

Diseño óptimo ERNC sistema Aislado

Autores: Facundo Gil, Franco Tobias, Lorgio Riva

Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING.

Trabajo final curso SimSEE

Montevideo - Uruguay.

02/08/2025

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 presente trabajo tiene por objetivo dimensionar sistemas de abastecimiento de energía eléctrica basados en energías renovables no convencionales y almacenamiento en baterías, para una demanda dada. Se considera un costo de falla de 600 USD/MWh, valor que contempla la generación de respaldo mediante moto-generadores a gasoil, incluyendo costos de transporte y almacenamiento del combustible. Asimismo, se adoptan costos fijos de energía puesta a disposición de 40 USD/MWh tanto para la energía eólica como para la energía solar.

Se procederá al diseño y dimensionamiento de tres configuraciones de sistema:

1. Eólico con almacenamiento en baterías.
2. Solar fotovoltaico con almacenamiento en baterías.
3. Combinación de eólico, solar fotovoltaico y almacenamiento en baterías.

Como curva de demanda se empleará la demanda horaria de Uruguay, escalada a un consumo anual de 650 GWh, a los efectos de representar de forma adecuada un perfil de carga representativo para el análisis de desempeño técnico y económico de las distintas configuraciones.

2. Hipótesis de modelado general

Se creó una sala en la plataforma **SimSEE** que representa un nodo con una demanda anual de 650 GWh y un costo de falla de 600 \$/MWh. La demanda fue generada a partir del archivo denominado

"añobase.bin", utilizado en el curso, y posteriormente escalada hasta alcanzar los 650 GWh anuales, con el objetivo de ver el sistema en cuestión y su exigencia energética.

En dicho nodo se instaló generación **solar** y **eólica**, junto con un sistema de **baterías** para almacenamiento de energía. La variabilidad de los recursos renovables fue modelada mediante **modelos CEGH**, calibrados a partir de datos históricos obtenidos de la plataforma **Copernicus**. Estos modelos permiten simular series horarias de viento, temperatura e irradiancia.

3. Metodología

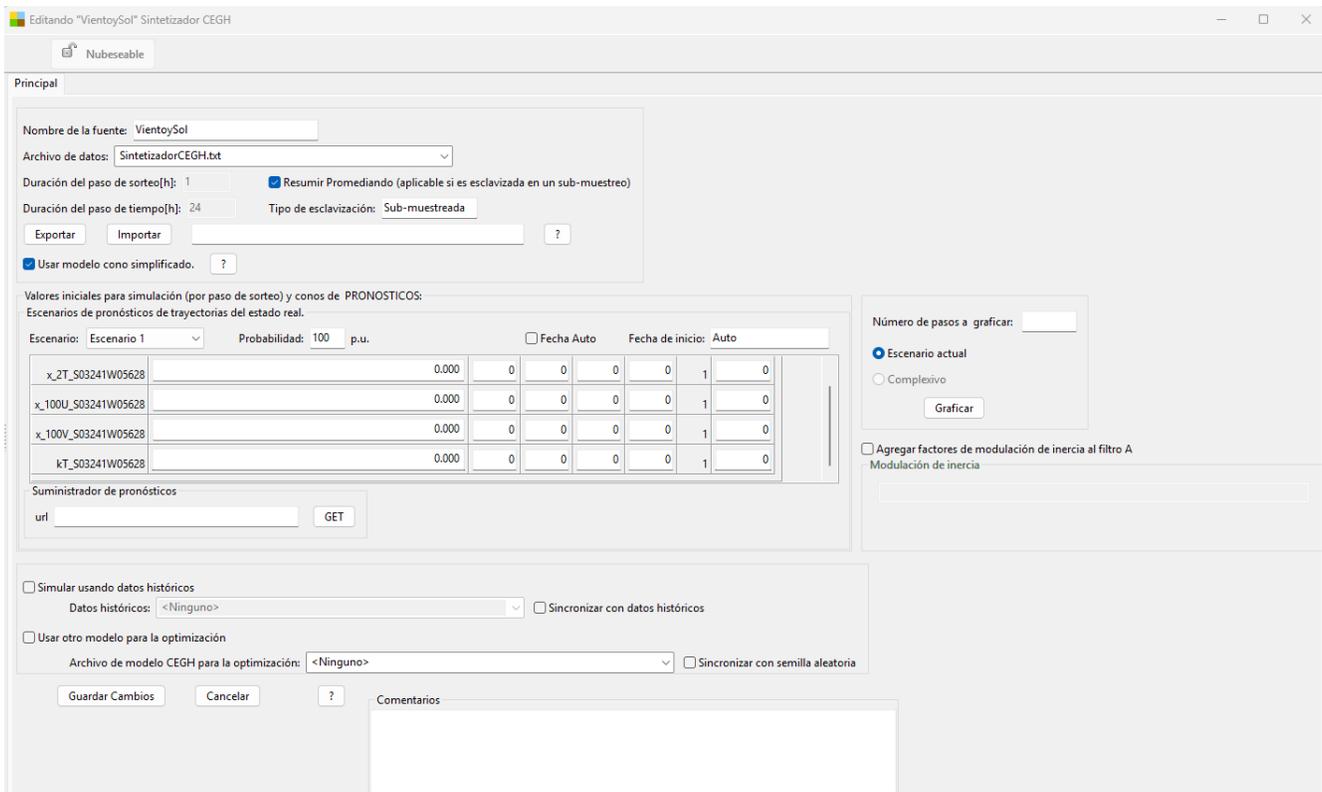
Para la realización del presente estudio se utilizó el software SimSEE.

A tales efectos, se preparó una sala de simulación específica en SimSEE, en la cual se incorporó un conjunto de actores, fuentes y planillas. De esta manera, se logró disponer de un entorno de simulación que permite optimizar y analizar con rigor técnico las diferentes configuraciones del sistema de abastecimiento basadas en energías renovables no convencionales y almacenamiento en baterías, de acuerdo a la demanda considerada.

3.1. Fuentes

Para el modelado de las fuentes de energía renovable se descargaron, desde la plataforma Climate Data Store (Copernicus), los datos necesarios de viento, irradiancia y temperatura, con el objetivo de representar de forma adecuada tanto la generación eólica como la generación solar fotovoltaica en el estudio. Se utilizaron registros horarios de dichas variables, asegurando una adecuada representación de las condiciones locales y de la variabilidad temporal de los recursos renovables.

Para la creación de los modelos de generación correspondientes en SimSEE, se utilizó la herramienta `AnalisisSerial`, a partir de la cual se generaron los modelos CEGH necesarios para cada fuente de energía renovable considerada.



Editando "VientoySol" Sintetizador CEGH
 Nubeseable

Principal
 Nombre de la fuente: VientoySol
 Archivo de datos: SintetizadorCEGH.txt
 Duración del paso de sorteo[h]: 1 Resumir Promediando (aplicable si es esclavizada en un sub-muestreo)
 Duración del paso de tiempo[h]: 24 Tipo de esclavización: Sub-muestreada

 Usar modelo como simplificado.

