

## **Determinación del máximo manejable de energía eólica y solar con el sistema hidráulico actual.**

*Sebastián Kruk  
Claudio Porrini  
Pedro Ulloa*

*Instituto de Ingeniería Eléctrica – FING.  
Trabajo final curso SimSEE edición 20178  
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.

### **1 Objetivo.**

Determinar si el Sistema de Generación Eléctrica del Uruguay se puede operar en el tiempo sin eventos de fallas frecuentes con el plan de inversión actual y un crecimiento de la demanda de 2,5%.

La sala de largo plazo suministrada en el curso tiene un plan de expansión de la generación que instala centrales solares y eólicas y bastante a futuro alguna térmica. De esta sala, tomará el plan de inversiones y la demanda y se cargará en la sala de corto plazo (de paso horario) para poder simular con paso horario la operación del sistema en año previo a la incorporación de una nueva central térmica. Se trata entonces de analizar si realmente el sistema es operable sin eventos de falla frecuentes en esas condiciones.

### **2 Hipótesis de trabajo.**

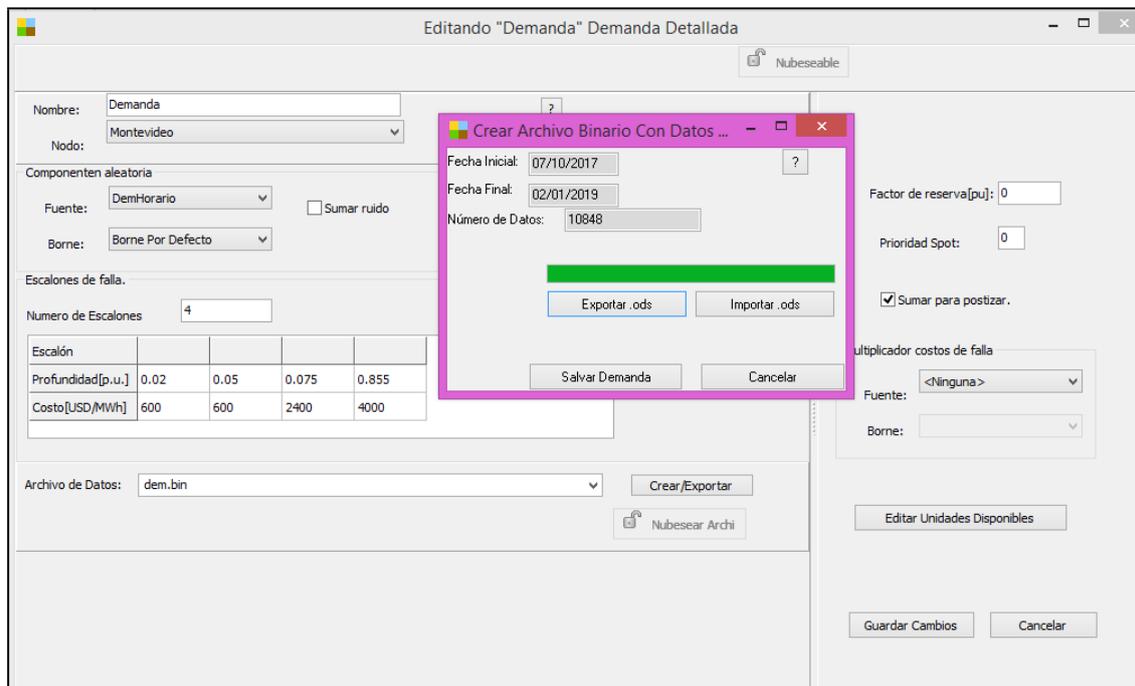
Se listan las hipótesis asumidas y utilizadas para alcanzar los objetivos planteados en este estudio:

1. Se asume una demanda con crecimiento anual 2,5 %, también se asumen que las exportaciones a Brasil tienen este mismo crecimiento. Las exportaciones a Brasil se encuentran en tres categorías: leve, mediana y pesadas.
2. La evaluación de los escenarios del futuro se realizó de acuerdo con el plan de expansiones solar, eólico, térmicas y de biomasa definidas en la sala de largo plazo “Plan\_2018\_2046\_Sumidero\_oddface\_17132”.
3. El costo futuro asumido en la sala de corto plazo es el que se obtiene de la sala de largo plazo anteriormente nombrada.
4. Para este estudio, se trabajó a partir de la sala de corto plazo “última\_sala”, descargada de la página de ADME el 25/06/2018. Esta sala fue modificada, como se explicará más adelante en el texto, de acuerdo con los objetivos a alcanzar planteados en el trabajo.

### **3 Metodología.**

En esta sección se describen los pasos realizados en el simulador SimSEE para armar las salas de trabajo y poder realizar diferentes escenarios para la obtención de los resultados que se buscan analizar.

La sala utilizada es la de corto plazo, esta es enlazada con la sala de largo plazo para poder analizar escenarios en los años 2020 (caso base), 2026 y 2037. Se listan a continuación los pasos realizados para armar la sala.



**Figura 1.- Exportación de la demanda de la sala de corto plazo**

- 1) Una de las hipótesis asumidas es que la demanda crece a un ritmo anual de 2,5%. La sala de corto plazo descargada incluía una demanda que cubría el período 07/10/2017 – 02/01/2019. Para poder evaluar los años 2020 y 2037, se expandió el archivo de la demanda con paso horario hasta el año 2058, aplicándole un crecimiento anual de 2,5 para este nuevo período. Luego de realizado esto, se vuelve importar este nuevo archivo en la sala de corto plazo.
  - 2) De manera similar, se aplicó este crecimiento anual a las exportaciones a Brasil en los tres postes horarios: leve, media y pesada.
  - 3) Para el análisis a futuro era necesario tener presentes diferentes actores que no estaban definidos en la sala original de corto plazo. Para lo cual se importaron de la sala de largo plazo los siguientes:
    - UPM2
    - Expansión solar
    - Expansión eólica
    - Una central térmica de TG60 que entra en operación en el año 2035 con una unidad de 60 MW.
- 1) Para el plan de expansiones, se importó el que se encuentra en la sala de largo plazo. Este plan de expansiones se encuentra en la figura 1.
  - 2) Por último, se enlazo la sala de largo plazo con la de corto plazo, incorporando en la sala de corto plazo el costo futuro obtenido en la sala de largo plazo.

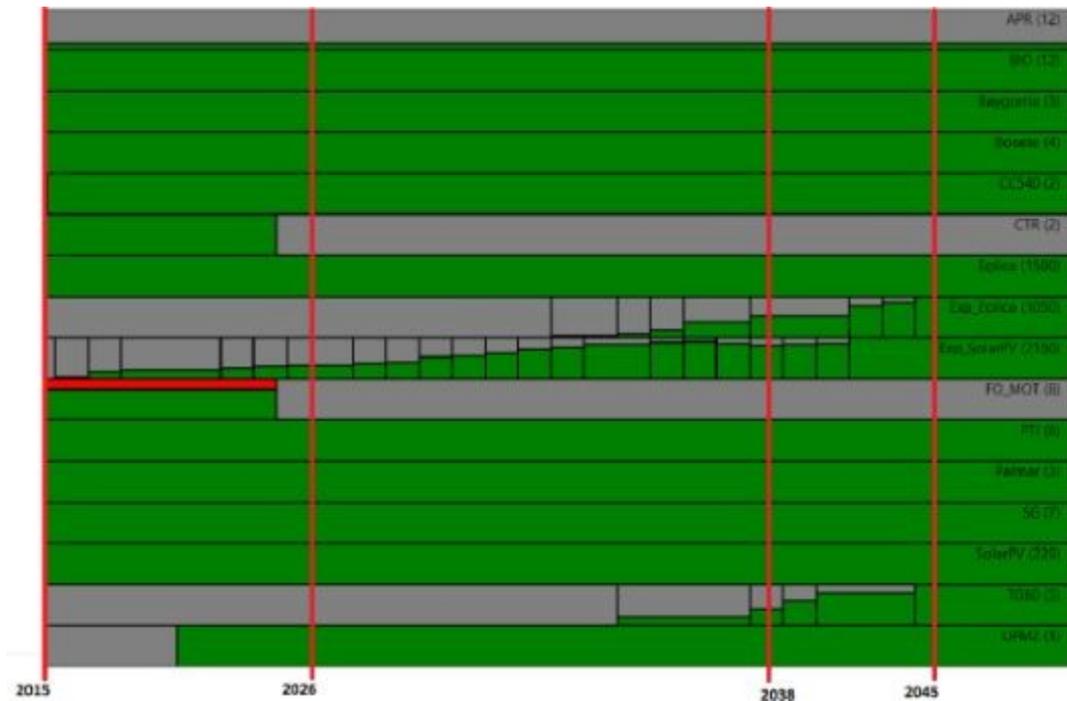


Figura 2.- Mantenimiento y plan de expansiones de la sala de largo plazo que se importó en la sala de corto plazo utilizada para el estudio.

### 3.1 Actores definidos en la sala

#### 3.1.1 Hidráulicos

Se utilizaron Palmar, Bonete, Palmar y Salto Grande, definidos ya en la sala de corto plazo.

#### 3.1.2 Térmicos

Los actores térmicos están definidos en un sentido amplio pues incluyen a la generación por biomasa.

En este caso cada generador está representado por un actor con la excepción de la generación distribuida de biomasa que está agrupada en uno solo.

Se muestran en la figura siguiente:

Actor	Tipo de actor
CC540	Generador térmico básico
CTR	Generador térmico básico
GenDIS	Generador térmico básico
GenEstabilizad	Generador térmico básico con potencia
Grupos_diesel	Generador térmico básico
Motores	Generador térmico básico
PTA_78	Generador térmico básico
PTI_GO	Generador térmico básico
PTI_Gas	Generador térmico básico
UPM	Generador térmico básico
ImpGasoil	Generador térmico básico
CC180	Generador térmico básico
TG60	Generador térmico básico
UPM2	Generador térmico básico

**Figura 3.- Actores Térmicos utilizados**

### 3.1.3 Solares

Los actores solares son dos, en uno están representados todos los generadores solares actualmente existentes y en otro la expansión solar.

### 3.1.4 Eólicos

En el caso de los actores eólicos hay tres grupos, pues está separado en dos el grupo de los actualmente instalados según pertenezcan al grupo Vecodesa o no.

Cuando se considera el caso sin exportaciones el actor Vecodesa se incorpora al grupo que representa los actuales eólicos.

### 3.1.5 Exportaciones

Por la selección de capas que se hace las exportaciones a Brasil en las categorías de Leve, Mediano y Pesado son nulas.

Solo se dejan las que se dan con una potencia media igual a 800 MW cuando el costo marginal de generación está por debajo de los 30 USD con una probabilidad del 70%.

Se deja un “Sumidero” que sería donde van los excedentes no exportables.

## 3.2 ESCENARIOS ANALIZADOS

Para cada uno de los años seleccionados se estudian los casos de verano y/o invierno. A su vez en cada uno de ellos se realizan dos corridas, en una se supone que hay exportaciones e importaciones de energía y en la otra no.

Las salas utilizadas son paso horario, se optimiza durante tres meses y se simula un mes. Se eligieron diferentes escenarios para realizar las corridas y evaluar los diferentes resultados.

### 3.2.1 CASO 1

Optimización desde el 01/05/2026 21:00 al 01/08/2026 21:00.

Simulación 01/07/2026 21:00 al 01/08/2026 21:00.

El cual correspondería a un mes de invierno.

### **3.2.2 CASO 2**

Optimización desde el 01/12/2037 21:00 al 01/03/2038 21:00.

Simulación 01/02/2038 21:00 al 01/03/2038 21:00.

El cual correspondería a un mes de verano.

### **3.2.3 CASO 3**

Optimización desde el 01/5/2038 21:00 al 01/08/2038 21:00.

Simulación 01/07/2038 21:00 al 01/08/2038 21:00.

El cual correspondería a un mes de invierno.

### **3.2.4 CASO 4**

Optimización desde el 01/12/2044 21:00 al 01/05/2045 21:00.

Simulación 01/02/2045 21:00 al 28/02/2045 21:00.

El cual correspondería a un mes de verano.

### **3.2.5 CASO 5**

Optimización desde el 01/05/2045 21:00 al 01/08/2045 21:00.

Simulación 01/07/2045 21:00 al 01/08/2045 21:00.

El cual correspondería a un mes de invierno.

## **4 Resultados del estudio.**

### **4.1 ESCENARIOS ANALIZADOS**

#### **4.1.1 Caso 1**

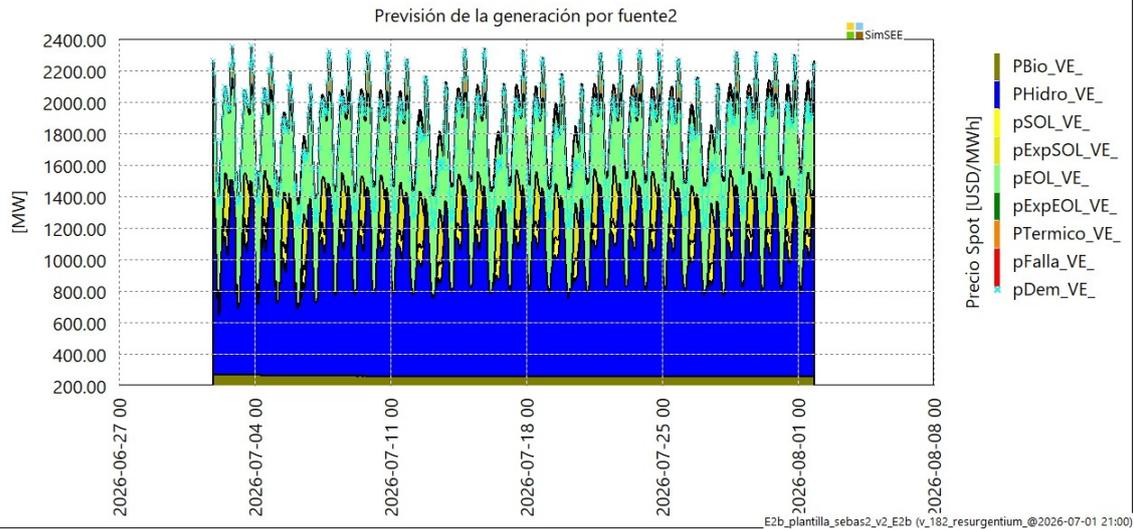
En este caso dado el plan de inversiones actual, solo se tendría expansión solar, la cual asciende a 450 MW. El resto del sistema no varía y se mantiene como el que tenemos actualmente.

#### ***Generación por fuentes y excedentes al sumidero o exportables***

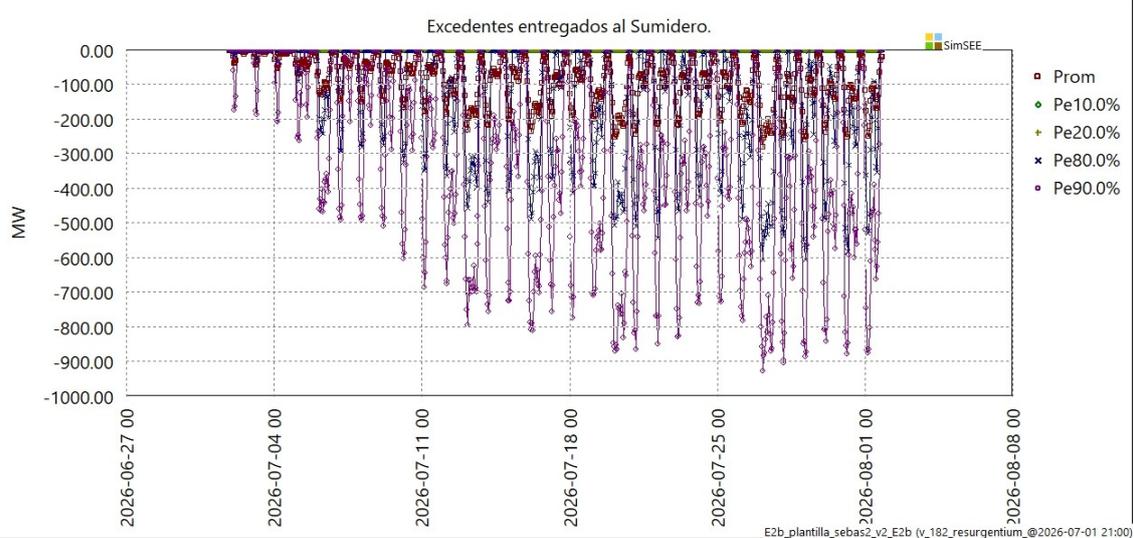
La demanda esperada para este período fluctúa entre 1400 MW durante las horas de la madrugada, y durante las 8 y las 23, se encuentran dos picos de demanda máxima abastecer, uno de aproximadamente 2000 MW correspondiente a las horas diurnas y el máximo de demanda ocurre en la noche donde los valores alcanzan aproximadamente 2300 MW.

La generación de energía fue mayor en el caso con exportaciones para abastecer la demanda de exportaciones a Brasil y Argentina. La generación por fuentes fue diferente según cada escenario explorado.

Por ejemplo, para cubrir la demanda sin exportaciones algunas de las fuentes utilizaron mayor generación que en el caso con exportaciones. En el caso de la biomasa y solar la generación fue la misma para ambos escenarios que estamos comparando en esta sección. No sucede esto en el caso de la eólica, donde es mayor sin exportaciones, y sucede lo opuesto con las térmicas y la hidráulica donde son mayores en el caso con exportación.



