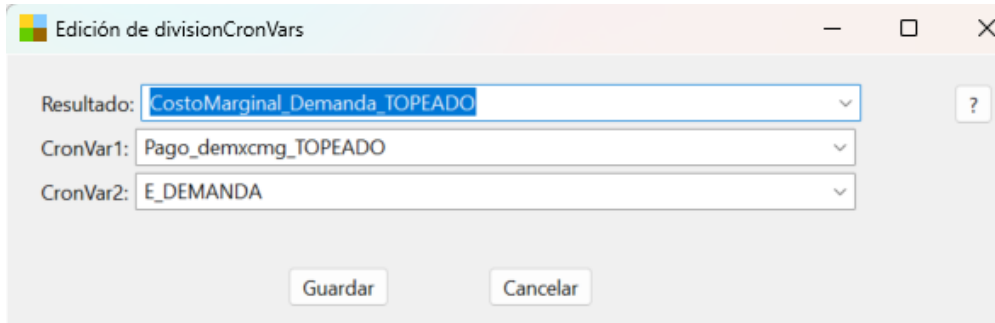


Esta operación crónica lo que hace es determinar energía demanda total en cada semana (GWh), como la suma producto de las demandas vegetativas y planas en (MW) de cada poste multiplicada por la duración de cada poste (Hs) x 1000.

d) Definición de Post Operaciones

En el presente trabajo se requiere una sola post operación para determinar el costo marginal como el cociente entre las dos operaciones crónicas definidas previamente.

- CostoMarginal_Demanda_TOPEADO: El cálculo se hace en la pestaña “Post Operaciones” agregando un tipo de operación “DivisiónCronVars” y haciendo el cociente entre el pago de la demanda (USD) y la demanda total, como se muestra en la figura siguiente.



$$\text{CostoMarginal_Demanda_TOPEADO} = \text{Pago_demxcmg_TOPEADO} / \text{E_DEMANDA}$$

4.3. Simulaciones

Dada las características del trabajo, enfocado en el aprendizaje del uso de la herramienta SIMSE, se considera un período de análisis sólo de unos pocos años: 2024-2030. Además, en todos los casos, por una cuestión de sencillez y rapidez, la política óptima se corre con una sola crónica (en lugar de las 20 crónicas fijadas por default en la sala de la PE) y la simulación se corre con 1000 escenarios de falla.

En estas condiciones se corren los cuatro casos descriptos en la metodología, y se obtiene los costos marginales y los costos operativos para luego determinar los beneficios económicos relacionados con estas dos variables.

4.4. Determinación de beneficios y análisis de precisión

Los beneficios se obtienen por diferencia de los costos marginales y costos operativos entre los casos CON y SIN proyecto eólico.

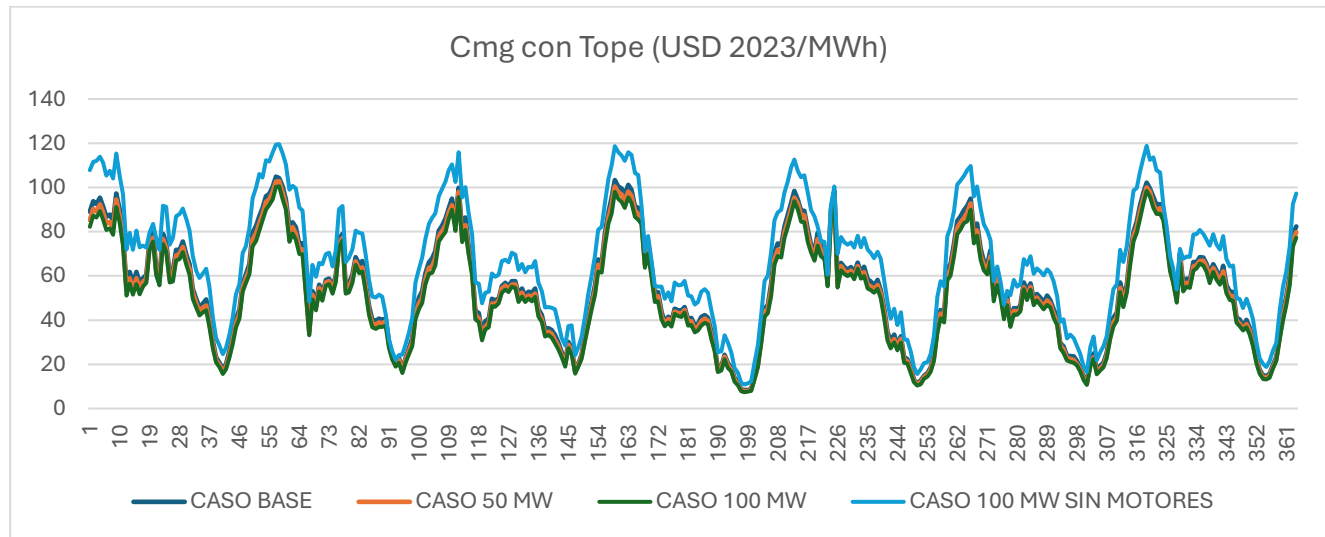
El análisis de precisión y cambio de semilla se realiza sobre la variable Costo Total de abastecimiento (cdp + CF) que incluye los costos operativos más los costos fijos. Para esto se toman los valores del archivo “**simcosto _ (# semilla)x (# crónicas)**” del directorio “rundir” de SIMSEE. En el caso estudiado como se corren 1000 crónicas en la etapa de simulación, se obtienen 1000 valores esperados del Costo Total del período 2024-2030, actualizado con una tasa de descuento fijada en 10%.