Valores iniciales para simulación (por paso de sorteo) y conos de PRONOSTICOS:
 Escenarios de pronósticos de trayectorias del estado real.
 Escenario: Escenario 1 Probabilidad: 100 p.u. Fecha Auto Fecha de inicio: Auto

| | | | | | | | |
|---------------------|-------|---|---|---|---|---|---|
| x_2T_S03241W05628 | 0.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| x_100U_S03241W05628 | 0.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| x_100V_S03241W05628 | 0.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |
| KT_S03241W05628 | 0.000 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 0 |

Suministrador de pronósticos
 url

Simular usando datos históricos
 Datos históricos: <Ninguno> Sincronizar con datos históricos
 Usar otro modelo para la optimización
 Archivo de modelo CEGH para la optimización: <Ninguno> Sincronizar con semilla aleatoria

 Comentarios

Número de pasos a graficar:
 Escenario actual
 Complejivo
 Agregar factores de modulación de inercia al filtro A
 Modulación de inercia

3.2. Actores

En el entorno de simulación preparado en SimSEE, se incorporaron los siguientes actores para representar la red eléctrica y las tecnologías a estudiar:

- Red eléctrica: nodo denominado `NodoUy`.
- Demandas: demanda horaria de Uruguay escalada a un consumo anual de 650 GWh.
- Eólicas: parque eólico denominado `parque_eolico_vxy`.
- Solar fotovoltaica: generador solar fotovoltaico `PV`.
- Internacional y otras: almacenamiento distribuido en baterías (DBESS).

Demanda

La demanda horaria es la utilizada en el curso, representativa del sistema uruguayo en el año 2013, asegurando la representatividad del perfil de carga horario del sistema eléctrico uruguayo. Dichos datos fueron debidamente procesados y escalados para alcanzar un consumo anual de 650 GWh.

Asimismo, se incorporó un escalón de falla con un costo de 600 USD/MWh, representando el costo de generación de respaldo mediante moto-generadores a gasoil.

Editando "DemTot" Demanda generada a partir de un año base y vector de energías anuales

Nubeseable

Nombre: DemTot
 Nodo: NodoUy
 Latitud: -32.5
 Longitud: -56.5

Componente aleatoria
 Fuente [p.u. de la demanda]: <Ninguna> Sumar ruido
 Borne:

Archivo de demanda base detallada
 dem-giga-final.bin
 Demandas: (Demanda en el Año Base [GWh] = 0.6 en 365 días, = 0.6 en 366 días)

Demanda anual
 Primer año: 2026 Último año: 2029

| Año | [GWh] |
|------|-------|
| 2026 | 650 |
| 2027 | 650 |
| 2028 | 650 |
| 2029 | 650 |

Escalones de falla
 Número de escalones: 1 Permitir Racionamiento Preventivo en Simulación

| Escalón | Profundidad[p.u.] | Costo[USD/MWh] |
|---------|-------------------|----------------|
| | 1 | 600 |

Índice multiplicador de costos de falla: <Ninguna>
 Borne:

Participa del control de riesgo
 Factor de reserva [pu]: 0
 Prioridad Spot: 0
 Sumar para postizar.

Comentarios

Eólica

Se configuró un parque eólico utilizando aerogeneradores de 1.8 MW. La cantidad de unidades se ajustó en función de los requerimientos específicos de cada caso de estudio. De igual manera, se asignó al parque la fuente de viento correspondiente.

Editando "GEol" Parque eólico_vxy

Nubeseable

Nombre: GEol

Latitud: -32.5 [GoogleMaps](#)

Longitud: -56.5

Nodo: NodoUy

Restar para postizar Calcular Gradiente de Inversión.

Potencia autorizada [MW]: 1E20

Aerogenerador

Factor de disponibilidad [p.u.]: 0.9

Tiempo medio de reparación [h]: 96 [Editar Curva Velocidad-Potencia](#)

Velocidad de arranque [m/s]: 3 [Editar Unidades Disponibles](#)

Velocidad máxima [m/s]: 25

Pagos al generador [USD/MWh]

Por energía entregada: 0

Por disponibilidad: 40

Disponibilidad Central

Emisiones CO2

Ton-CO2/MWh: 0

Clean Development Mechanism

Low Cost Must Run

Fuente de vientos

Fuente de velocidad de viento: VientoySol Atención. Sólo se puede seleccionar fuentes con paso de sorteo horario.

Borne_vx: x_100U_S03241W05628

Borne_vy: x_100V_S03241W05628

Escalado velocidad 3 tramos

Alfa: 1 Alfa: 1 Alfa: 1

v1[m/s]: 1000 v2[m/s]: 1000

Factores direccionales de la velocidad del viento

[Exportar .ods](#) [Importar .ods](#)

| Dirección | N | NNE | NE | ENE | E | ESE | SE | SSE | S | SSO | SO | OSO | O | ONO | NO | NNO |
|----------------------------|---|-----|----|-----|---|-----|----|-----|---|-----|----|-----|---|-----|----|-----|
| factores de pérdidas[p.u.] | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |

Índice de precios

Fuente: <Ninguna>

Borne:

Comentarios

[Guardar](#) [Cancelar](#)

Solar

Configuración de generador solar fotovoltaico según valores predefinidos por SimSEE.

Editando "GSol" Generador Solar PV

Nubeseable

Nombre del Generador: GSol

Asignado al Nodo: NodoUy

Índice de claridad KT (debe ser una fuente de paso horario)

Fuente Kt: VientoySol Borne: kT_S03241W05628

Parámetros dinámicos

[Agregar Nueva Ficha](#) [Ver Periodicidad Expandida](#) [Exportar->ODS](#) [Importar<-ODS](#)

| Fecha de Inicio | Información adicional | Periodica? | Capa | | | |
|-----------------|------------------------|------------|------|--|--|--|
| Auto | PMáx= 300 MW, fd= 0... | NO | 0 | | | |

Restar para postizar.

Calcular Gradiente de Inversión.

Emisiones CO2

Ton-CO2/MWh: 0

Low Cost Must Run

Clean Development Mechanism

Ubicación

Latitud: -32.5

Longitud: -56.5 [GoogleMaps](#)

[Editar Unidades Disponibles](#)

[Editar Forzamientos](#)

Disponibilidad Central

Índice de pagos

Fuente: <Ninguna>

Borne:

Fuente de temperatura

Fuente: VientoySol

Borne: x_2T_S03241W05628 Referencia [°C]: 18

Comentarios

[Guardar Cambios](#) [Cancelar](#)

Editar ficha de "GSol" Generador Solar PV

Fecha: (dd/MM/yyyy hh:nn) Capa:

Periódica?