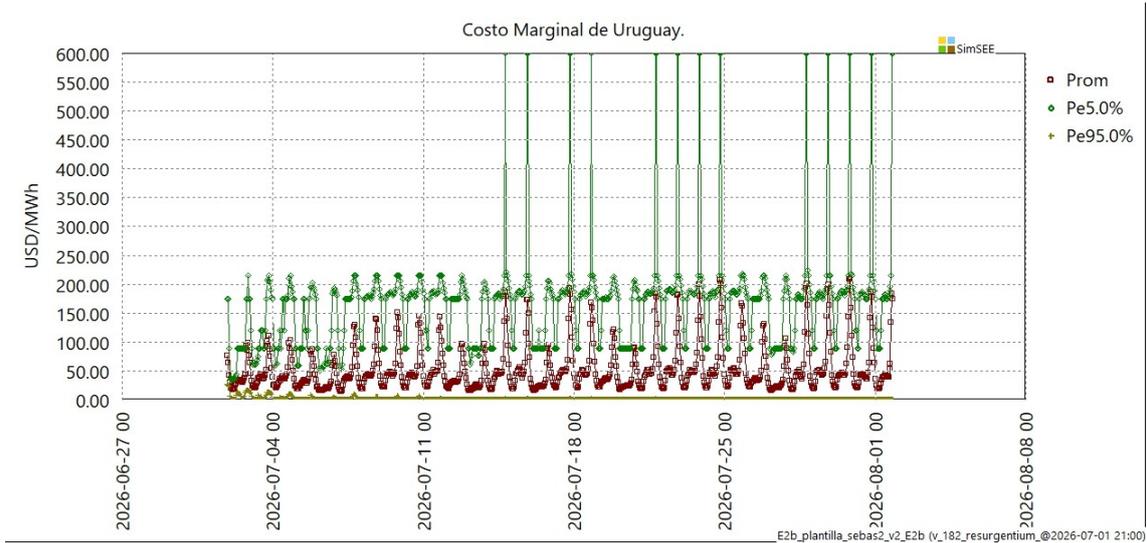
**Gráfico 1.- Previsión de a Generación por fuente (Julio 2026)**



**Gráfico 2.- Excedentes entregados al Sumidero (Julio 2026)**

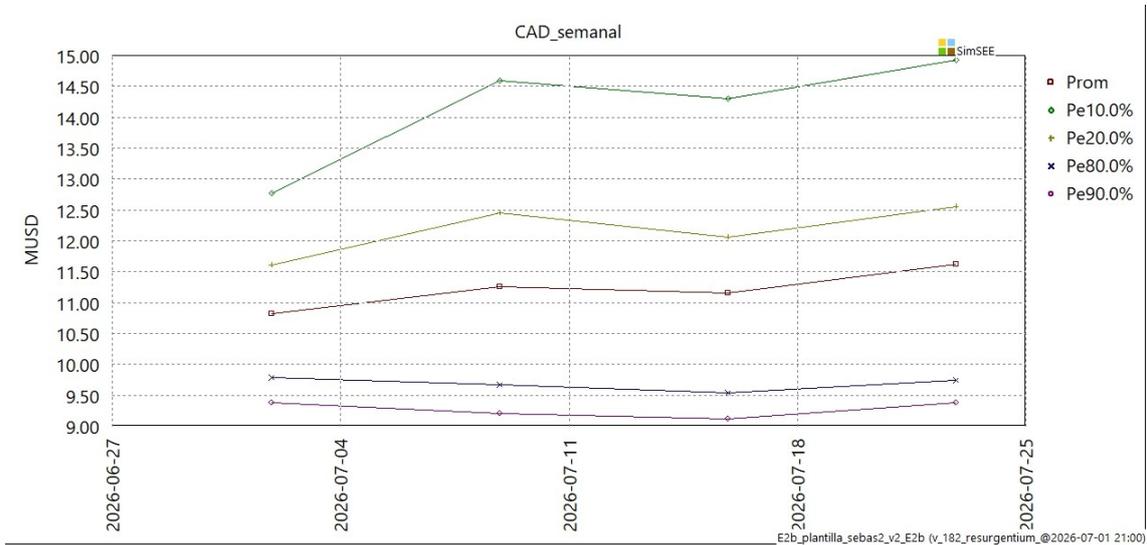
**Costo Marginales de Uruguay y Costo abastecimiento de la demanda**

Encontramos en el caso con exportación que los costos marginales de generación (CMG) son relativamente más altos en promedio a el caso sin exportación. Dado que se tuvieron que utilizar generadores más caros ya que la exportación a Brasil y Argentina era favorable para realizarse, debido a los grandes excedentes que se tuvieron en este mes.



**Gráfico 3.- Costo Marginal (Julio 2026)**

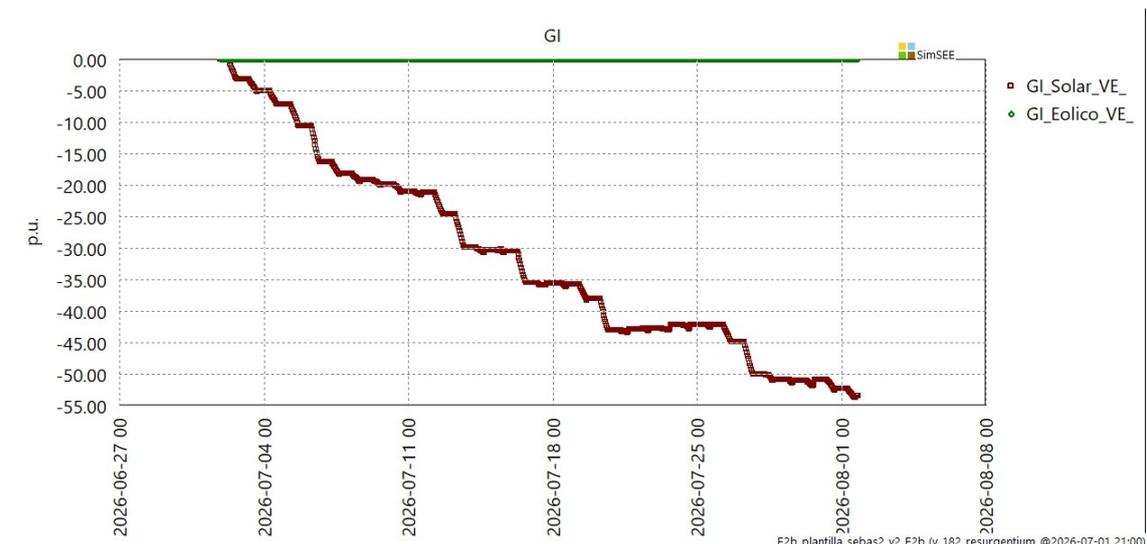
Se analizaron los costos de abastecimiento de la demanda (CAD) y encontramos que, para el caso con exportación en promedio, considerando los valores esperados, el acumulado mensual se ubicó en 41 MUSD mientras que en el caso sin exportación este indicador alcanzó los 44 MUSD.



**Gráfico 4.- Costo de Abastecimiento de la Demanda Semanal (Julio 2026)**

**Gradientes de inversiones**

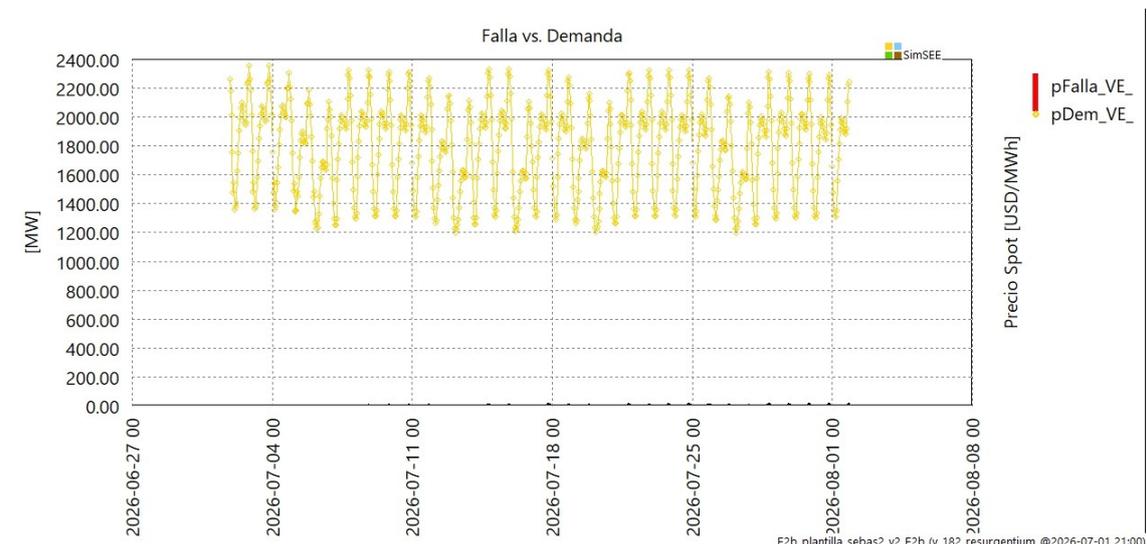
El análisis de los gradientes inversiones, para este período de tiempo solo se contó con la expansión solar, se obtuvieron resultados opuestos como se muestran en las figuras C1 Y C2. Para el caso con exportación, el gradiente de inversiones (GI) es positivo y crecimiento en casi todo el período y en el caso sin exportación es negativo. En el caso de las exportaciones este GI indica que es posible seguir incorporando más parques solares. En el caso sin exportaciones, el GI porque había un exceso de energía instalada.



**Gráfico 5.- Gradiente de Inversión -Solar y Eólica (Julio 2026)**

### ***Demanda vs Fallas***

De estos escenarios se desprende que se cumple con la demanda y que existen valores de falla muy poco significativos ya que son de muy bajos MW. Sin embargo, en el caso sin exportación las fallas son más frecuentes. Estos se ven en el gráfico 6 que muestra la Demanda y las Fallas para el mes de simulación.



**Gráfico 6.- Falla vs Demanda (Julio 2026)**

### **4.1.2 Caso 2**

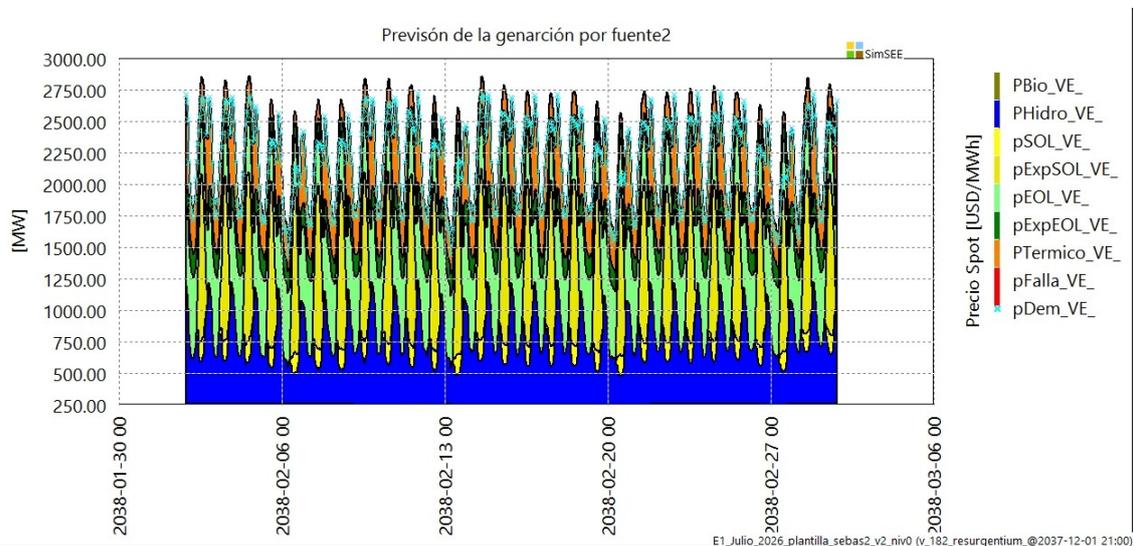
Se simulan dos escenarios, en uno se supone que hay intercambios de energía con los países vecinos y en el otro no. En estos escenarios, dado el plan de inversiones actual, se da una expansión solar de 1950 MW, eólica de 400 MW, entra una máquina en operación TG de 60 MW y comienza sus operaciones UPM2.

### ***Generación por fuentes y excedentes al sumidero o exportables***

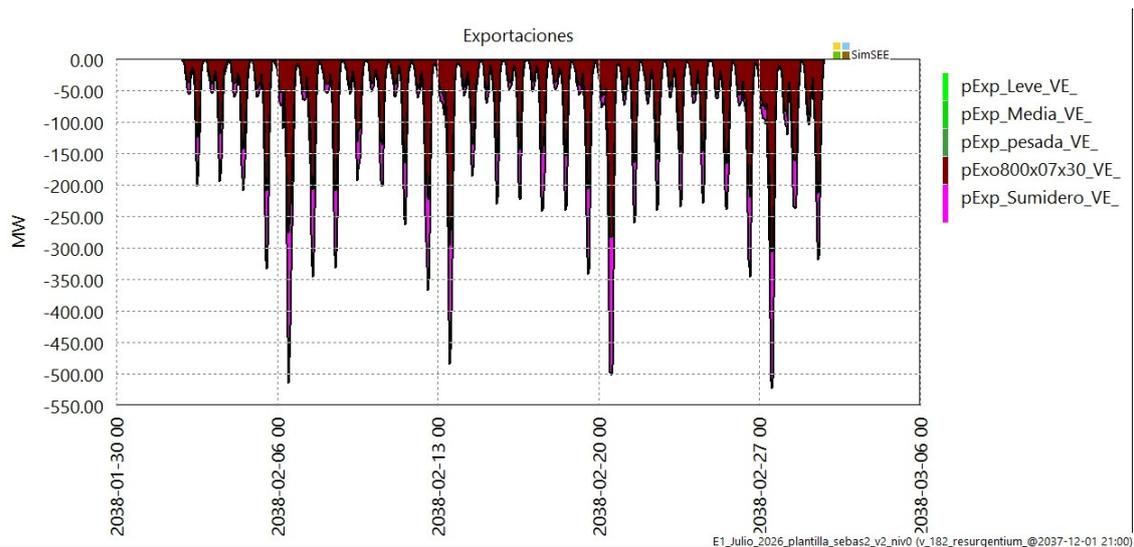
La demanda esperada para este período fluctúa entre 2000 MW durante las horas de la madrugada, y durante las 8 y las 23, se encuentran dos picos de demanda máxima a

abastecer, uno de aproximadamente 2750 MW correspondiente a las horas diurnas y el máximo de demanda ocurre en la noche donde los valores alcanzan aproximadamente 2700 MW, se puede ver en el gráfico 7 el caso simulado con exportación. Durante los picos de las noches se encuentra que hay un poco de potencia de falla, esta entra dentro de los valores esperados y de operabilidad como se ve más adelante.

La generación de energía fue mayor en el caso con exportaciones para abastecer la demanda de exportaciones a Brasil. En el gráfico 8 se muestra la potencia exportada y entregada al sumidero. En el caso sin exportaciones, el excedente se vuelca todo al sumidero, no se muestra la figura.