5. Resultados del análisis

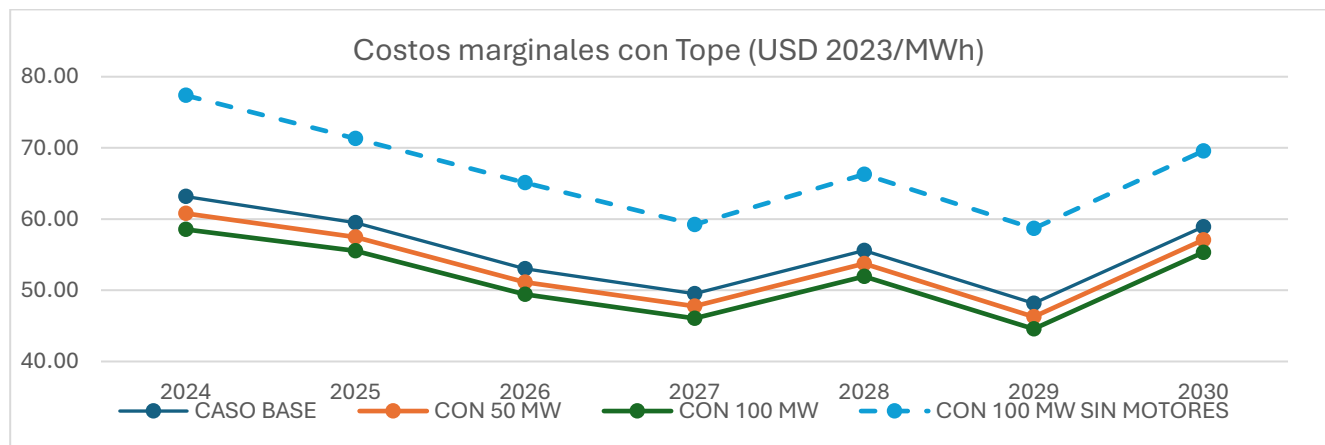
En esta sección se muestran los resultados que se seleccionan en la plantilla SimRes3.

5.1. Costos marginales

En la siguiente figura se muestran, para cada uno de los cuatro (4) casos que se corrieron, los precios spot del sistema (Costos marginales con tope de 250 USD/MWh).