Potencia autorizada [MW]:

Inclinación [*DEG]: Azimuth [*DEG]:

Reflectividad del suelo [p.u.]:

Factor de pérdidas [pu]:

Reducción de rendimiento por temperatura [p.u./°C] (*)
 (*) Solo aplica si no se seleccionó modelo "rt"

Parámetros de cada módulo (Paneles + Inversor)

PPico@1000 W/m2 [MW]: Potencia máxima del inversor [MW]:

Disponibilidad [p.u.]: Tiempo de reparación [horas]:

Reactiva

QMin [MVAR]: QMax [MVAR]:

Pagos (no considerados en el despacho) ?

Por energía entregada [\$/MWh]:

Por disponible [\$/MW-h]:

$P = a0*r + a1*T + a2*r^2 + a3*r*T + a4*T^2 + a5$

Usar modelo rt

Modo seguimiento

Ninguno

Eje horizontal simple lineal

Eje horizontal simple óptimo

Inclinación máxima [*DEG]:

Baterías

Para el almacenamiento en baterías, se consideró una discretización en 10 estados de carga, con potencias máximas de carga y descarga equivalentes al 25% del total almacenable.

Editando "DBESS" Almacenamiento Distribuido en Baterías (DBESS)

Nubeseable

Nombre:

Nodo:

Estado

Energía almacenada inicial [MWh]:

N° de discretizaciones del estado: Agregar estado en CF(X)

Fichas

| Fecha de Inicio | Información adicional | Periodica? | Capa | | | |
|-----------------|-------------------------|------------|------|--|--|--|
| Auto | CapacidadMaxima= 400... | NO | 0 | | | |

Índice de precios

Fuente:

Borne:

Comentarios

Editar ficha de "DBESS" Almacenamiento Distribuido en Baterías (DBESS)
— □ ×

Fecha:
Capa:

Periódica?

Parámetros de una unidad del banco de baterías.

Capacidad máxima [MWh]:

Potencia máxima de descarga [MW]:

Rendimiento de descarga [p.u.]:

Potencia máxima de carga [MW]:

Rendimiento de carga [p.u.]:

Disponibilidad fortuita [p.u.]:

Tiempo medio de reparación [h]:

Auto-descarga 90% [días]:

QMin [MVAR]: QMax [MVAR]:

Costos/Remuneración

Pago por disponibilidad [USD/MWh-h]:

Pago por energía intercambiada [USD/MWh]:

Considerar para Despacho

Parámetros para cálculo

CAPEX+ OPEX [USD/kWh]: Vida útil [años]:

Tasa de descuento [p.u.]: Ciclos por año:

Factor Pago Disp.: Factor pago E.I.:

Recalcular pagos

Comentario

Inercia, estatismo y AGC

Constante de Inercia H [s]:

Estatismo [%]:

AGC dPInc/min [%/min]:

AGC dPDec/min [%/min]:

Participa del AGC

3.3. SimRes3

Para el análisis de resultados se empleó SimRes3, herramienta fundamental de la plataforma SimSEE orientada al postprocesamiento de simulaciones. Esta aplicación permite realizar un análisis estadístico y detallado del comportamiento del sistema eléctrico, incluso en escenarios con múltiples crónicas.

Se consideraron tanto una sala horaria como una sala diaria con ocho postes.

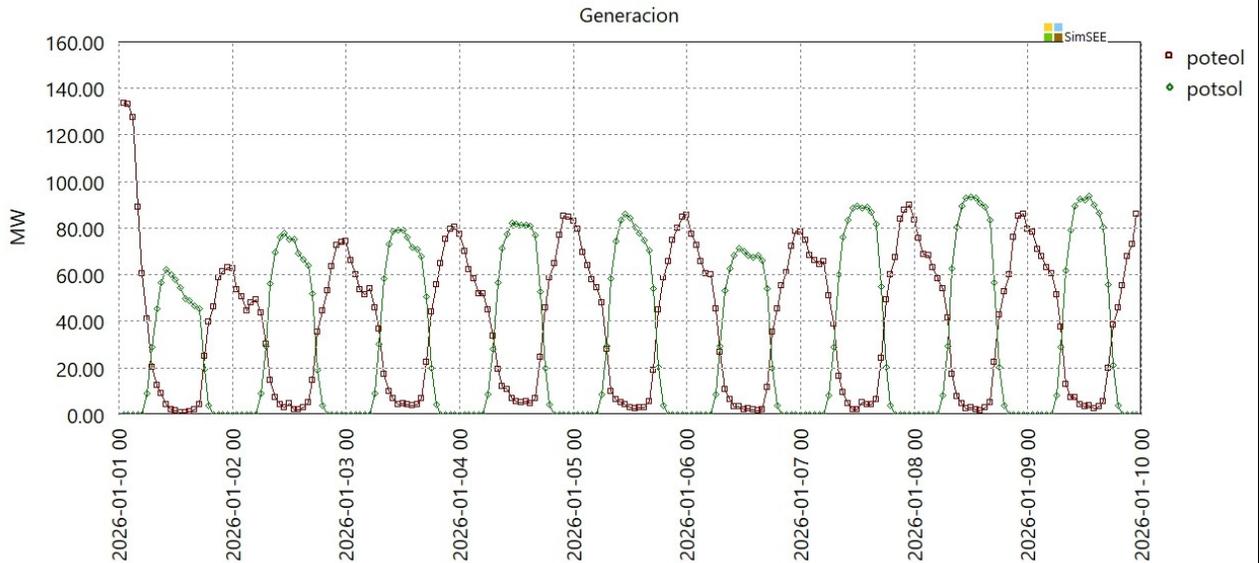
Capacidades de SimRes3

SimRes3 opera sobre Variables Crónicas, que almacenan los valores de una variable para cada crónica y en cada poste de tiempo. Estas se construyen a partir de Índices, que extraen magnitudes específicas exportadas por los Actores.

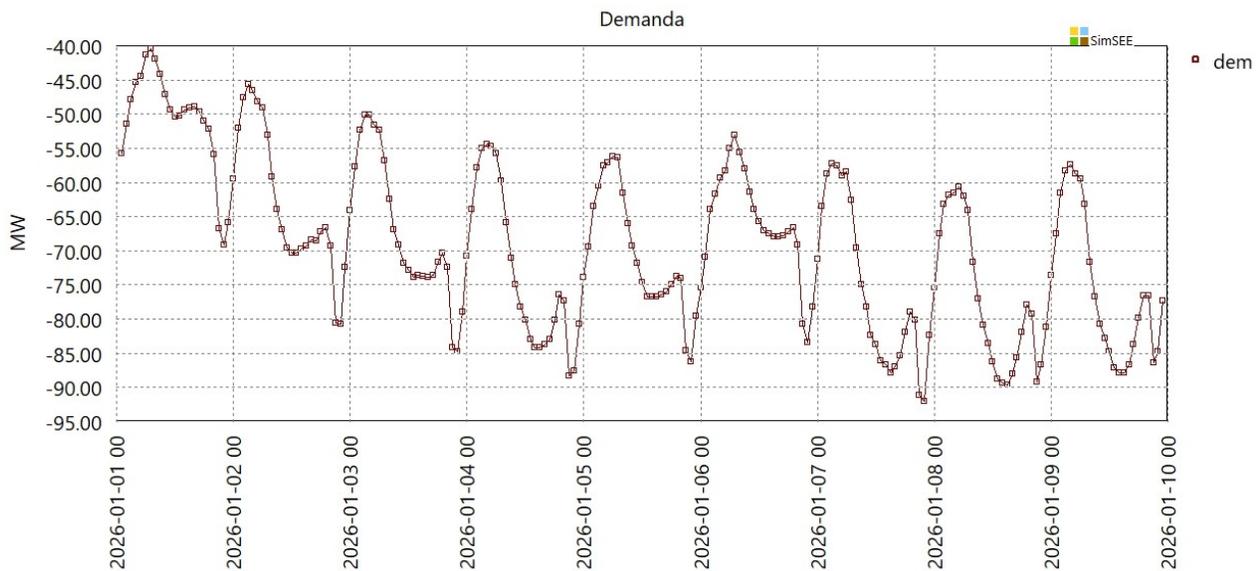
- **Operaciones Crónicas:**
 - SumaProductoConDurpos
 - PromedioPonderadoPorDurpos
 - Suma_m, Promedio_m
- **Post Operaciones:**
 - CambioPasoDeTiempo
 - CompararValoresMultiplesCronVars