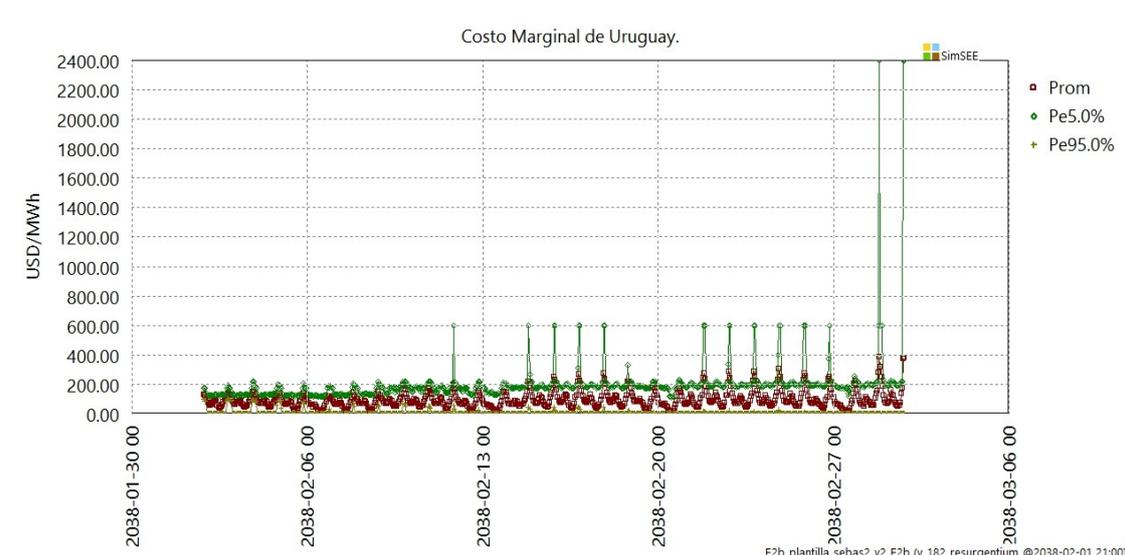


**Gráfico 7.- Previsión de a Generación por fuente con Exportaciones (Febrero 2038)**

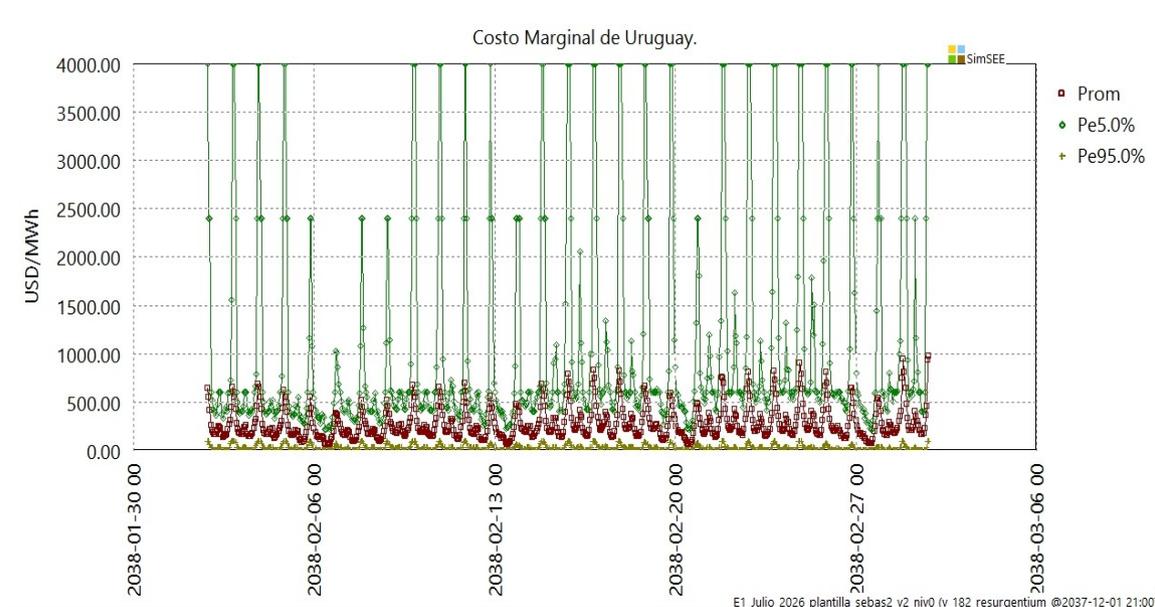


**Gráfico 8.- Excedentes entregados al Sumidero y Exportaciones (Febrero 2038)**  
**Costo Marginales de Uruguay y Costo abastecimiento de la demanda**

Comparando los casos con exportación y sin exportación para el mismo mes de verano, se obtuvo que los CMG de Uruguay son mayores en el caso con exportación, como se muestran en los gráficos 9 y 10.



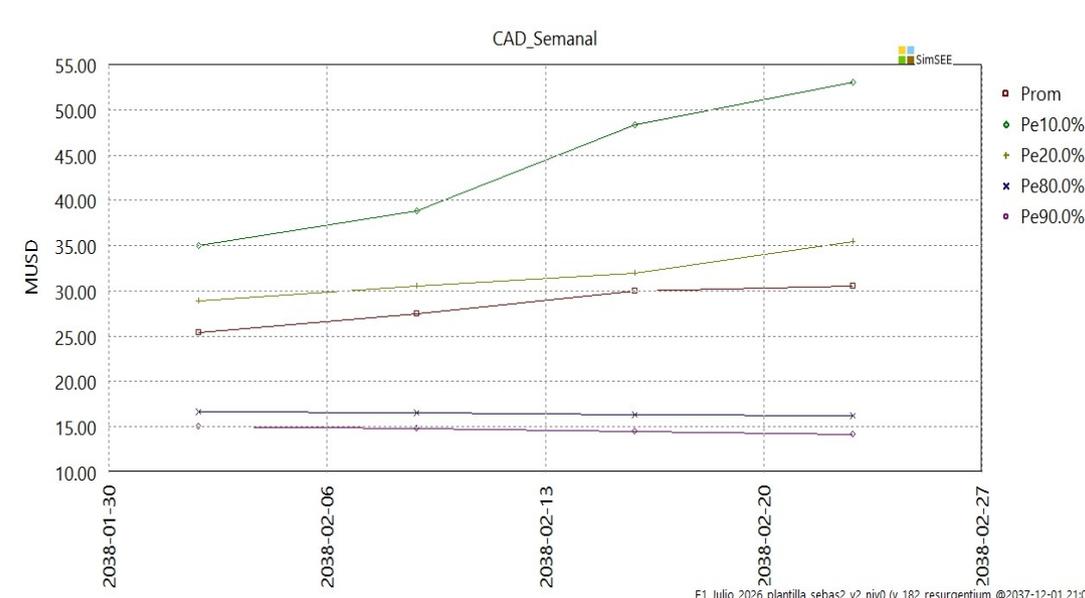
**Gráfico 9.- Costo Marginal sin Exportaciones (Febrero 2038)**



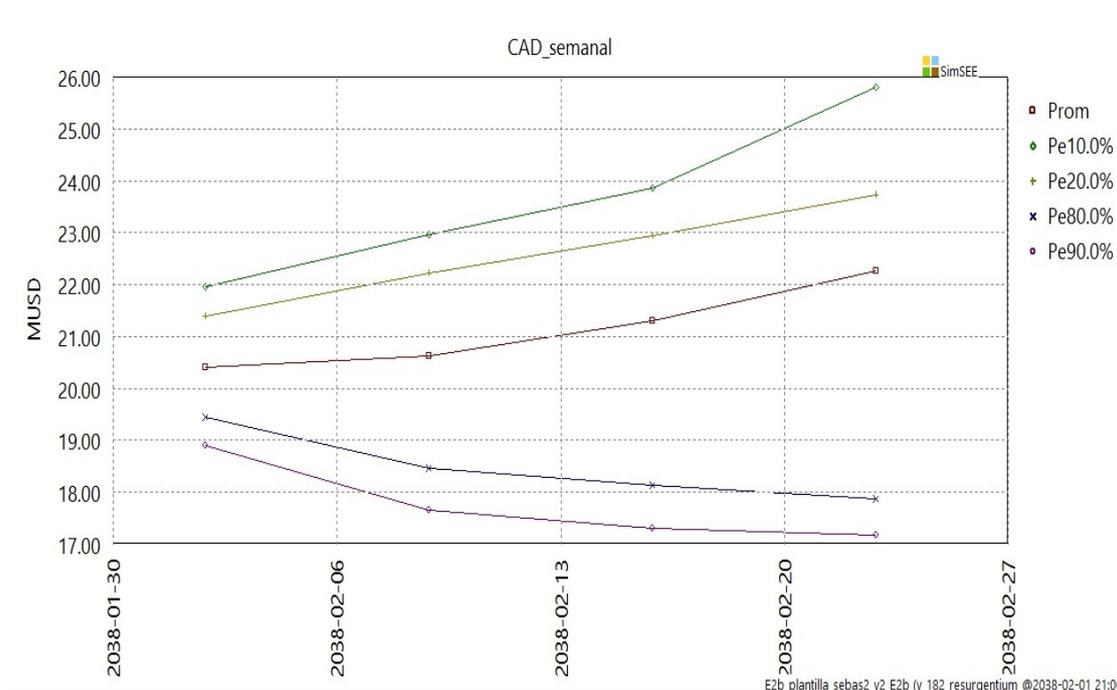
**Gráfico 10.- Costo Marginal con Exportaciones (Febrero 2038)**

**Costo abastecimiento de la demanda semanal (CAD)**

Se analizaron los costos de abastecimiento de la demanda (CAD) y encontramos que para el caso con exportación en promedio el acumulado mensual se ubicó en 112 MUSD mientras que en el caso sin exportación este indicador alcanzó los 83 MUSD.



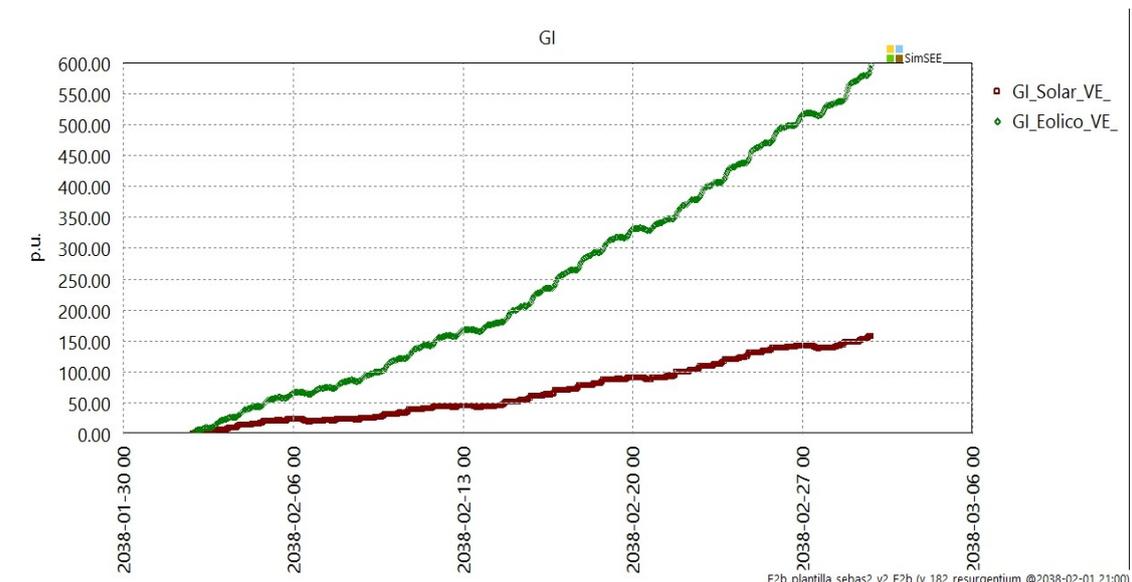
**Gráfico 11.- Costo de Abastecimiento de la Demanda Semanal con Exportaciones (Febrero 2038)**



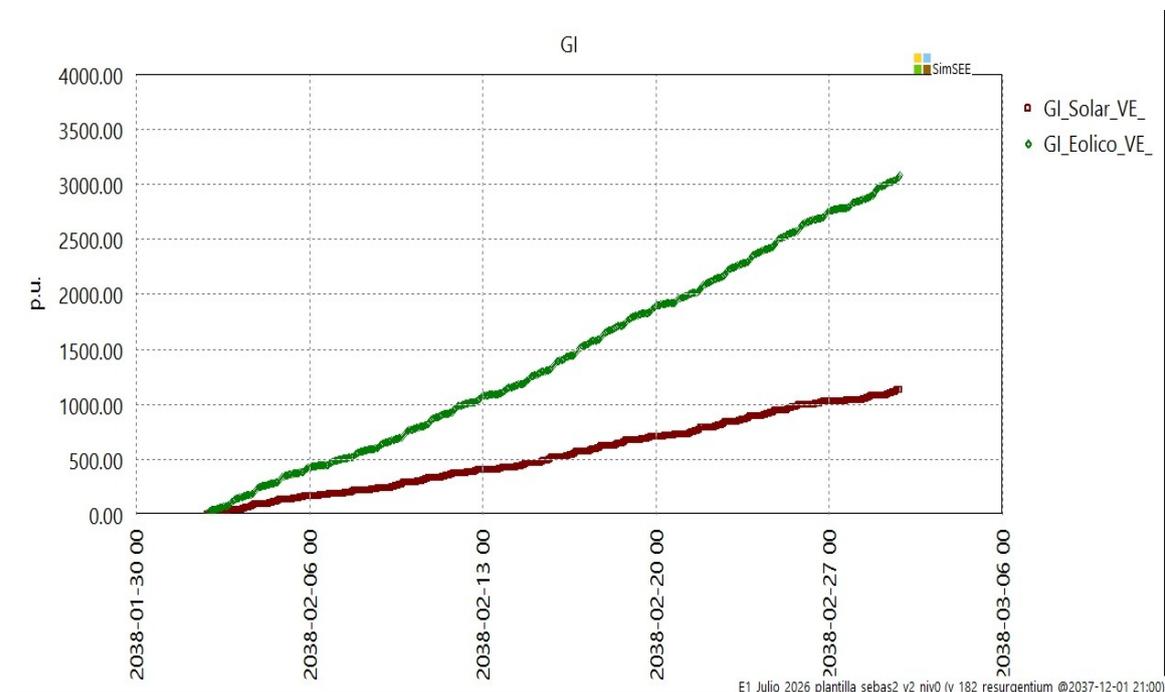
**Gráfico 11.- Costo de Abastecimiento de la Demanda Semanal con Exportaciones (Febrero 2038)**

### Gradientes de inversiones

El análisis de los gradientes inversiones, para este período se muestran en los gráficos 12 y 13. Para ambos casos el GI es positivo y creciente, lo cual indica que es posible seguir incorporando más parques solares y eólicos. En ambos casos el gradiente de inversión nos indica que es conveniente seguir invirtiendo en esta tecnología.



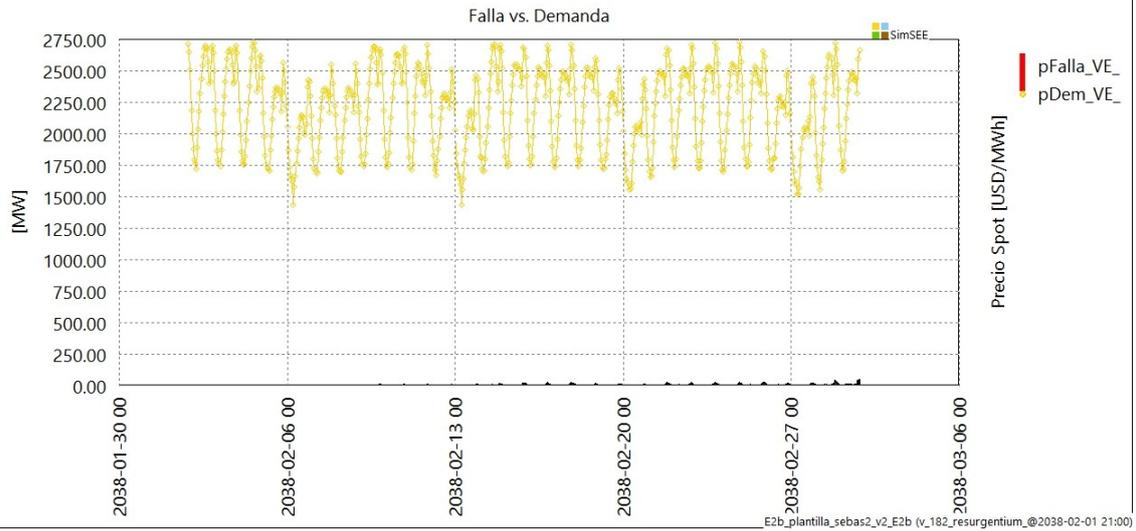
**Gráfico 11.- Gradiente de Inversión sin exportaciones (Febrero 2038)**



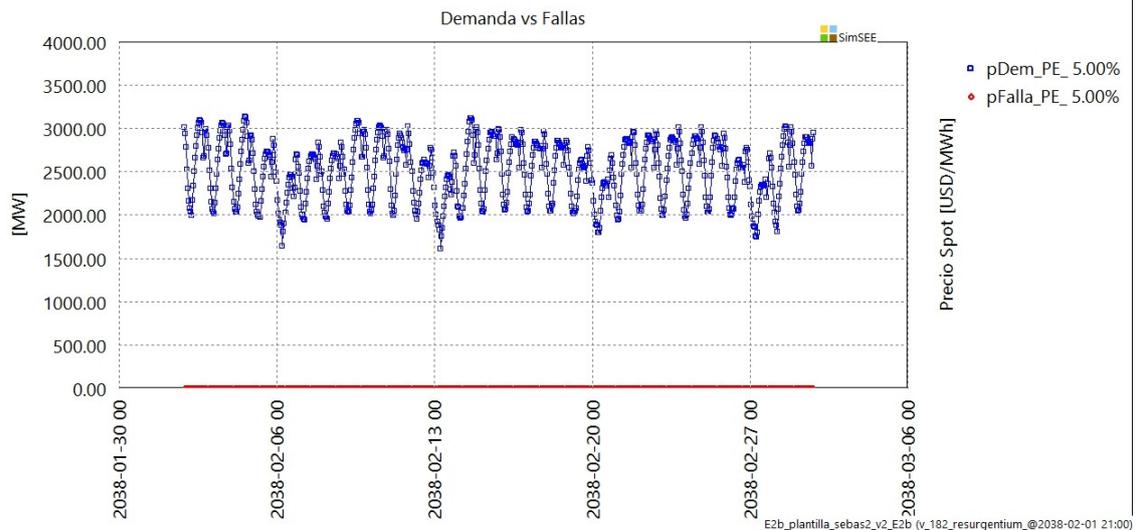
**Gráfico 12.- Gradiente de Inversión con Exportaciones (Febrero 2038)**

### ***Demanda vs Fallas***

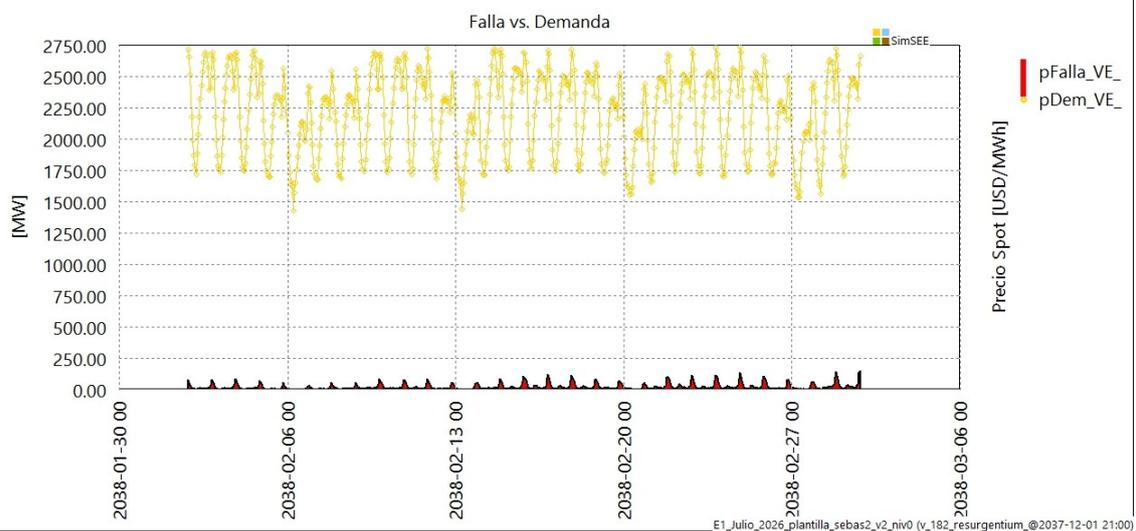
De estos escenarios se desprende que se cumple con la demanda y que existen valores de falla muy poco significativos ya que son de muy bajos MW. Sin embargo, en el caso sin exportación las fallas son más frecuentes. Esto se puede ver en los gráficos 13 y 15 que muestran la Demanda y las Fallas para el mes de simulación. Aunque el sistema de falla estas se encuentran dentro del criterio semanal donde para probabilidad de excedencia de 5 % no supera el 7 % de la demanda semanal. Esto se ve en los gráficos 14 y 16.