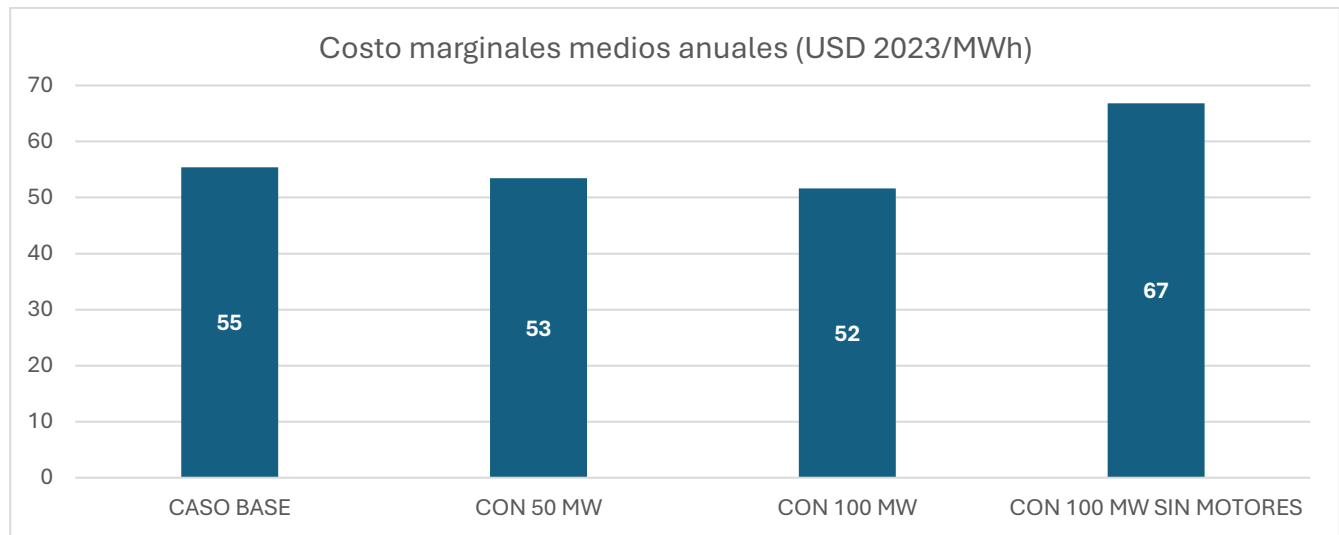
La figura muestra los valores semanales para el período 2024-2030. Allí no se pueden apreciar diferencias. Para evidenciar mejor las diferencias de costos marginales entre los casos, la figura siguiente muestra los valores medios anuales.



El Caso Base representa la situación sin agregar nueva capacidad al sistema, representa el escenario SIN el proyecto (curva azul). Cuando se agregan 50MW de potencia eólica adicionales los costos marginales bajan (curva naranja), ya que la generación eólica es generación “no despachable” de costo cero, que desplaza generación marginal más ineficiente (cara). Al agregar otros 50 MW adicionales (100MW en total) los costos marginales se reducen aún más (curva verde).

Finalmente, en el Caso CON 100 MW se quitan los motores de la central Montes del Plata. Esto tiene un alto impacto en los costos marginales, que suben sensiblemente, ya que la central que se retira sería una

planta térmica de las más eficientes de 100 MW, y deja como unidades marginales a otras térmicas con costos variables de generación altos. La curva celeste punteada en la figura de arriba muestra el efecto.

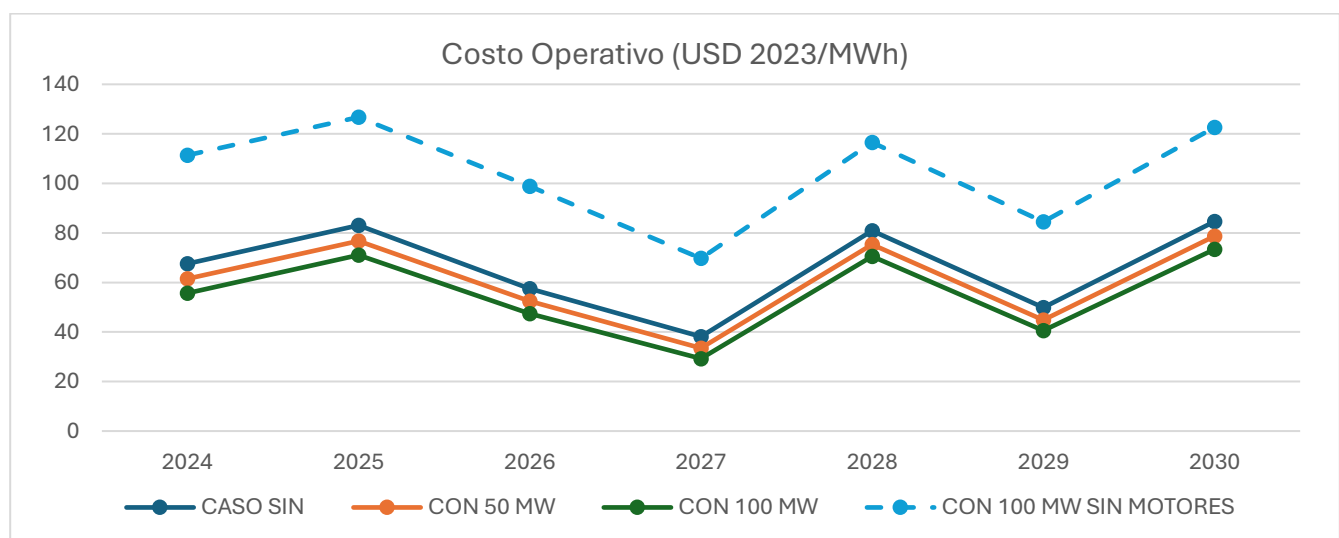


En términos medios en el Caso Base el costo marginal medio anual para el período 2024-2030 resulta de 55 USD/MWh,