3.4. Sala horaria

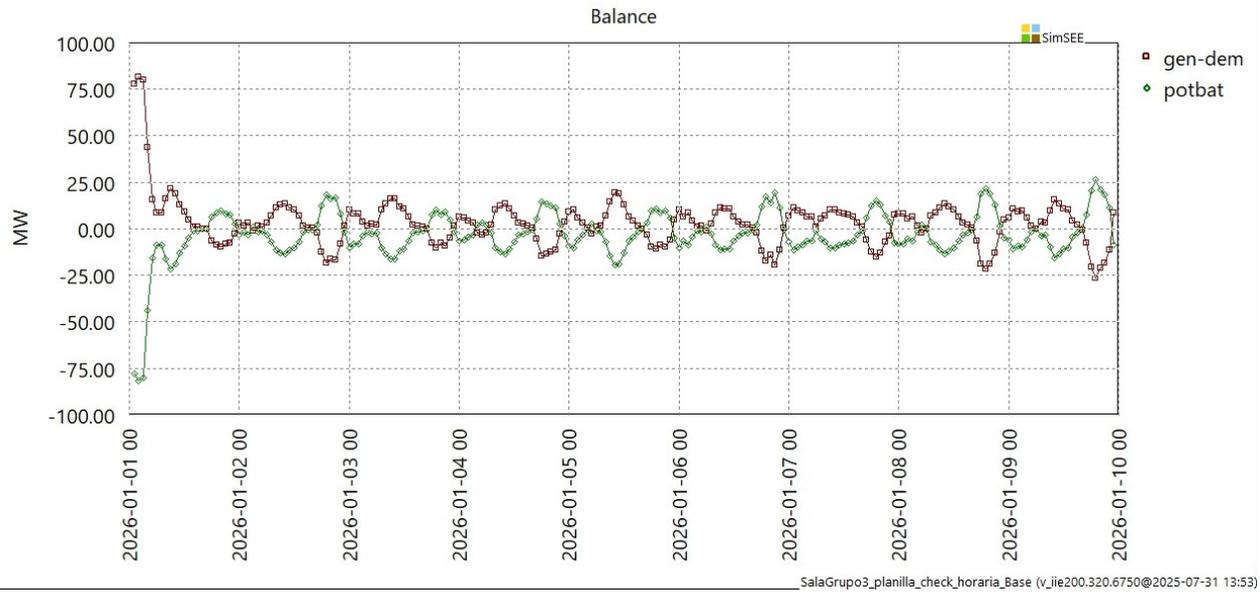
Se empleó para analizar el comportamiento detallado del sistema a corto plazo, permitiendo verificar la consistencia de variables como la demanda, la generación, la carga y descarga de baterías, el despacho, CMG y la potencia de falla. Este análisis fue esencial para validar los resultados y comprender su lógica interna.



SalaGrupo3_planilla_check_horaria_Base (v_iie200.320.6750@2025-07-31 13:53)



SalaGrupo3_planilla_check_horaria_Base (v_iie200.320.6750@2025-07-31 13:53)



3.5. Sala diaria

Se utilizó para evaluar el comportamiento a largo plazo, en particular observando el gradiente de inversión y la variabilidad del sistema. Al subdividir cada paso diario en 8 postes iguales, se logra una mejor representación del balance energético intradiario sin requerir la carga computacional de una simulación completamente horaria. No se consideraron los postes diarios típicos (2,6,6,10) utilizados para la demanda, pues estos no reflejan de forma coherente la carga y descarga de la batería ni la radiación solar diaria.

4. Dimensionamiento

Para determinar el tamaño óptimo de cada tecnología, se utiliza el *Gradiente de Inversión* (GI), una herramienta que permite evaluar si conviene seguir invirtiendo en una determinada tecnología a partir del beneficio que aporta al sistema.

Fórmula del GI

El GI se calcula mediante la siguiente expresión:

$$GI = (BPS - PP - PE) / PP$$

donde:

- **BPS** es el *beneficio por sustitución* (en USD/MWh), es decir, el ahorro que aporta la tecnología al desplazar generación más costosa. Se calcula como:

$$BPS = E_{gen} \times (C_{mg} - C_v)$$
- **PP** es el *pago por potencia*:

$$PP = E_{disp} \times \text{PagoDisp}$$

- **PE** es el *pago por energía*:
PE = Egen × PagoEnergía

Interpretación del GI

- Si **GI** > 0, todavía conviene seguir invirtiendo.
- Si **GI** = 0, se alcanza el punto de equilibrio económico.
- Si **GI** < 0, agregar más capacidad no aporta beneficio neto.

Aplicación práctica

En la práctica, se simula el sistema con una determinada capacidad de la tecnología. A partir de los resultados, se usa el índice *GradInv* para obtener el GI en cada paso.

- Si el valor es positivo, se prueba una capacidad mayor.
- Este proceso se repite hasta que el GI se acerque a cero.

Cuando el GI se aproxima a cero (idealmente, es cero y horizontal durante todo el período), se considera que se ha alcanzado la **potencia instalada óptima** de esa tecnología.

Este método permite tomar decisiones de inversión con base económica, considerando el rol real de la tecnología dentro del sistema eléctrico simulado.

4.2. Evaluación de costos

La evaluación de los costos operativos y del riesgo asociado a la operación del sistema se realizó a partir de indicadores generados por la plataforma **SimSEE**.

Estas métricas se obtienen como salida directa de las simulaciones y permiten caracterizar el desempeño del sistema en términos económicos y de riesgo.