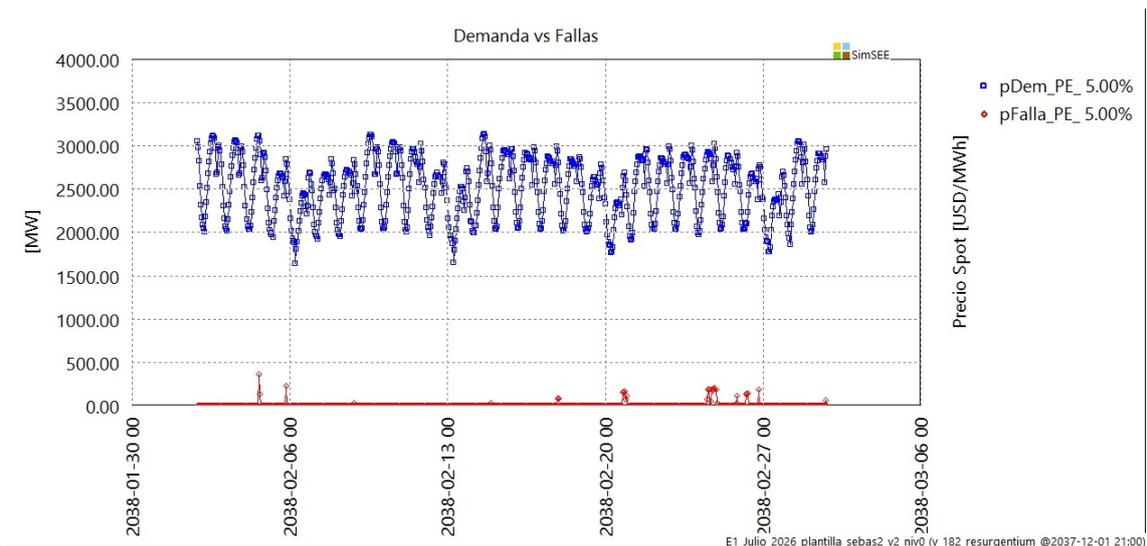
**Gráfico 12.- Falla vs Demanda sin Exportaciones (Febrero 2038)**



**Gráfico 13.- Demanda vs Falla sin Exportaciones - Probabilidad 5% (Febrero 2038)**



**Gráfico 14.- Falla vs Demanda con Exportaciones (Febrero 2038)**



**Gráfico 15.- Demanda vs Falla con Exportaciones - Probabilidad 5% (Febrero 2038)**

### 4.1.3 Caso 3

Al igual que el caso 2 se hacen dos corridas que se diferencian porque una tiene intercambios comerciales y la otra no.

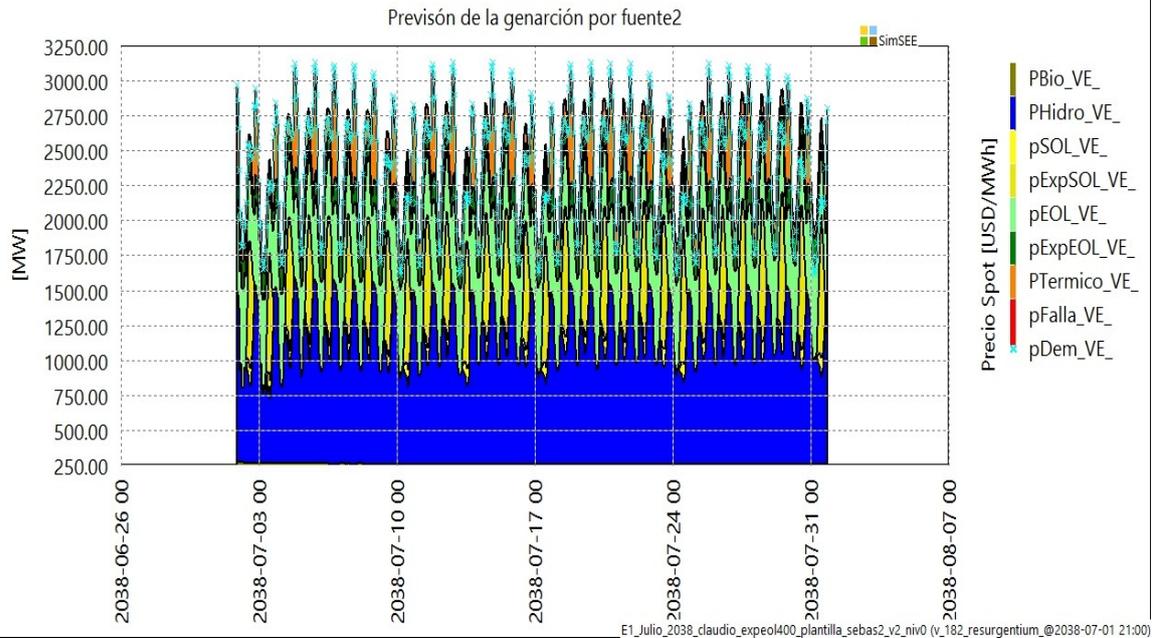
Para estos escenarios se aclara que, dado el plan de inversiones actual, durante este año solo se tiene expansión solar es de 1950 MW, la expansión eólica es de 400 MW, entra una máquina en operación TG de 60 MW. También se encuentra en operación UPM2.

#### *Generación por fuentes y excedentes al sumidero o exportables*

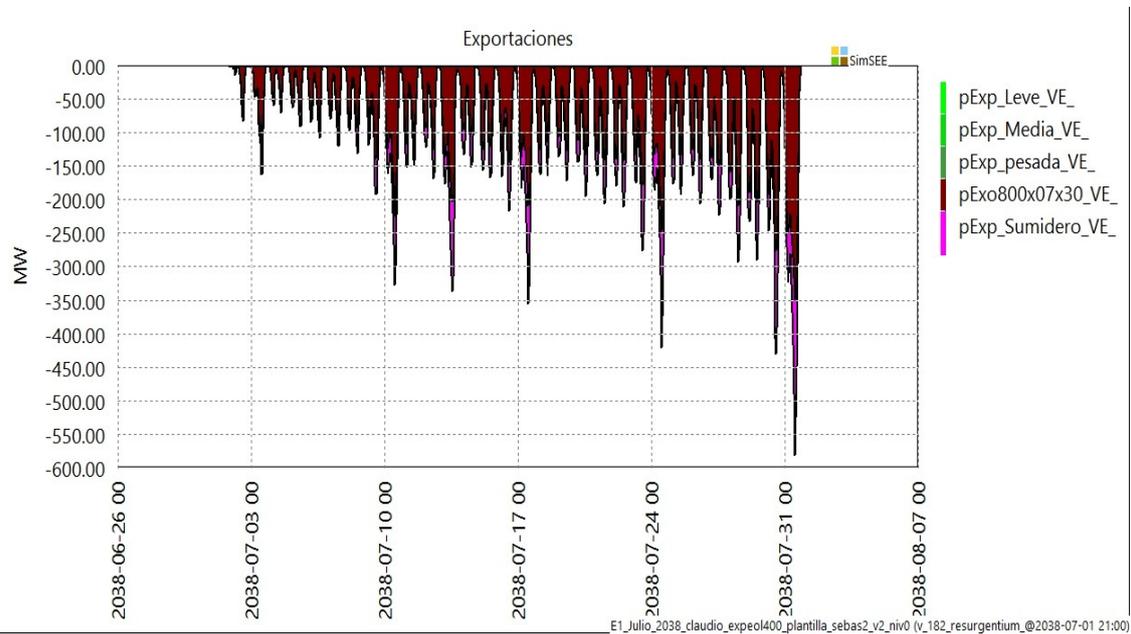
La demanda esperada para este período fluctúa entre 2000 MW durante las horas de la madrugada, y durante las 8 y las 23, se encuentran dos picos de demanda máxima abastecer, uno de aproximadamente 3100 MW correspondiente a las horas diurnas y el máximo de demanda ocurre en la noche donde los valores alcanzan aproximadamente 3000 MW, se puede el caso simulado con exportación en el gráfico 16.

Durante los picos de las noches se encuentra que hay un poco de potencia de falla, esta entra dentro de los valores esperados y de operabilidad como se verá más adelante.

La generación de energía fue mayor en el caso con exportaciones para abastecer la demanda de brasilera. El gráfico de las exportaciones se puede ver en la figura 4.2. En el caso sin exportaciones, el excedente se vuelca todo al sumidero, no se muestra la figura.



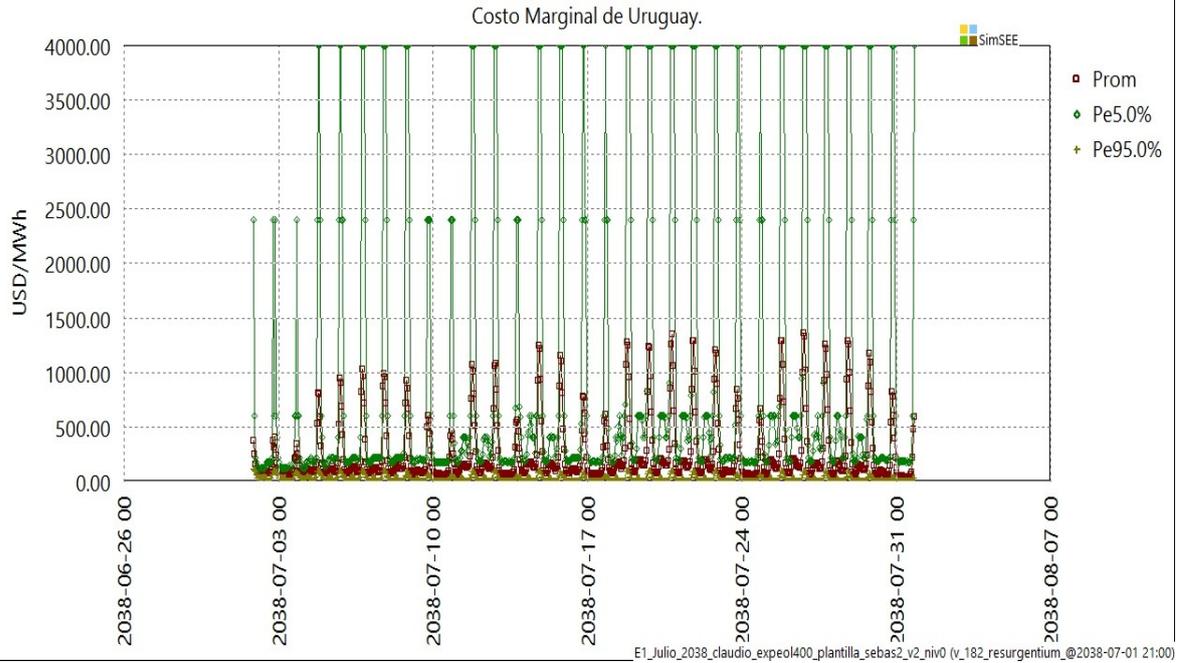
**Gráfico 16.- Previsión de a Generación por fuente con Exportaciones (Julio 2038)**



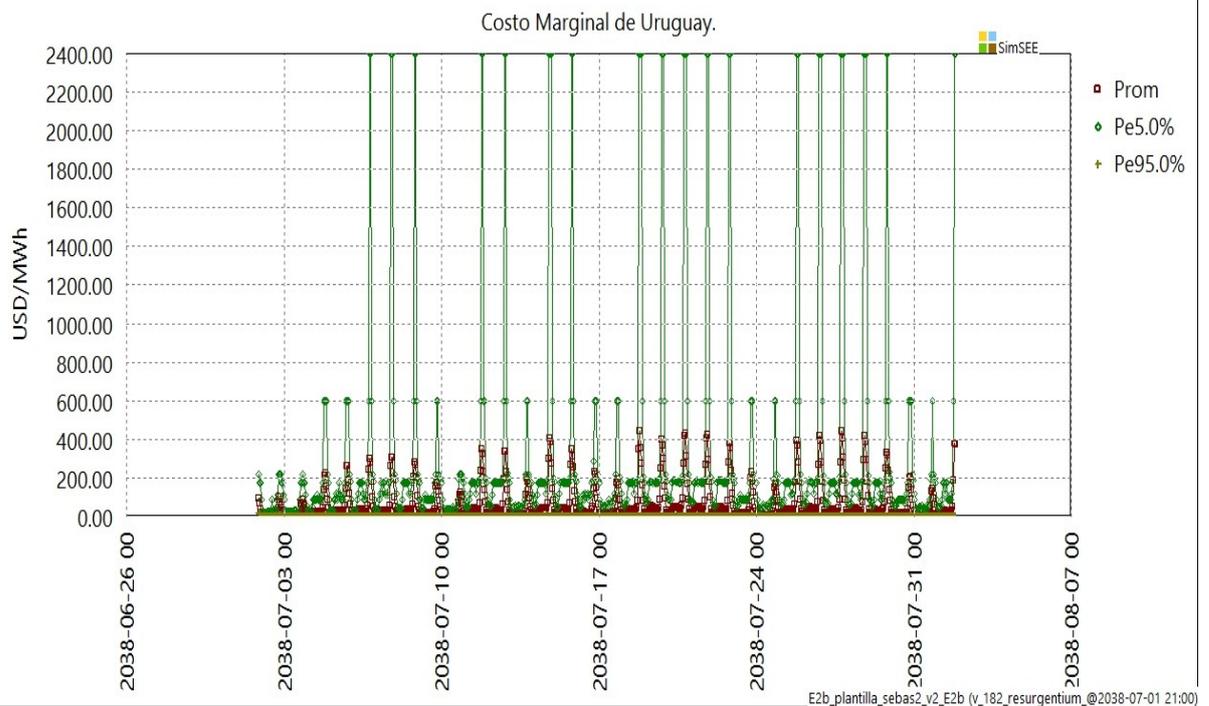
**Gráfico 17.- Excedentes entregados al Sumidero y Exportaciones (Julio 2038)**

**Costo Marginales de Uruguay y Costo abastecimiento de la demanda**

Comparando los casos con exportación y sin exportación para el mismo mes de verano, se obtuvo que los CMG de Uruguay son mayores en el caso con exportación, como se muestran en la figura 4.3 y 4.4.