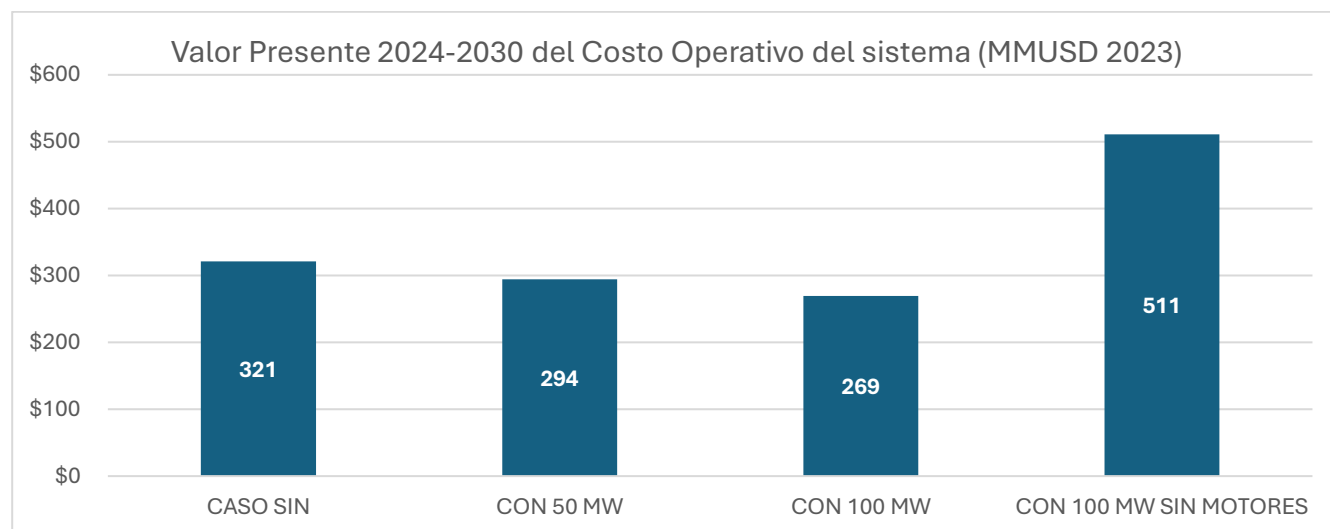
La introducción de generación eólica en un módulo de 50 MW reduce el costo marginal a 53 USD/MWh, en términos medios, mientras que el agregado de otros 50 MW adicionales de generación eólica lo reduce a 52 USD/MWh. En este último caso, si se retiran los motores de la central Montes del Plata el costo marginal medio anual se incrementa a 67 USD/MWh en el período simulado.

5.2. Costos Operativos

Los costos operativos que se analizan son los costos operativos variables. Es decir, costo de combustible, operación y mantenimiento variable y eventualmente el costo de falla. La figura siguiente muestra los valores de costos operativos del sistema para los cuatro casos analizados.



Para que los valores resultan más significativos se determinan los Valores Presente de los costos operativos para el período analizado (2024-2030) para los cuatro casos. Para el cálculo se empleó una tasa de descuento de referencia de 10%. La figura siguiente muestra los resultados.



Estos resultados son razonables ya que al tratarse de costos operativos variables (sin incluir costos fijos de inversiones y de operación y mantenimiento) es esperable que estos bajen cuando se incorporar generación eficiente y que suben cuando la generación eficiente se retira.