Los principales indicadores utilizados fueron los siguientes:

- **CF_VE [MUSD]**: corresponde al *Costo Futuro* esperado. Representa el valor presente esperado del costo total de operación del sistema desde un determinado estado y paso de tiempo, bajo una política de operación dada. Se calcula mediante programación dinámica estocástica y constituye el criterio de optimización en ausencia de aversión al riesgo.
- **CF_VaR(5%) [MUSD]**: corresponde al *Value at Risk* al 5%, que indica el nivel de costo que se supera con una probabilidad del 5%. Este indicador permite identificar el umbral de riesgo económico en escenarios desfavorables.
- **CF_CVaR(5%) [MUSD]**: representa el *Conditional Value at Risk* al 5%, es decir, el valor esperado del costo futuro en el 5% de los escenarios más costosos. Se utiliza para capturar de forma más robusta la exposición al riesgo.
- **cdp_VE [MUSD]**: indica el *Costo Directo del Paso* esperado, correspondiente a los costos operativos incurridos en el paso actual de la simulación. Incluye los costos variables y los costos asociados a falla.

Todas estas métricas se expresan en **millones de dólares estadounidenses (MUSD)** y se obtienen a partir del procesamiento de múltiples crónicas simuladas, que representan distintas trayectorias posibles de las variables estocásticas del sistema.

5. Casos simulados y resultados del estudio

En este estudio se abastece una demanda anual de **650 GWh**.

Suponiendo pérdidas por carga y descarga de batería, se considera un total de **722 GWh** ($650 / 0.9$).

Esto implica una demanda promedio de **82.44 MWh** de consumo por hora.

Se considera un **factor de planta solar de 17 %** y **eólico de 35 %**.

Las combinaciones utilizadas de potencia instalada, junto con una batería de **500 MWh de almacenamiento** y **125 MWh de carga/descarga**, son las siguientes:

| | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
|------------------|---------------|---------------|---------------|
| Psol (MW) | 0 | 485 | 243 |
| Peol (MW) | 236 | 0 | 118 |
| Pbat (MW) | 500 | 500 | 500 |

En las gráficas de a continuación se observa el valor acumulado del GI desde el inicio hasta el final del período considerado (2026 a 2036). La pendiente promedio de dicha curva representa el valor del GI correspondiente al último megavatio instalado. En este contexto, lo que debería tender a cero es el valor final acumulado de la curva para obtener un correcto dimensionamiento.

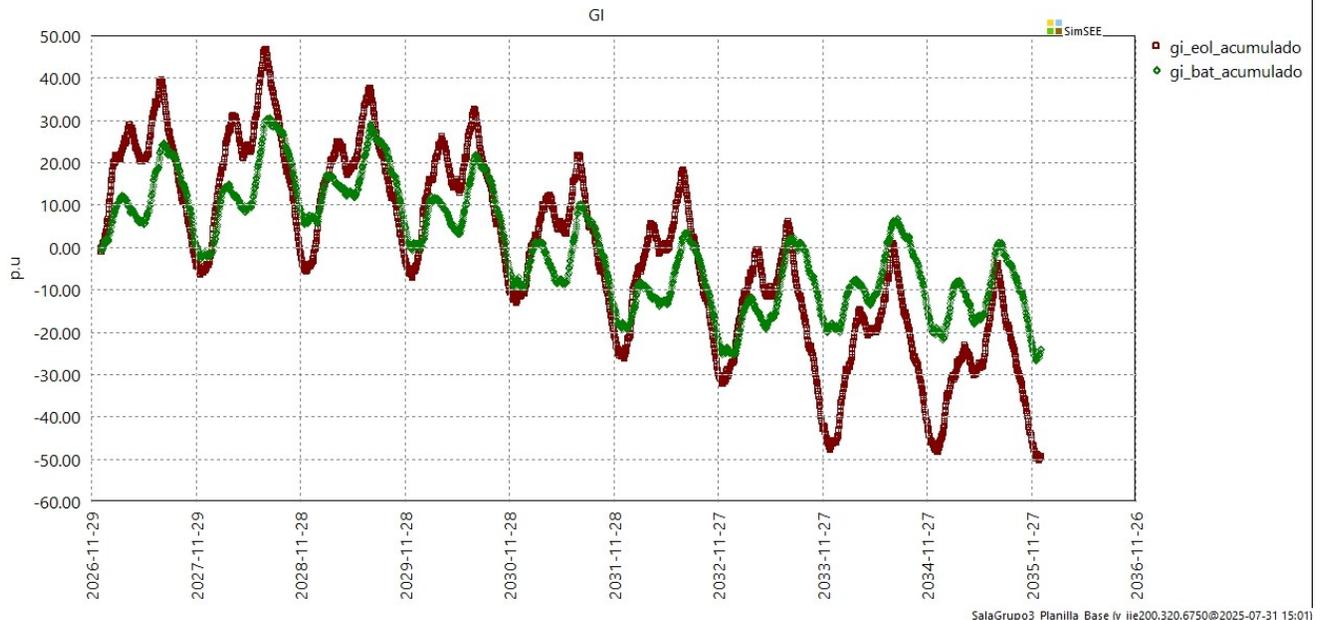
Dado que el perfil de todos los años es idéntico, las curvas acumuladas deberían aproximarse a ser horizontales. No obstante, es razonable que conserven cierto rizado anual.

A modo ilustrativo, si al finalizar el período la curva correspondiente a la tecnología solar alcanza un valor acumulado de -100 p.u. luego de 9 años, ello representa una pérdida aproximada del 3%. Es decir, por cada dólar de costo fijo, se estaría perdiendo 0,03 dólares en el último megavatio instalado. Este nivel de pérdida puede considerarse aceptable, teniendo en cuenta que la instalación de potencia se realiza en bloques discretos.

5.1. Eólico + Batería

Para el caso eólico + batería se tomó como punto de partida el *caso 1*, y se iteró hasta llegar a los gradientes de inversión (GI) mostrados en la figura correspondiente.