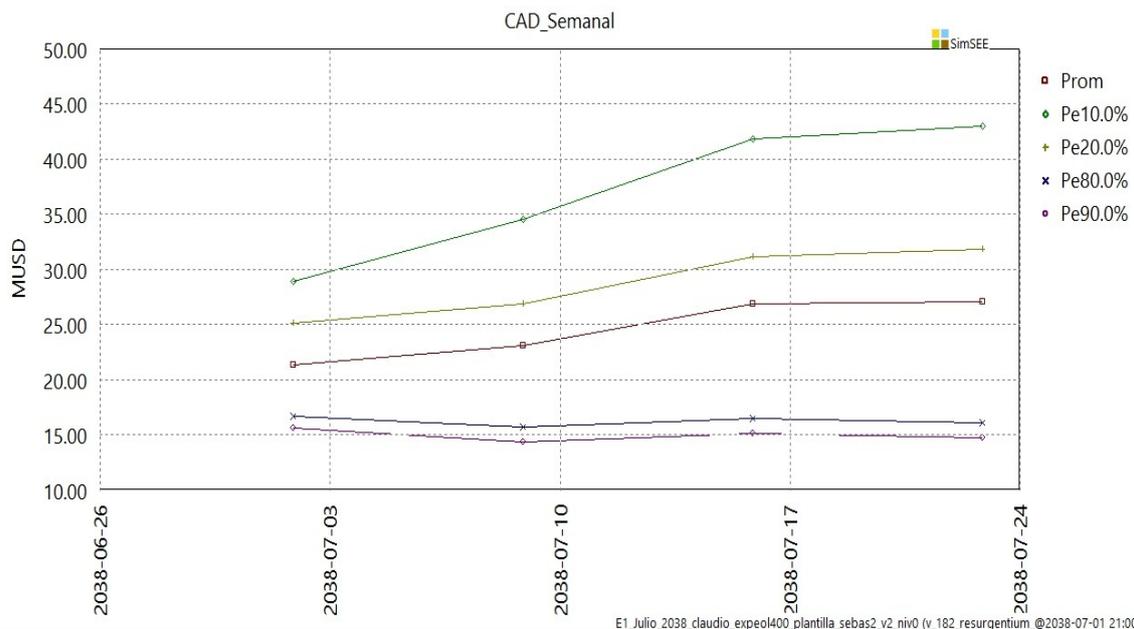
**Gráfico 18.- Costo Marginal con Exportaciones (Julio 2038)**



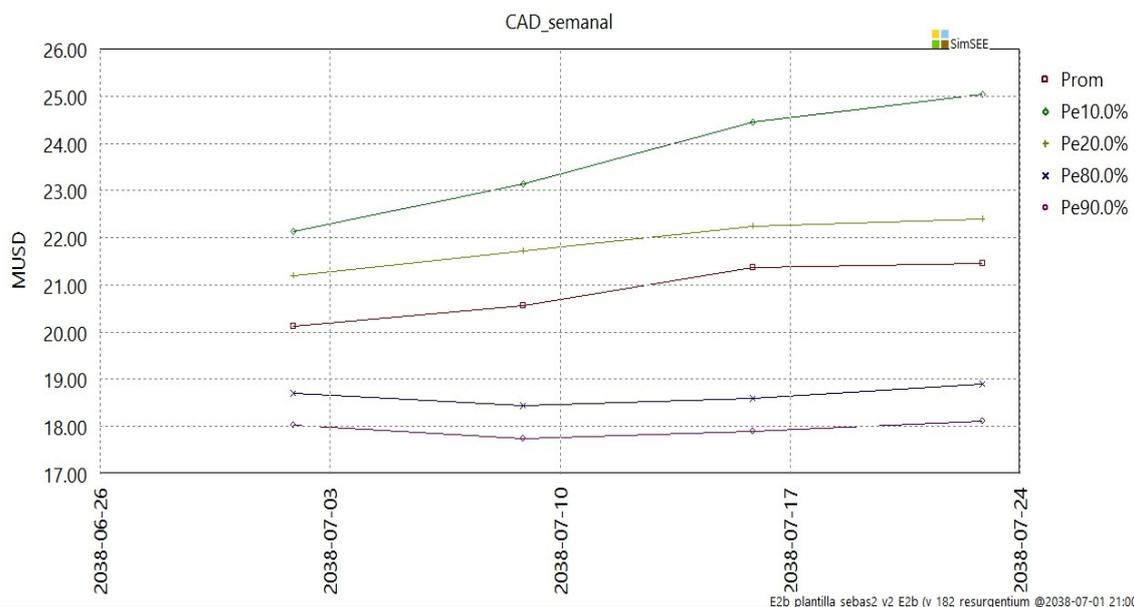
**Gráfico 19.- Costo Marginal sin Exportaciones (Julio 2038)**

**Costo abastecimiento de la demanda semanal (CAD)**

Se analizaron los costos de abastecimiento de la demanda (CAD) y encontramos que para el caso con exportación en promedio el acumulado mensual se ubicó en 98 MUSD mientras que en el caso sin exportación este indicador alcanzó los 83 MUSD.



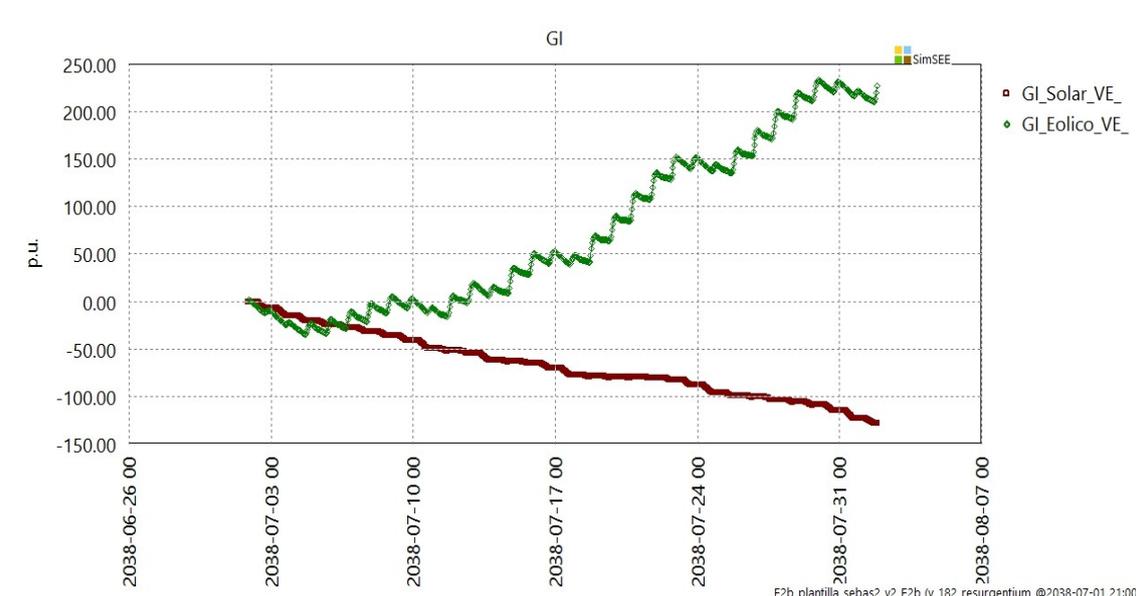
**Gráfico 20.- Costo de Abastecimiento de la Demanda Semanal con Exportaciones (Julio 2038)**



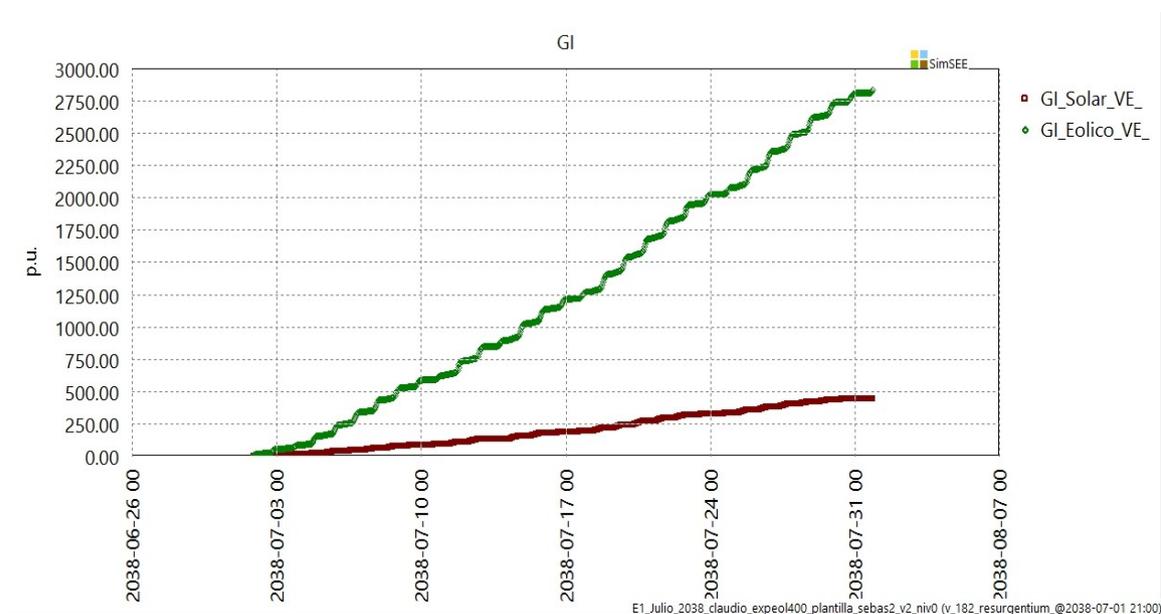
**Gráfico 20.- Costo de Abastecimiento de la Demanda Semanal con Exportaciones (Julio 2038)**

### Gradientes de inversiones

El análisis del GI, para este período se muestran en las figuras siguientes. En el caso sin exportaciones presenta un GI positivo y creciente para el caso de la eólica y no así en el caso de la energía solar, por lo que indica un exceso de la potencia instalada. En el caso con exportaciones, ambos GI son positivo y creciente, lo cual indica que es posible seguir incorporando más parques solares y eólicos. En ambos casos el gradiente de inversión nos indica que es conveniente seguir invirtiendo en esta tecnología.



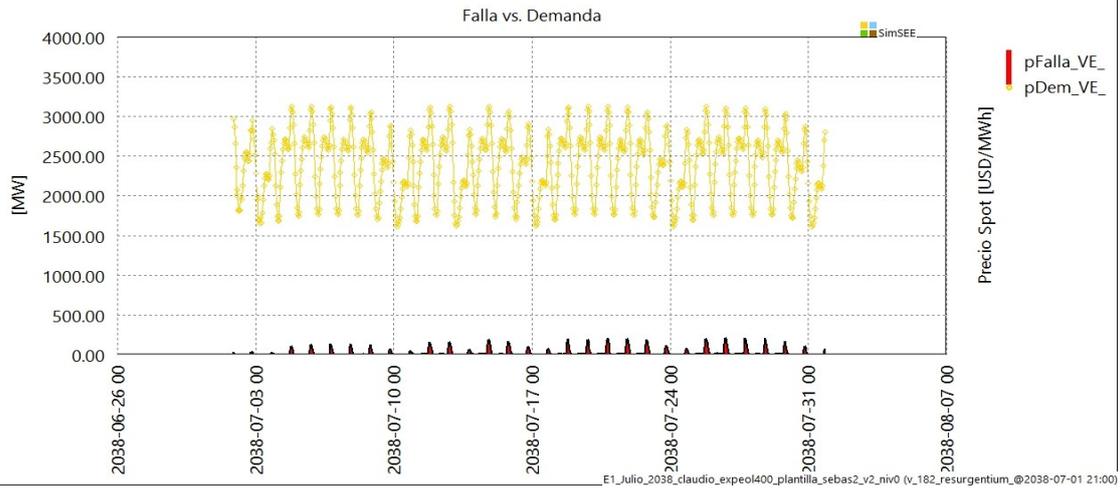
**Gráfico 21.- Gradiente de Inversión sin Exportaciones (Julio 2038)**



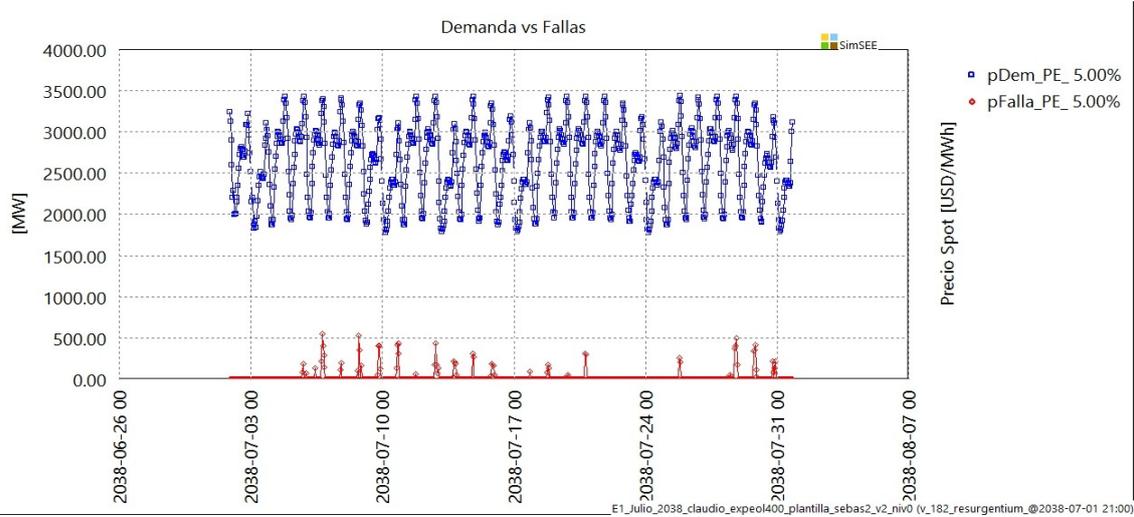
**Gráfico 22.- Gradiente de Inversión con Exportaciones (Julio 2038)**

### ***Demanda vs Fallas***

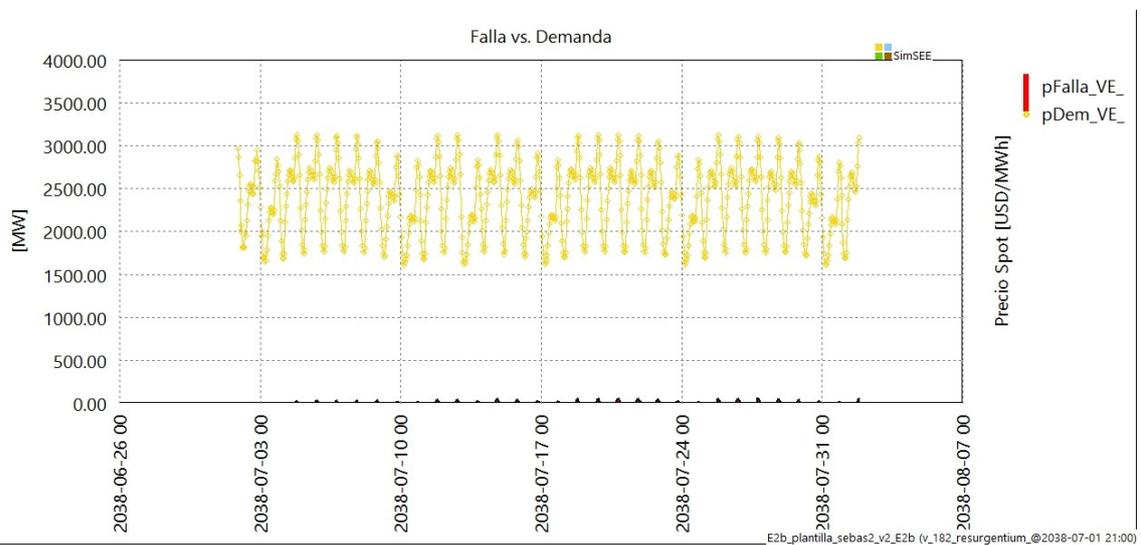
De estos escenarios se desprende que se cumple con la demanda y que existen valores de falla muy poco significativos ya que son de muy bajos MW. Sin embargo, en el caso sin exportación las fallas son más frecuentes. Estos pueden verse que muestran la Demanda y las Fallas para el mes de simulación. Aunque el sistema de falla estas se encuentran dentro del criterio semanal donde para probabilidad de excelencia de 5 % no supera el 7 % de la demanda semanal. Esto se ve en la graficas siguientes:



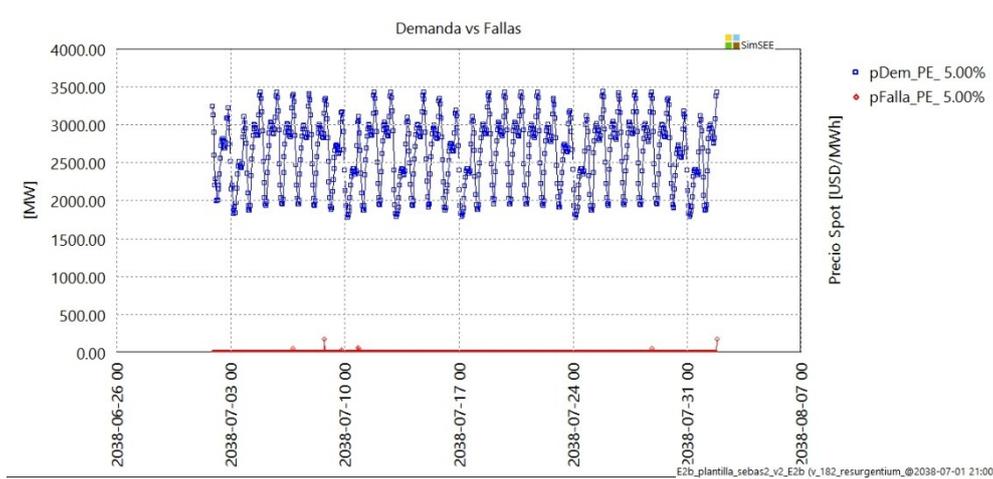
**Gráfico 23.- Falla vs Demanda con Exportaciones (Julio 2038)**