5.3. Beneficios para el sistema

a) Adición de 50MW y 100 MW

La incorporación de 50 MW de generación eólica reduce los costos marginales en 2 USD/MWh aprox, mientras que si se agregasen otros 50 MW (100MW en total) la reducción resulta en promedio en aproximadamente 4 USD/MWh por año. Por otra parte, el agregado de 50 MW eólicos reduce el costo operativo en 27 MMUSD (321MMUSD menos 294 MMUSD), mientras que 100 MW reduce el costo operativo en 52 MMUSD (321MMUSD menos 269 MMUSD). Siendo estos ahorros el beneficio para el sistema.

b) Cambio en el beneficio del Caso CON 100 MW si se retiran los motores de central Montes del Plata

En este escenario se produce un incremento de los costos marginales respecto del Caso CON 100 MW del orden de 15 USD/MWh, siendo el incremento de costos marginales respecto del Caso Base de unos 12 USD/MWh medios anual para el período simulado.

Por otro lado, los costos operativos se incrementan en 242 MMUSD respecto del Caso CON 100MW, siendo el incremento respecto del caso base de 190 MMUSD (511MMUSD menos 321MMUSD).

Por lo tanto, el beneficio que produce al sistema el agregado de 100 MW de generación eólica, se contra resta por la desconexión de la central Montes del Plata, generando un perjuicio para el sistema de 190 MMUSD, además de un incremento de los costos marginales.

5.4. Análisis de la precisión del método

La variable que se escoge para hacer el análisis de precisión es el Costo Total de abastecimiento del sistema CT (cdp+CF). Es decir, la suma de los costos operativos variables (cdp) más los costos fijos (CF). Los valores de esta variable se obtienen en los archivos SimCosto que se escriben en la carpeta “rundir” de SIMSEE. Allí se imprime un valor de Valor Presente (VP) de CT (cdp+CF) del período simulado para una tasa de descuento de 10% (un valor por cada crónica simulada, en este caso 1000 crónicas, entonces 1000 valores de VP).

Para estimar el número de crónicas a simular “N” para obtener un valor de la variable de objetivo “u” con un error ε en el rango de confianza “p” se aplica la siguiente fórmula:

$$N > \sigma_u^2 \left(\frac{z_{\alpha/2}}{\varepsilon} \right)^2 \quad (1)$$

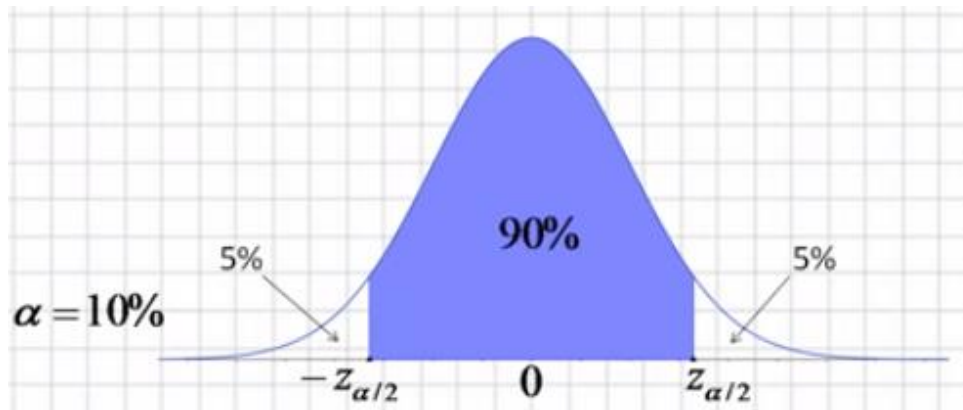
Donde:

N: Es el número de crónicas

σ_u^2 : Varianza de la variable analizada “u”

ε : valor máximo del error con que se desea conocer el valor de la variable analizada “u”

$z_{\alpha/2}$: es el valor para el cual el área de las colas de la distribución normal vale $(1-p/100)/2$, si $p=0.90$ entonces las áreas de las colas resultan 0.05 (5%), $\alpha=10\%$. Ver figura siguiente.



El valor $z_{\alpha/2}$ correspondiente a un intervalo de confianza del 90% en una distribución normal estándar es igual 1.64485.

Por lo tanto, si $p = 90\% \rightarrow z_{\alpha/2} = 1.64485$ y $\varepsilon = 3\%$. En este punto sólo falta conocer el valor de la varianza de la variable: Costo Total.

Normalización de la variable analizada (Costo Total)

En la **Corrida CON 50 MW** el valor presente del Costo Total de las 1000 muestras varía entre 3,783MMUSD y 5,883MMUSD. Para aplicar la fórmula (1) la muestra de 1000 valores se normaliza para que la variable varíe entre 0 y 1.