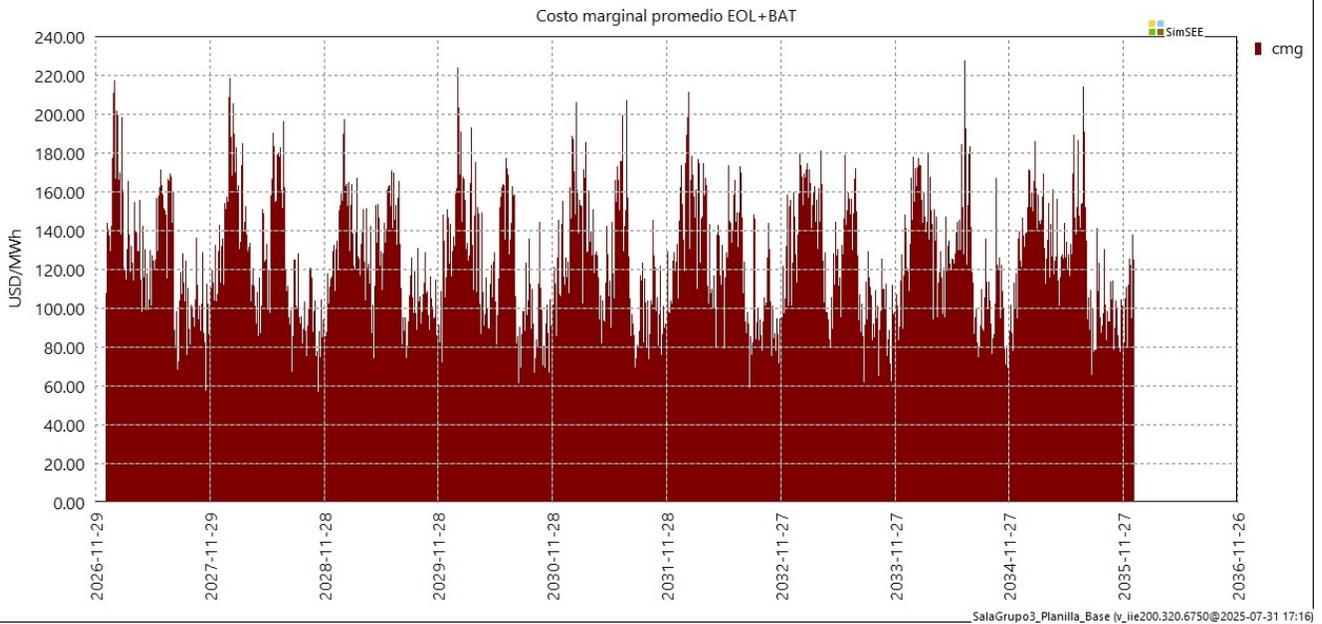
En este caso se logró con la instalación de **1368 MW de eólica** y **518 MW de batería**.



Los valores obtenidos en la simulación se muestran en el cuadro:

| Indicador | Valor [MUSD] |
|-------------|--------------|
| CF_VE | 1093.85 |
| CF_VaR(5%) | 1113.41 |
| CF_CVaR(5%) | 783.80 |
| cdp_VE | 1067.70 |

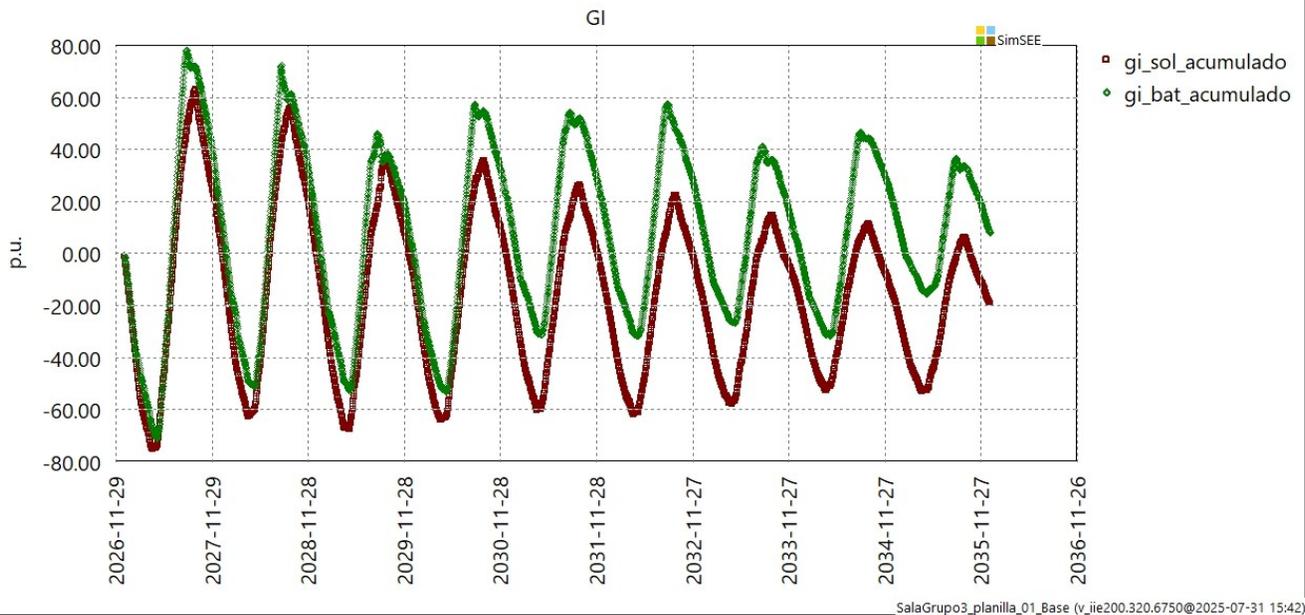
Como dato a comparar con los demás escenarios se grafica el cgm del periodo



5.2. Solar + Batería

Para el caso solar + batería se tomó como punto de partida el *caso 2*, y se iteró hasta llegar a los gradientes de inversión (GI) mostrados en la figura correspondiente.

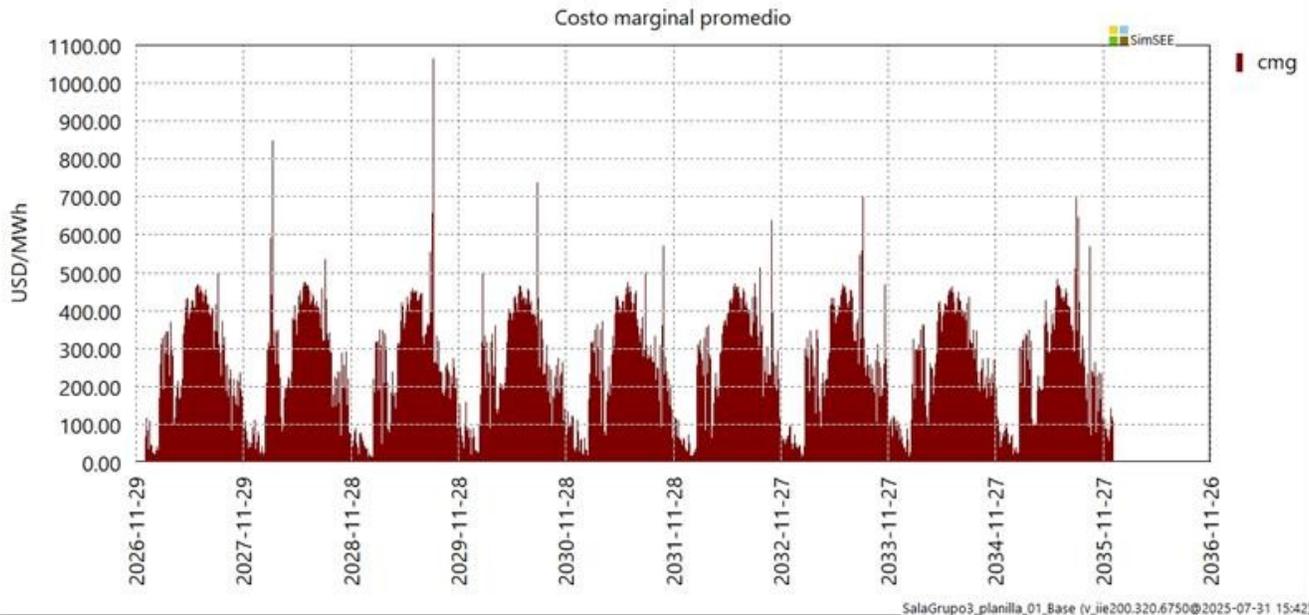
En este caso se logró con la instalación de **735 MW de solar** y **1310 MWh de batería**.