**Gráfico 24.- Demanda vs Falla con Exportaciones - Probabilidad 5% (Julio 2038)**



**Gráfico 25.- Falla vs Demanda sin Exportaciones (Julio 2038)**



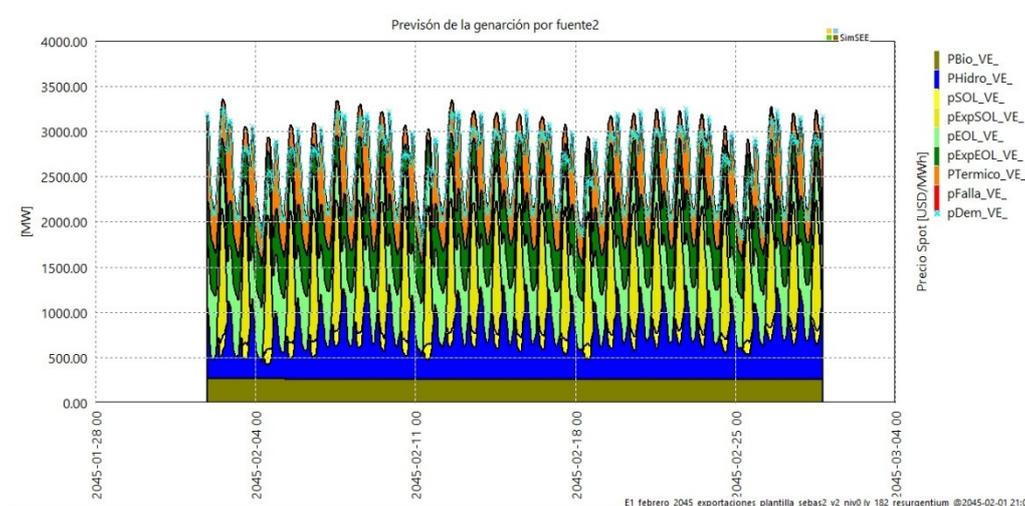
**Gráfico 26.- Demanda vs Falla sin Exportaciones - Probabilidad 5% (Julio 2038)**

#### 4.1.4 Caso 4

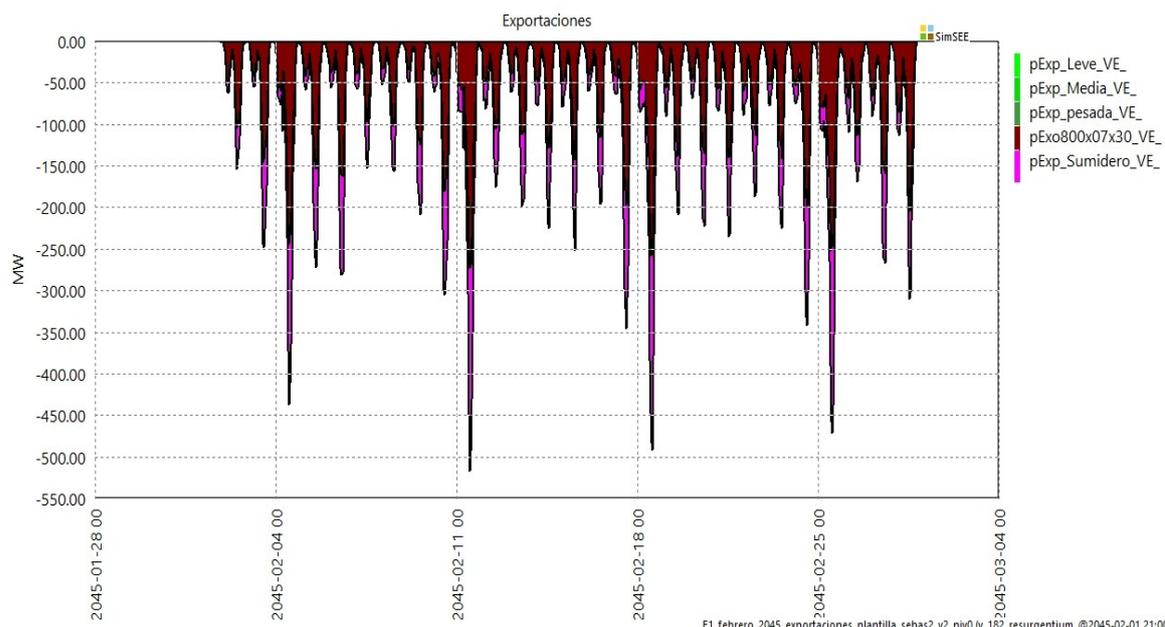
En este caso se simulan dos escenarios, uno con exportaciones y otro sin exportaciones de energía para un mes de verano (febrero) del año 2045, cabe recalcar que para este año de simulación se tiene instalada toda la expansión Eólica y Solar, que vendrían a ser 1050 MW y 2150 MW respectivamente, y también se tiene en operación TG de 60 MW.

#### *Generación por fuentes y excedentes al sumidero o exportables*

La demanda esperada para este período fluctúa entre los 2100 y 2600 MW durante las horas de la madrugada y durante todo el día tiene dos picos uno en la tarde, aproximadamente a las 13:00, y el otro pico en la noche (21:00). Para las horas diurnas la demanda alcanza aproximadamente los 3100 MW y para la noche los 3150 MW. Durante los picos de las noches se puede observar que existe un poco más de potencia de falla sin embargo se encuentra dentro de los valores esperados tanto en el caso con exportaciones como sin exportaciones. La generación de energía hidroeléctrica y térmica fue mayor en el caso con exportaciones y en el otro caso hubo más generación por biomasa, los excedentes se van al sumidero como se muestra en el gráfico 27.



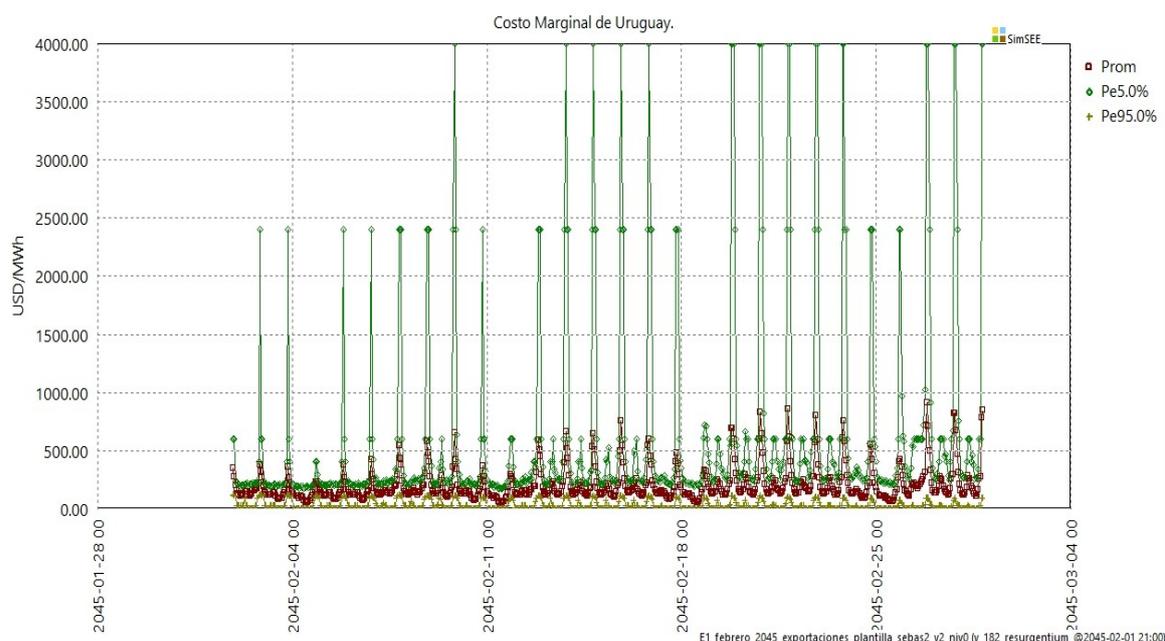
**Gráfico 27.- Previsión de a Generación por fuente con Exportaciones (Febrero 2045)**



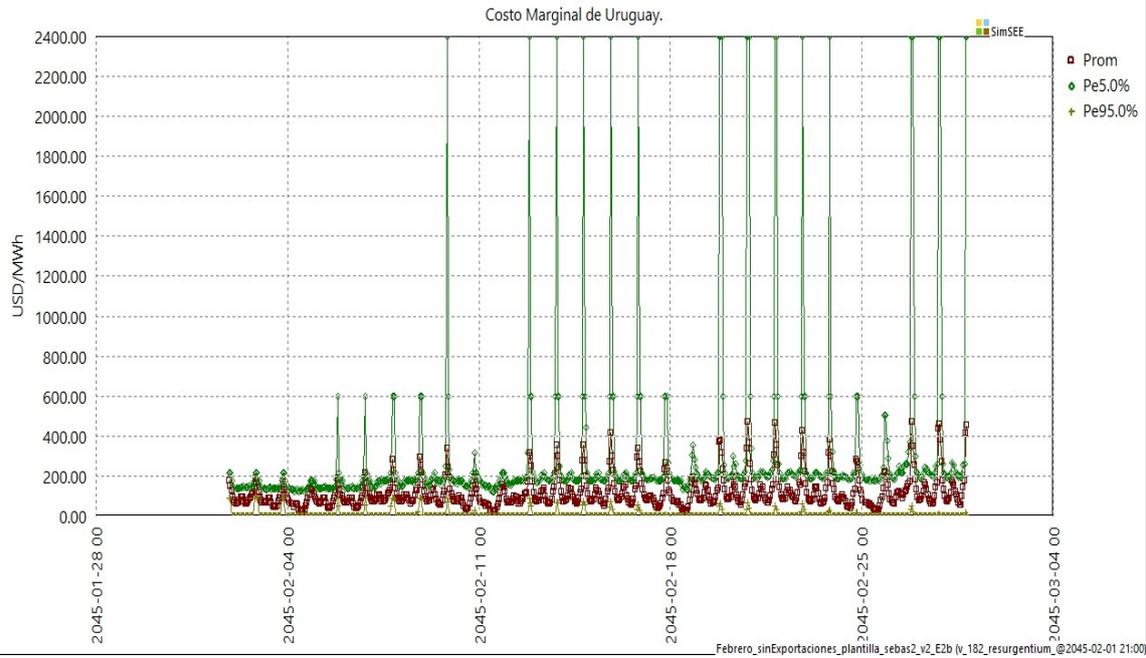
**Gráfico 28.- Excedentes entregados al Sumidero y Exportaciones (Febrero 2045)**

**Costo Marginales de Uruguay y Costo abastecimiento de la demanda**

Se encontró que, para este mes de verano, en el caso con exportaciones los costos marginales de generación son más altos, tanto en promedio como con la mínima probabilidad, en comparación con el costo marginal cuando no hay exportaciones como se puede observar en los dos gráficos siguientes:

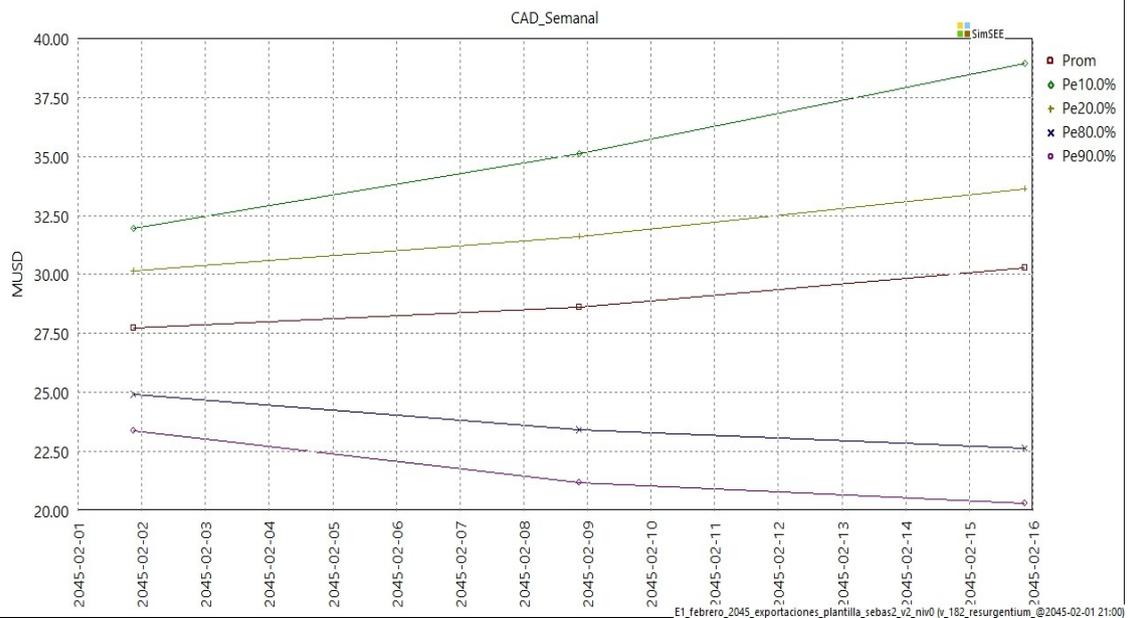


**Gráfico 29.- Costo Marginal con Exportaciones (Febrero 2045)**

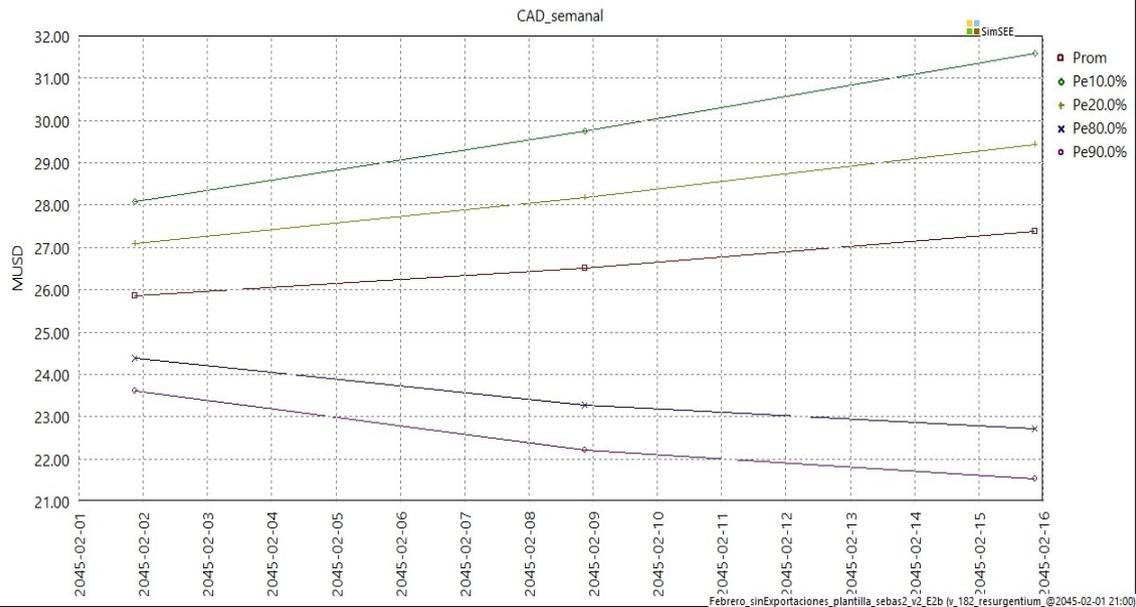


**Gráfico 30.- Costo Marginal sin Exportaciones (Febrero 2045)**

Con respecto a los costos de abastecimiento de la demanda se encontró que, para el caso con exportación en promedio el acumulado mensual se ubicó en 116 MUSD mientras que en el caso sin exportación este indicador alcanzó los 106 MUSD.