Para normalizar la muestra simplemente a cada valor de la muestra se le resta el mínimo y al resultado se lo divide por el máximo menos el Mínimo. Como se indica a continuación:

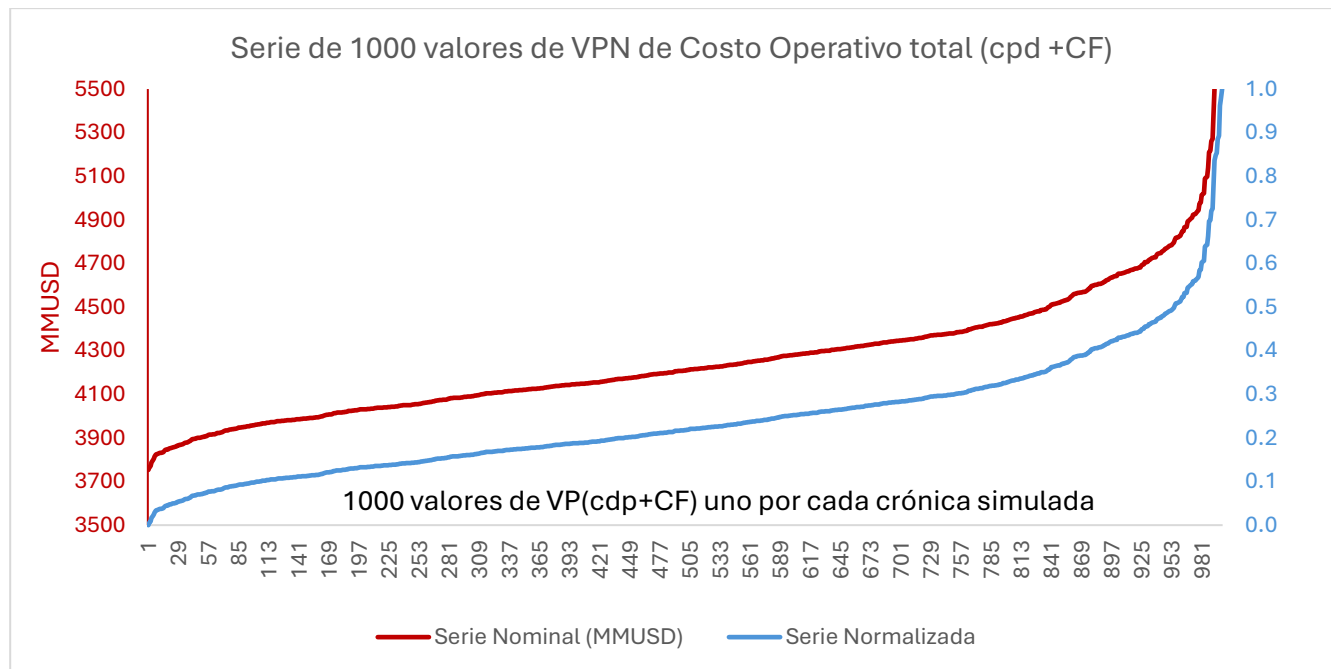
$$y = \frac{x - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}}$$

donde:

- x es el valor original,
- $x_{\min}$ es el valor mínimo de la muestra original
- $x_{\max}$ es el valor máximo de la muestra original
- y es el valor transformado.

Esta transformación no afecta la varianza relativa de los datos. Aunque los valores absolutos de la varianza cambiarán, la relación entre las varianzas de diferentes conjuntos de datos normalizados será la misma que la de los conjuntos originales. Esto se debe a que la transformación es lineal y la varianza es una medida de dispersión relativa que se escala de manera proporcional.

La siguiente figura muestra las curvas de 1000 valores de Valor Presente (del período simulado 2024-2030), de los Costos Totales (cdp + CF). La figura muestra la serie nominal en MMUSD y la serie normalizada para emplear en el cálculo del valor N.



La varianza de la muestra normalizada resulta 0.0191, entonces, aplicando la fórmula (1), el número mínimo de crónicas a simular “N” para que el error sea como máximo 3% con un rango de confianza de 90% es $0.0191 \times (1.64485/0.03)^2 = 57$ crónicas.