Los resultados en cuanto a los indicadores económicos son:

| Indicador | Valor [MUSD] |
|-------------|--------------|
| CF_VE | 973.54 |
| CF_VaR(5%) | 989.96 |
| CF_CVaR(5%) | 990.76 |
| cdp_VE | 956.23 |

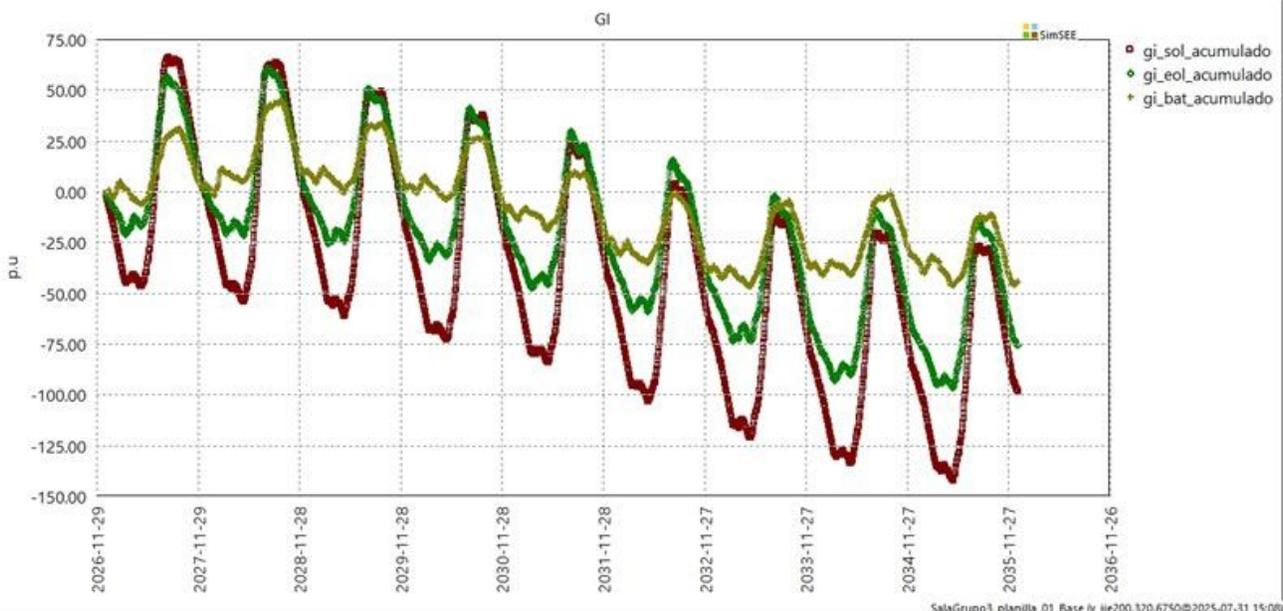
Se puede observar también que aún cuando se minimizo el gradiente de inversión y se instaló una cantidad considerable de potencia en el sistema, en algunos casos, aun hay fallas (cmg >600 USD/MWh)



5.3. Combinación Eólico + Solar + Batería

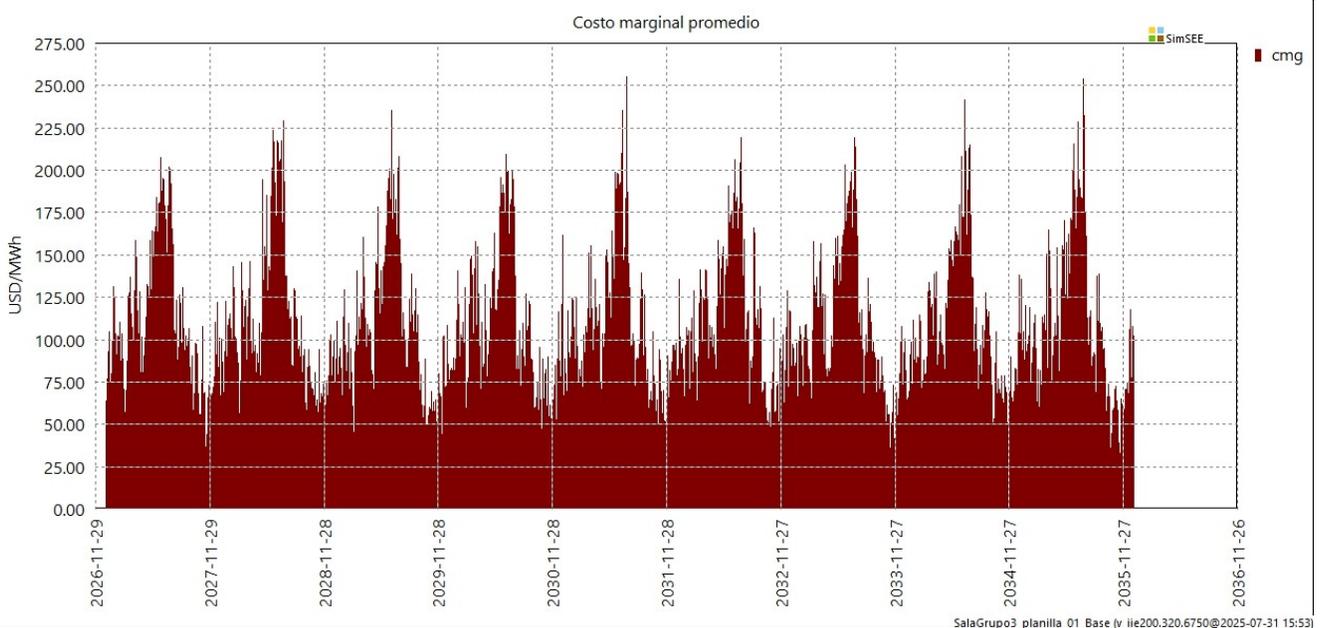
Para el tercer caso se considera un escenario que integra energía solar, eólica y baterías. Se aplicó el mismo procedimiento de dimensionamiento utilizado en los casos anteriores, determinando las capacidades del sistema de la siguiente manera:

- Solar 215 MW
- Eólico 810 MW
- Batería 450 MWh



| Indicador | Valor [MUSD] |
|-----------|--------------|
| CF_VE | 772.44 |

| Indicador | Valor [MUSD] |
|-------------|--------------|
| CF_VaR(5%) | 781.78 |
| CF_CVaR(5%) | 783.80 |
| cdp_VE | 755.02 |