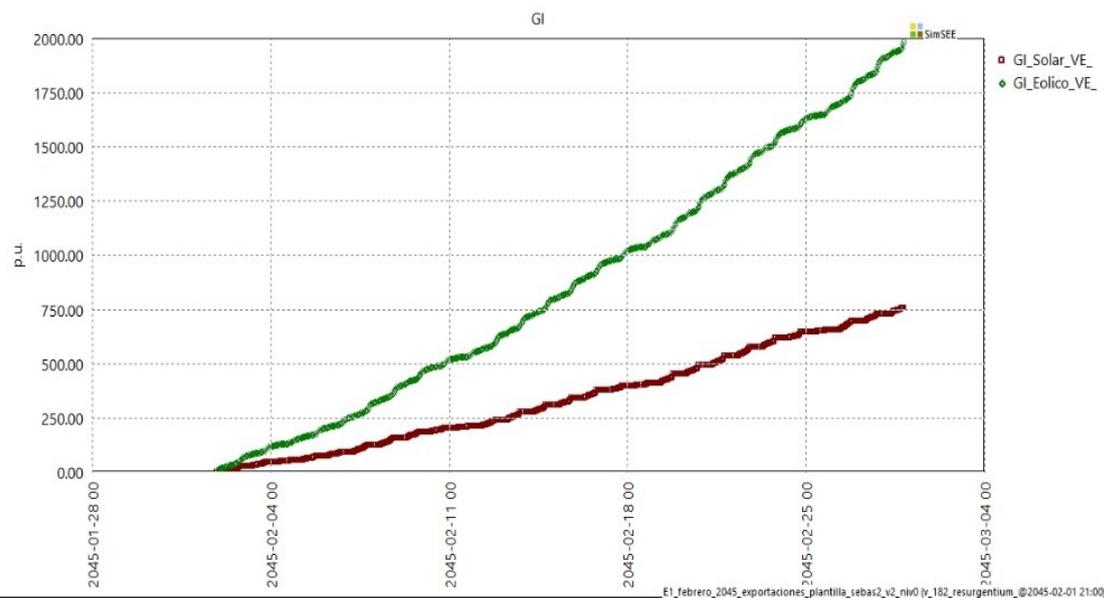
**Gráfico 31.- Costo de Abastecimiento de la Demanda Semanal con Exportaciones (Febrero 2045)**



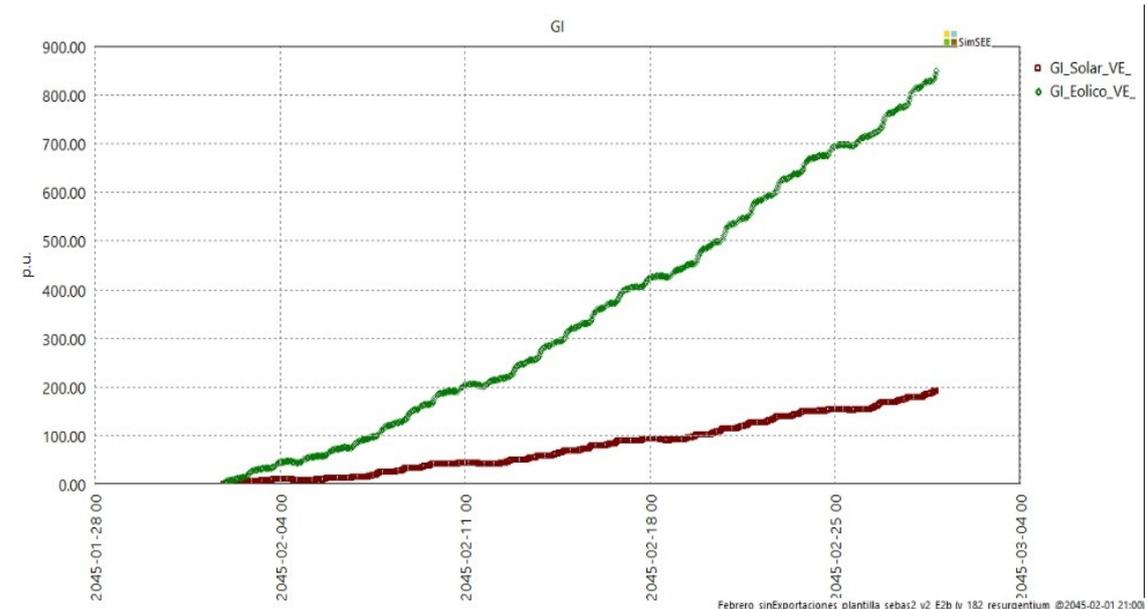
**Gráfico 31.- Costo de Abastecimiento de la Demanda Semanal sin Exportaciones (Febrero 2045)**

### Gradientes de inversiones

El análisis de los gradientes inversiones, para este período se muestran en los gráficos 32 y 33. Para ambos casos el GI es positivo y creciente, lo cual indica que es posible seguir incorporando más parques solares y eólicos. En ambos casos el gradiente de inversión nos indica que es conveniente seguir invirtiendo en esta tecnología.



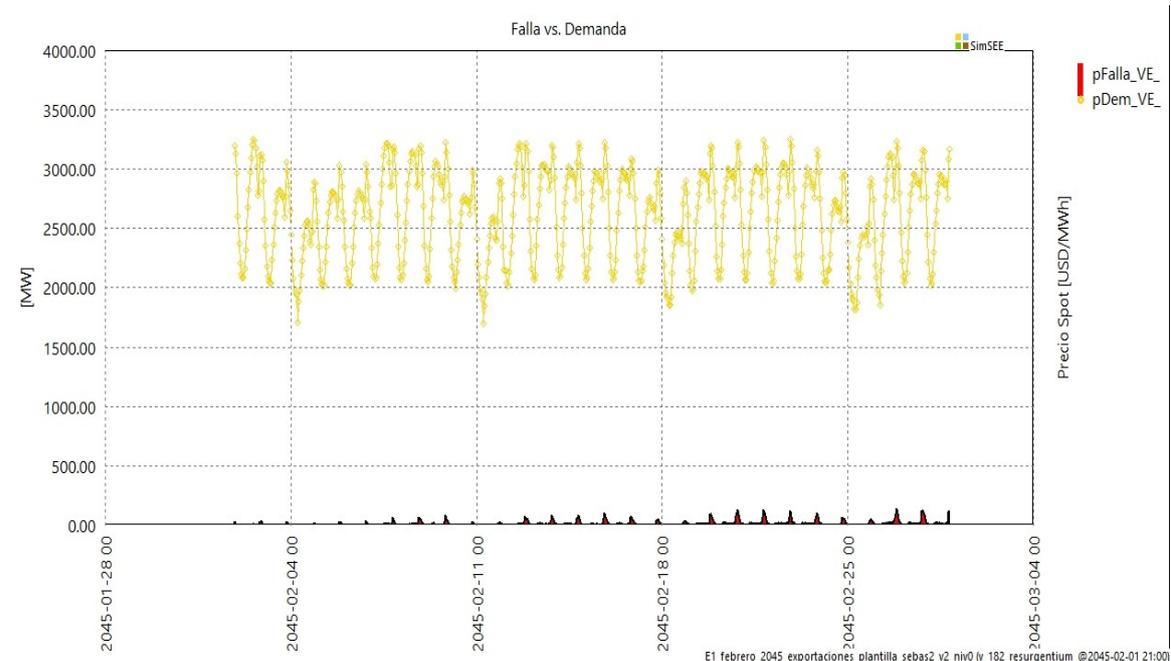
**Gráfico 32.- Gradiente de Inversión con Exportaciones (Febrero 2045)**



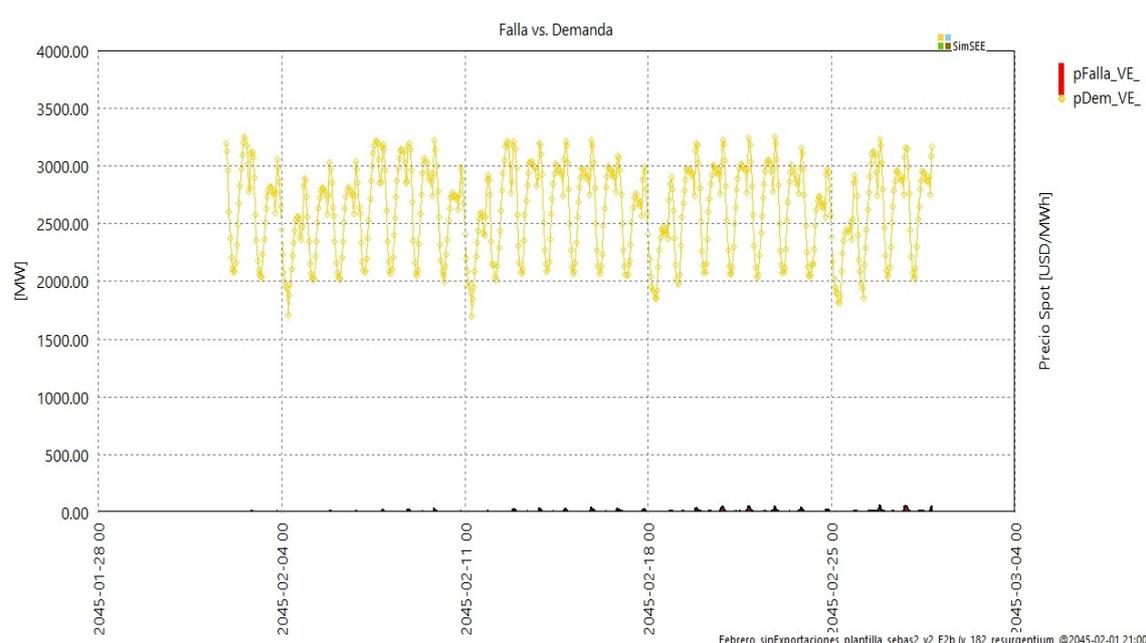
**Gráfico 33.- Gradiente de Inversión sin Exportaciones (Febrero 2045)**

### ***Demanda vs Fallas***

Como se puede observar en los gráficos que se muestran a continuación, existen valores de falla muy poco significativos ya que son de muy bajos MW. Sin embargo, en el caso con exportación las fallas son más frecuentes y un poco mayores con respecto al caso sin exportaciones. Cabe recalcar que en ninguno de los casos la potencia de falla supera el 5% de la demanda total.



**Gráfico 34.- Falla vs Demanda con Exportaciones (Febrero 2045)**



**Gráfico 35.- Falla vs Demanda sin Exportaciones (Febrero 2045)**

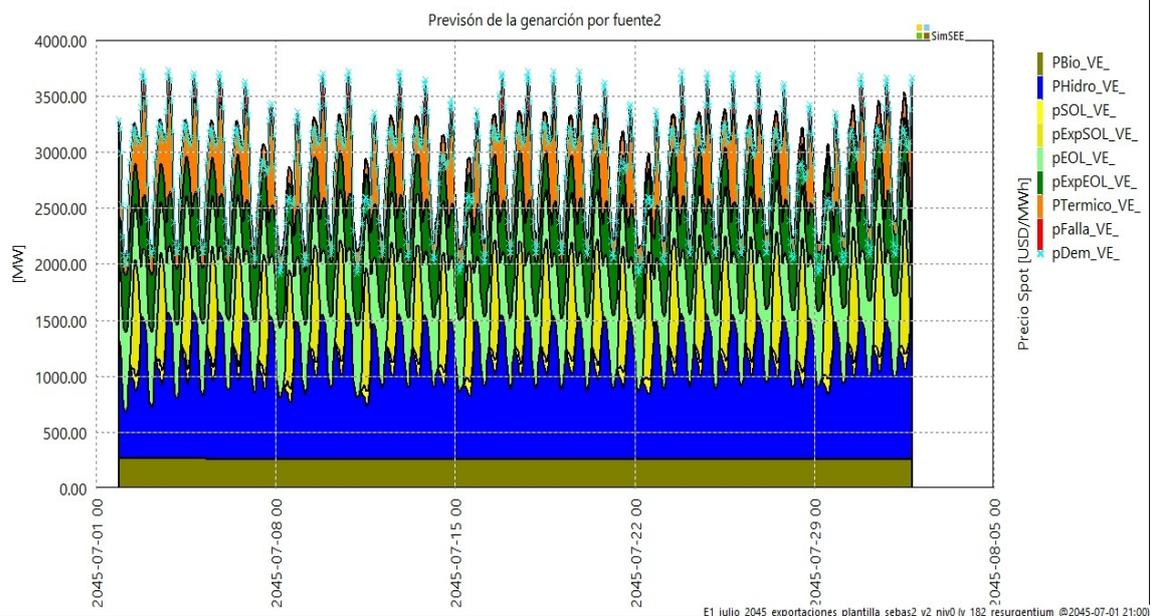
#### 4.1.5 Caso 5

En este caso se simulan dos escenarios, uno con exportaciones y otro sin exportaciones de energía para un mes de invierno (julio) del año 2045, cabe recalcar que para este año de simulación se tiene instalada toda la expansión Eólica y Solar, que vendrían a ser 1050 MW y 2150 MW respectivamente, y también se tiene en operación TG de 60 MW.

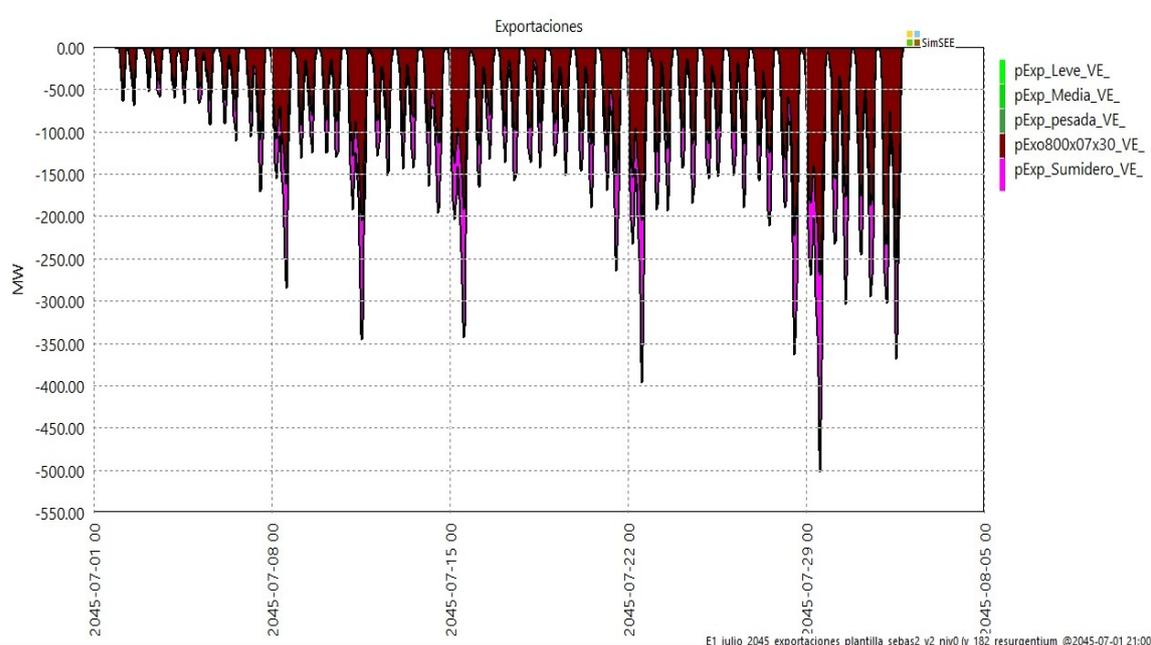
##### *Generación por fuentes y excedentes al sumidero o exportables*

La demanda esperada para este período fluctúa entre los 2150 y 2700 MW durante las horas de la madrugada y durante todo el día tiene dos picos uno en la tarde, aproximadamente a las 13:00, y el otro pico en la noche (21:00). Para las horas diurnas la demanda alcanza aproximadamente los 3200 MW y para la noche los 3500 MW. Durante los picos de las noches se puede observar que existe un poco más de potencia de falla sin embargo se encuentra dentro de los valores esperados tanto en el caso con exportaciones como sin exportaciones.

Al igual que en el caso anterior la generación de energía hidroeléctrica y térmica fue mayor en el caso con exportaciones y sin exportaciones hubo más generación por biomasa, los excedentes que se van al sumidero son menores con respecto al mes de verano como se muestra en los gráficos 36 y 37.



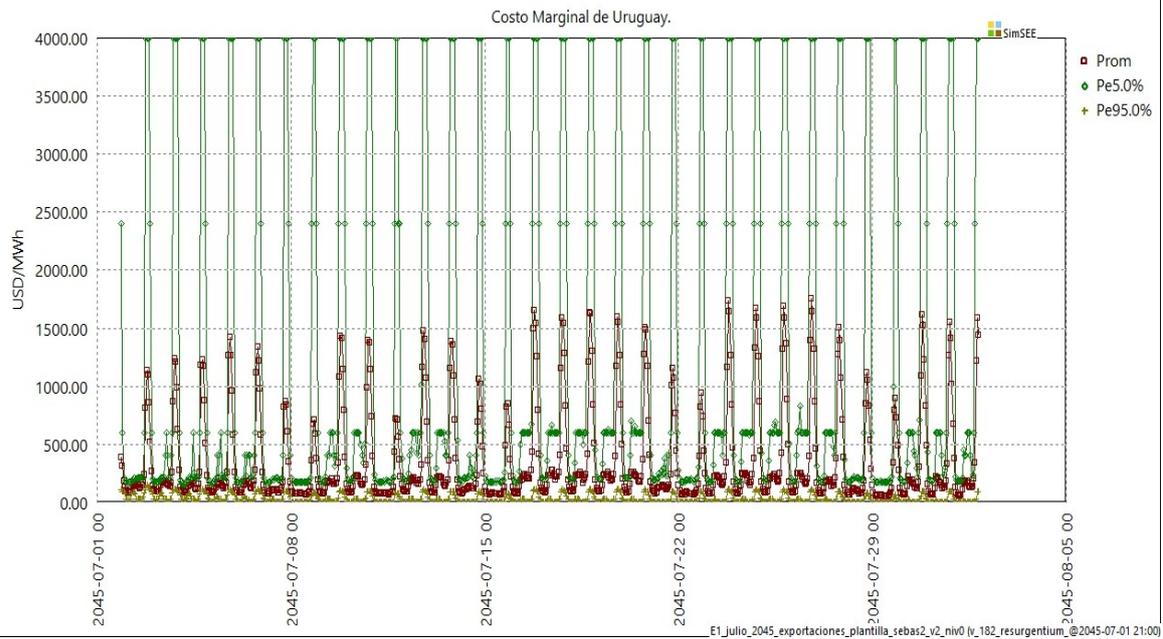
**Gráfico 36.- Previsión de a Generación por fuente con Exportaciones (Julio 2045)**