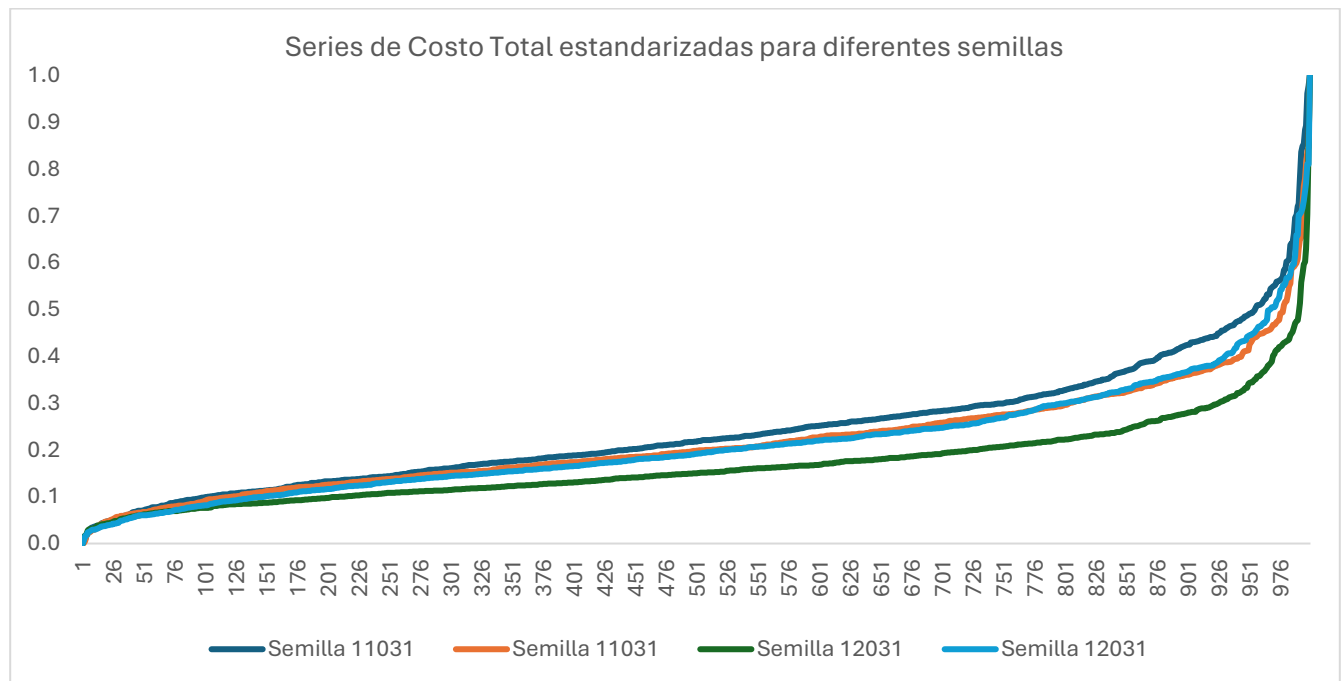
Análisis de cambio de semilla

Todos los casos estudiados se simularon con la semilla 10031 para generar la secuencia de números aleatorios entre 0 y 1 para definir las indisponibilidades de generadores.

En esta sección se observa el efecto que tiene en los resultados el cambio de la semilla. A los efectos prácticos el análisis se realiza sólo sobre el **Caso CON 50 MW**. Para ello se simula este caso para diferentes semillas y se obtiene para cada caso el valor de N y los valores de Costo Total para comparar con los resultados obtenidos con la semilla inicial (10031).

Se emplean 3 semillas adicionales diferentes. Dato que la cantidad de crónicas simuladas es 1000 las semillas que se escogen son: 11031, 12031 y 13031, para evitar la superposición de los números aleatorios que se generan con cada semilla.

La siguiente figura muestra las series ya estandarizadas de Valores Presente de CT (cdp+CF) para las semillas escogidas.



Aplicando la fórmula (1) a cada serie, y considerando las mismas condiciones de error y rango de confianza requerido, se obtiene tres (3) valores de N diferentes, uno para cada semilla, como se muestra a continuación:

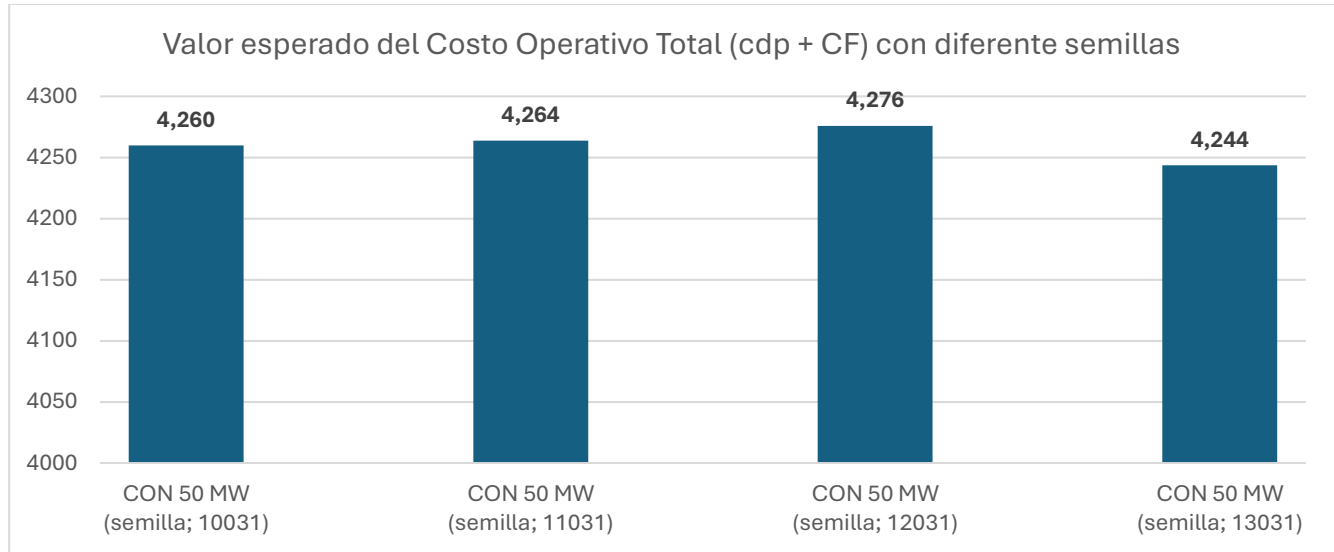
Semilla 11031: $N > 42$

Semilla 12031: $N > 27$

Semilla 13031: $N > 47$

Siendo el valor de $N > 57$ para la semilla original 10031.

Por otra parte, la variación en los valores esperados de Costo Total (del Caso CON 50 MW) obtenidos para las diferentes semillas es insignificante resultando inferior al 0.4%.



6. Conclusiones

De análisis de los resultados obtenidos mediante simulación se pueden extraer las siguientes conclusiones:

La incorporación de 50 MW de potencia eólica produce un beneficio para el sistema que se refleja en dos aspectos: Por un lado, reduce los costos marginales de la energía (que luego se trasladan a las tarifas de usuarios finales). Por otro lado, produce un beneficio para la sociedad en general, al reducir el costo total de abastecimiento de la demanda, a través de la reducción del consumo (costos) de combustible y de los costos variables de operación y mantenimiento, y eventualmente también de falla.

- La adición de 50 MW eólicos en el sistema eléctrico uruguayo reduce, en términos medios, los costos marginales en un 4% durante el período simulado, mientras que si se agregan otros 50 MW adicionales dicha reducción alcanza a un 5.4%.
- Por otra parte, 50 MW eólicos reducen el VP del costo operativo del sistema en 27 MMUSD durante el período simulado. Esto representa una reducción de costos operativos respecto del Caso Base de 9%, mientras que 100 MW produce una reducción de 52 MMUSD, lo que representa una reducción de 16% respecto del Caso Base.

El máximo beneficio, como era de esperar, lo produce el agregado de 100 MW, pero si en ese escenario se retiran los motores de la central Montes del Plata (100 MW) la reducción de costos marginales que producía el agregado de 100 MW eólicos, y la reducción de costos operativos, es sobre compensado por el aumento de los costos marginales y del costo operativo que produce el retiro de generación térmica eficiente. En este escenario resulta un perjuicio para el sistema, respecto del Caso Base de 190 MMUSD, y un incremento de costos marginales de un 22% (pasando de 55 USD/MWh en el Caso Base a 67 USD/MWh en el Caso CON 100 MW y SIN central Montes del Plata).

Análisis de precisión

Para obtener resultados con un nivel de error inferior a 3% y con un rango de confianza de 90%, la cantidad de crónicas aleatorias a simular debería ser mayor a 57 crónicas.

Empelando cambio de semilla en la simulación del Caso CON 50 MW se observa que los valores mínimos de N , para garantizar un error inferior a 3% con un rango de confianza de 90%, varían entre 27 y 57 crónicas. Por lo tanto, como la simulación se realizó con 1000 crónicas, la precisión de los resultados obtenidos está ampliamente garantizada para el error y rango de confianza especificados.