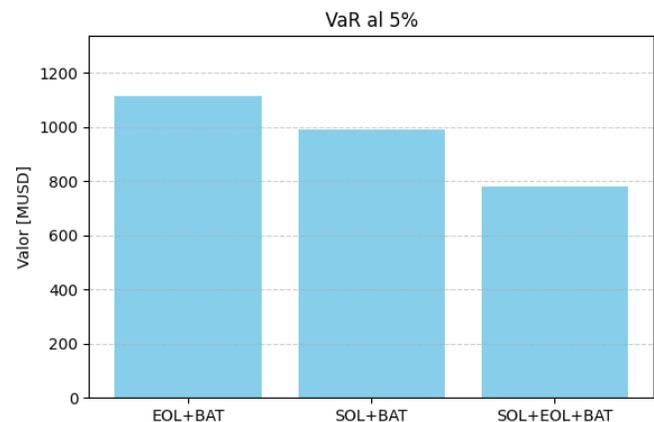
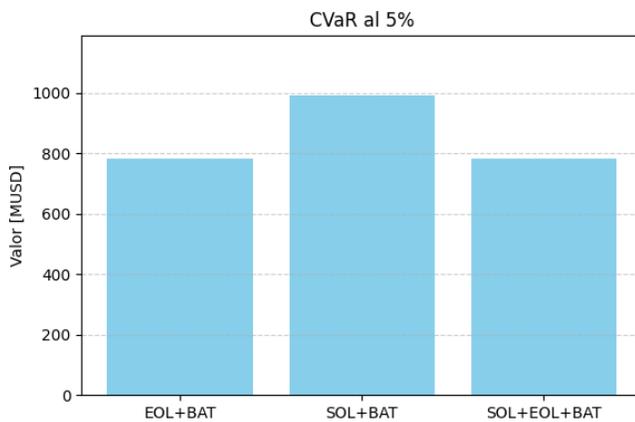
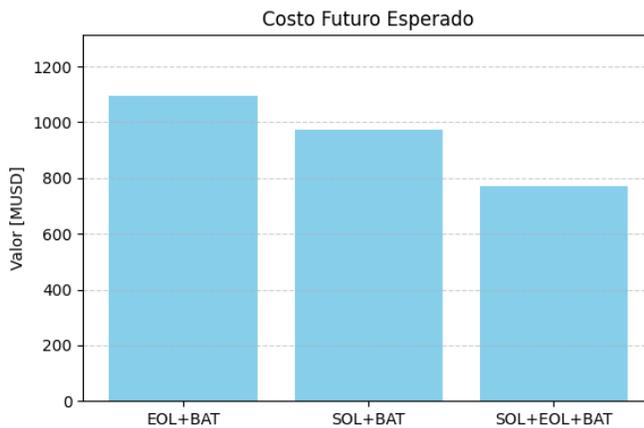
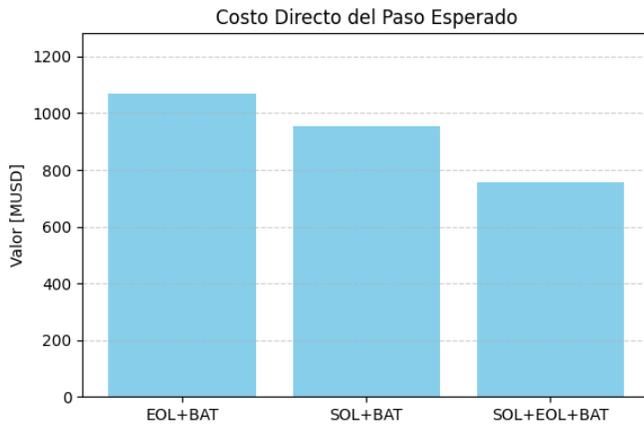


6. Comparación de costos

En el presente apartado se comparan los diferentes tipos de costos resultantes para cada combinación tecnológica evaluada. Se observa que la combinación eólica + solar + baterías presenta los menores costos en todos los indicadores analizados, consolidándose como la opción más eficiente en términos económicos.

Respecto a las combinaciones solar + baterías y eólica + baterías, los resultados varían en función del indicador considerado. En particular, se identifica un mayor CVaR al 5% para la combinación solar, lo cual indica una mayor exposición a escenarios de alto costo. Asimismo, tanto el VaR al 5% como el Costo Directo del Paso resultan más elevados para la alternativa solar, evidenciando un mayor riesgo y costo operativo promedio en comparación con su contraparte eólica.

Todos los valores reportados corresponden a un horizonte de análisis de 10 años.



7. Estudio de sensibilidad

Para diferentes valores de semilla se propone observar la variabilidad de la variable c_{dp_VE} , el costo directo del paso, en valor esperado. Se tomó la sala Eólica (810 MW) + Solar (215 MW) + Batería (450 MWh) final con un horizonte de 1 año.

| Semilla | c_{dp_VE} [MUSD] |
|---------|---------------------|
| 31 | 1.35 |
| 131 | 1.34 |
| 231 | 1.36 |
| 331 | 1.35 |
| 431 | 1.38 |

| Semilla | cdp_VE [MUSD] |
|---------|---------------|
| 531 | 1.36 |
| 631 | 1.34 |
| 731 | 1.35 |
| 831 | 1.38 |
| 931 | 1.37 |

Tabla: Valor esperado del costo directo de paso según Semilla.

8. Conclusiones

Como principal conclusión se obtiene que abastecer un sistema aislado con baterías y ENCR, es más económico cuando hay más tecnologías en juego. Es conocida que hay una complementariedad entre la eólica y la solar la cual se refleja en la figura “*generación*” lo cual influye en la colocación de baterías lo que se traduce a un menos costo de futuro esperado para abastecer el sistema.

Para este grupo es llamativo que el costo esperado de operar el sistema para el caso EOL+BAT es mayor que el SOL+BAT, pero en contrapartida el CVaR5 5%, es decir el 5% de los peores escenarios es más costoso para el SOL+BAT.

Referente a la sensibilidad de la semilla en la simulación, no se ven variaciones llamativas.

Por otro lado se observa que el cmg en el sistema SOL+BAT presenta algunos "picos" en comparación a los cmg de los otros dos escenarios, lo que se ve reflejado en el valor del CVaR 5% en el sistema SOL+BAT

9. Posibles futuros trabajos

Como posibles trabajos futuros, se sugiere profundizar en el análisis del comportamiento de las baterías ante escenarios con más de un escalón de falla, con el fin de evaluar su impacto en la estabilidad y costos del sistema. Asimismo, resulta relevante estudiar la variación de los perfiles de demanda y su influencia en la operación y dimensionamiento.

Otra línea de investigación consiste en incorporar nuevas tecnologías al sistema aislado, para cuantificar las mejoras en costos y desempeño que podrían aportar. Además, se recomienda realizar un análisis más exhaustivo de las herramientas que ofrece la plataforma SimSEE, explorando particularmente funcionalidades como *OddFace* y comparando sus resultados con los obtenidos en el presente estudio.