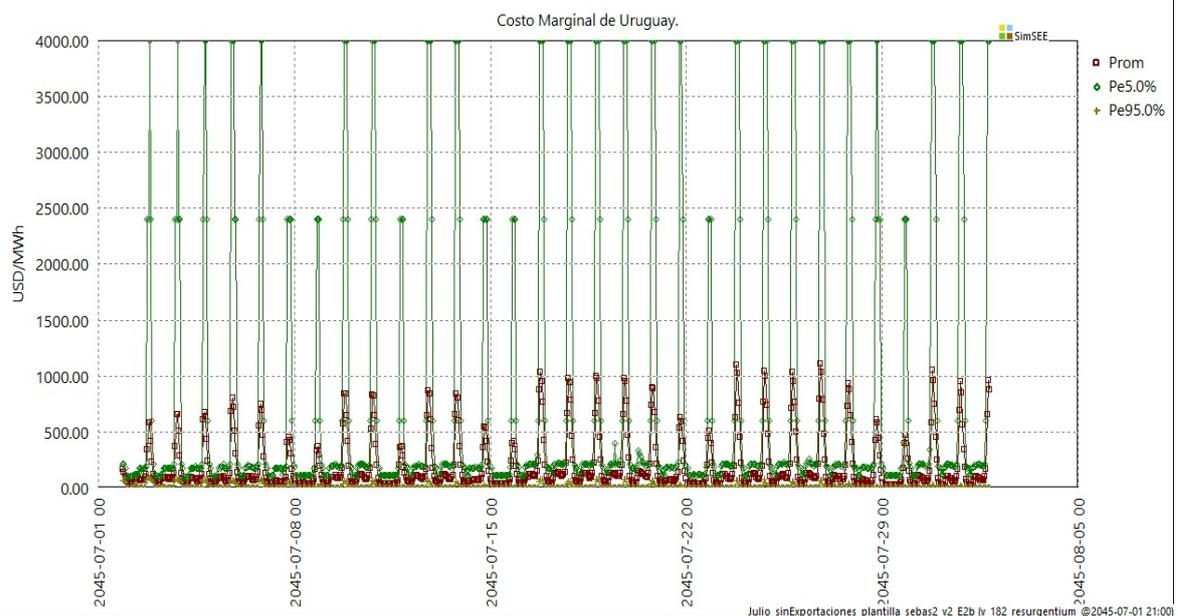
**Gráfico 37.- Excedentes entregados al Sumidero y Exportaciones (Julio 2045)**

**Costo Marginales de Uruguay y Costo abastecimiento de la demanda**

Se encontró que, para este mes de invierno, en el caso con exportaciones los costos marginales de generación son más altos, tanto en promedio como con la mínima probabilidad, en comparación con el costo marginal cuando no hay exportaciones, así como también se ve que es más frecuente lleguen a costos muy elevados con una probabilidad del 5% en relación con el mes de verano como se puede observar en los dos gráficos siguientes:

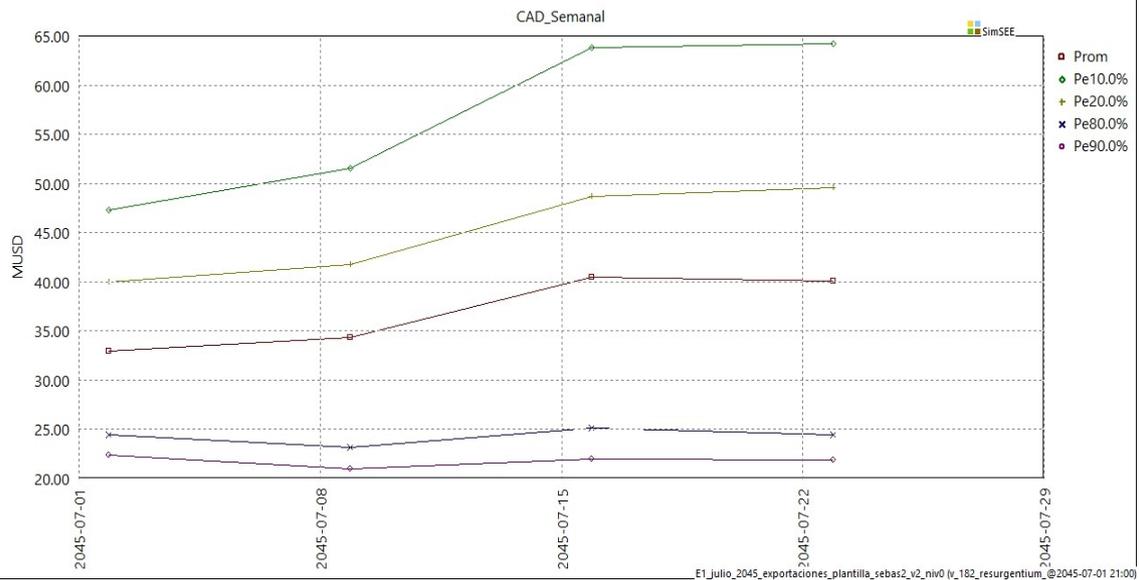


**Gráfico 38.- Costo Marginal con Exportaciones (Julio 2045)**

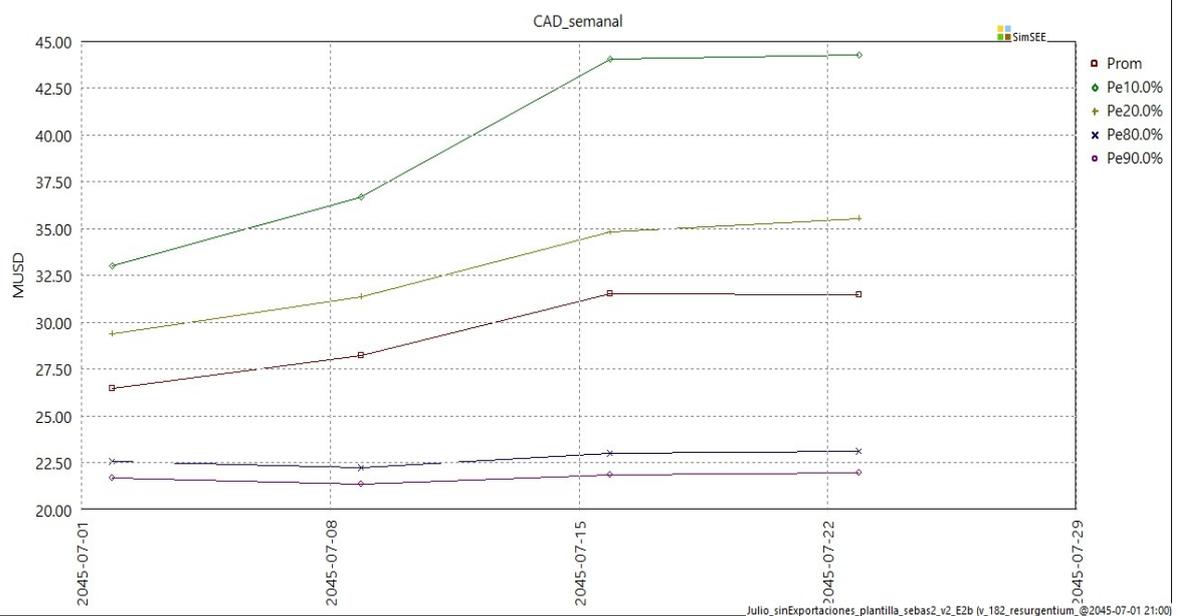


**Gráfico 39.- Costo Marginal sin Exportaciones (Julio 2045)**

Con respecto a los costos de abastecimiento de la demanda se encontró que, para el caso con exportación en promedio el acumulado mensual se ubicó en 147 MUSD mientras que en el caso sin exportación este indicador alcanzó los 117 MUSD, ambos mayores a los del mes de verano para el mismo año.



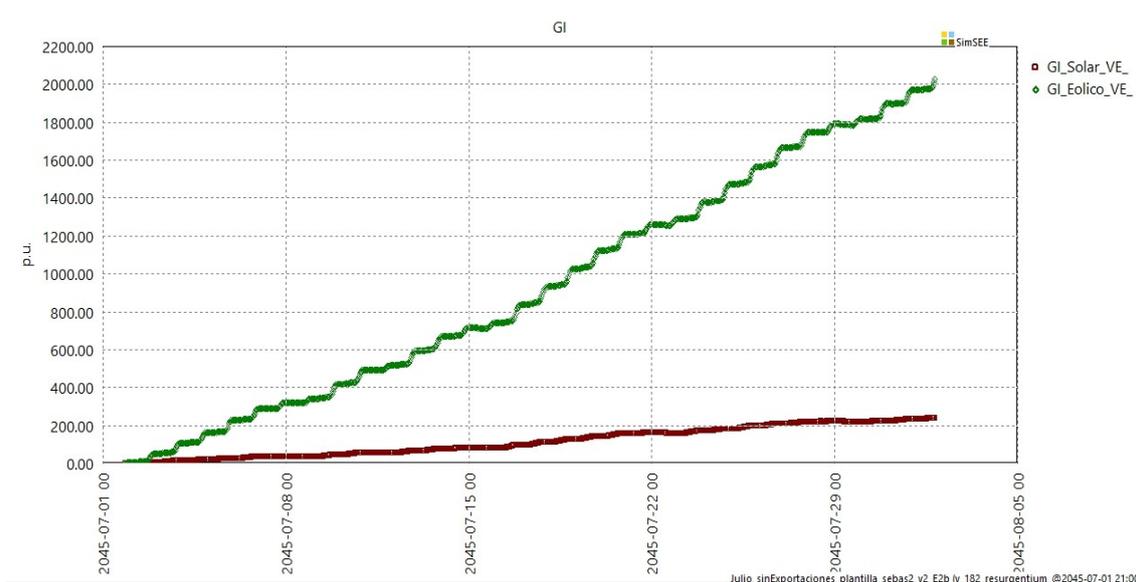
**Gráfico 40.- Costo de Abastecimiento de la Demanda Semanal con Exportaciones (Julio 2045)**



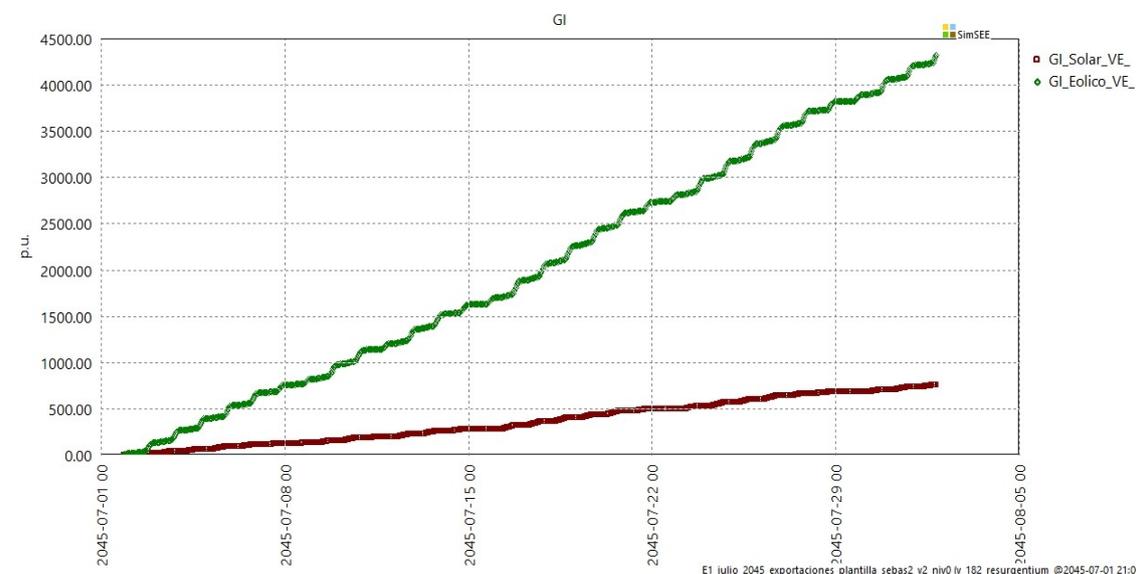
**Gráfico 41.- Costo de Abastecimiento de la Demanda Semanal sin Exportaciones (Julio 2045)**

### Gradientes de inversiones

El análisis de los gradientes inversiones, para este período se muestran en gráficos 42 y 43. Para ambos casos el GI es positivo y creciente, lo cual indica que es posible seguir incorporando más parques solares y eólicos. En ambos casos el gradiente de inversión nos indica que es conveniente seguir invirtiendo en esta tecnología, en diferencia al mes de verano el gradiente de inversión de la energía solar tiene una pendiente positiva menos pronunciada.



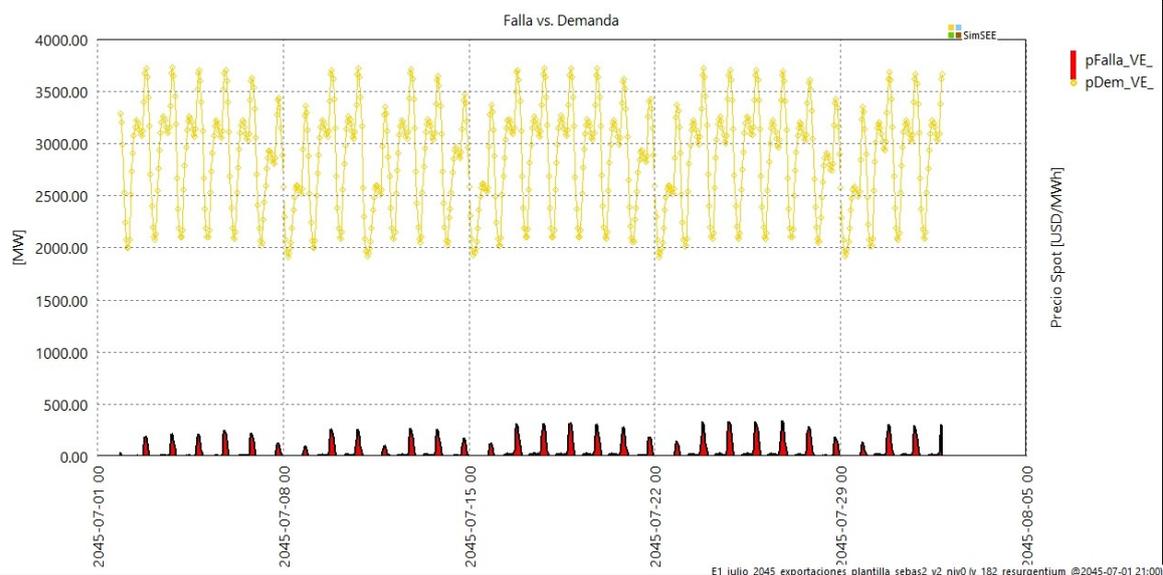
**Gráfico 42.- Gradiente de Inversión con Exportaciones (Julio 2045)**



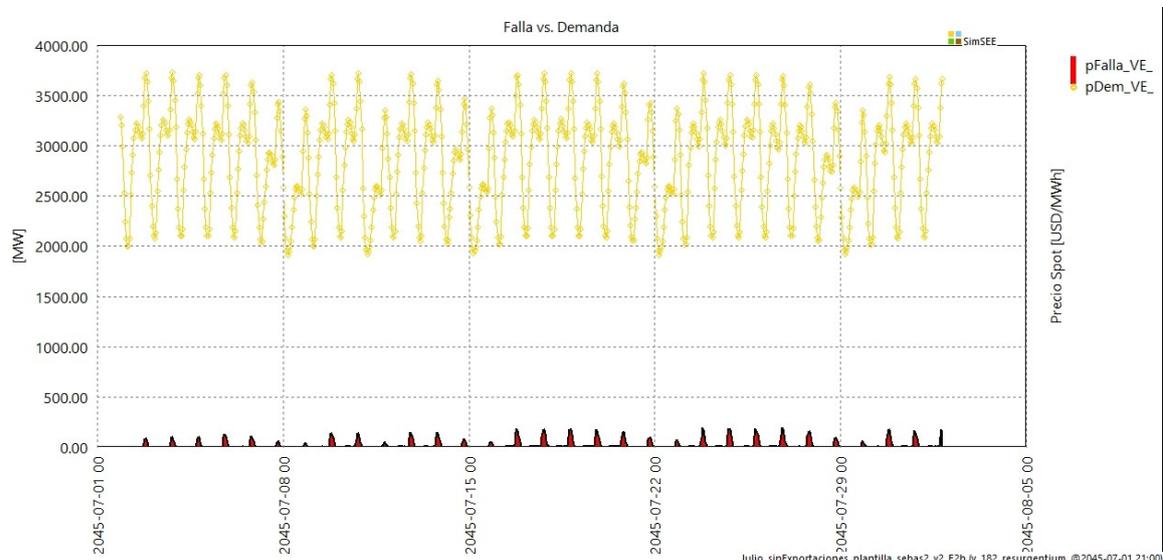
**Gráfico 43.- Gradiente de Inversión sin Exportaciones (Julio 2045)**

### ***Demanda vs Fallas***

Como se puede observar en los gráficos que se muestran a continuación, existen valores de falla muy poco significativos ya que son de muy bajos MW. Sin embargo, en el caso con exportación las fallas son más frecuentes y un poco mayores con respecto al caso sin exportaciones y en general al compararlo con el mes de verano del mismo año son mayores en invierno. En este caso para la simulación con exportaciones la potencia de falla no supera el 10% de la demanda total y para la simulación sin exportaciones no supera el 5,5%.



**Gráfico 44.- Falla vs Demanda con Exportaciones (Julio 2045)**



**Gráfico 45.- Falla vs Demanda sin Exportaciones (Julio 2045)**

## 5 Posibles futuros trabajos.

Para poder ampliar el estudio realizado sería interesante si analizara la influencia de los años secos y húmedos en los resultados obtenidos.

También faltaría revisar más en profundidad las diferentes opciones de exportación a Brasil, permitiendo exportaciones en la franja horaria leve, media y pesada.

Otro de los elementos que se dejó de lado es la influencia de la variación de los precios del petróleo dado que los costos variables están fundamentalmente determinados por los precios de los combustibles.