Generación fotovoltaica comercializada al spot: Viabilidad económica y análisis de sensibilidades

Autores: Juan Lezama y Catalina Paradeda

Instituto de Ingeniería Eléctrica - FING.

Trabajo final curso SimSEE

Montevideo - Uruguay.

Julio 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 estudio tiene como objetivo principal analizar la incorporación de un generador fotovoltaico que ingresa al Sistema Interconectado Nacional (SIN) vendiendo su energía al mercado SPOT. Para ello, el análisis se dividirá en dos etapas; en primer lugar se analizará de viabilidad económica a distintas escalas y luego, para el caso más económicamente viable, la evaluación de dichos resultados modificando de distintos parámetros que rigen el mercado spot.

Para ello, se llevarán a cabo simulaciones bajo tres escenarios de capacidad instalada, de 10 MW, 50 MW y 100 MW, con el fin de identificar la escala de desarrollo que ofrezca la mejor relación entre inversión y rentabilidad para el proyecto.

Una vez vistos los resultados financieros, se trabajará con el caso de mejores resultados económicos. Se efectuará un análisis de sensibilidad que incluirá la evaluación del impacto de fijación o indexación de los costos de racionamiento, la influencia del precio máximo del precio spot y el comportamiento de los resultados según tres escenarios diferentes de precio internacional del crudo.

2. Hipótesis de modelado general

Para la realización del estudio se toma como base el *Plan de Expansión de Generación* elaborado por el MIEM para el período 2024–2043. En particular, se adopta el Caso B, que asume un sistema cerrado, es decir, sin intercambios de energía con Argentina y Brasil. Esta simplificación metodológica facilita la modelación, aunque no refleja completamente la operación real del SIN.

El escenario utilizado contempla una proyección creciente de la demanda según las previsiones del MIEM, que incluye la incorporación a partir de 2027 una demanda plana de 50 MW correspondiente a un data center.

Para el caso de los escalones de falla, se utilizan los costos habitualmente empleados: el primer escalón corresponde al costo variable de la máquina térmica más cara (CTR) incrementado en un 10%, mientras que los escalones restantes se basan en los valores definidos por decreto, todos indexados en función de las variaciones del precio del crudo.

3. Metodología

Por razones de capacidad de cómputo, se limita el horizonte de optimización del modelo a 12 años y el horizonte de tiempo de simulación a 10 años, dejando así un margen de dos años para la estabilización del modelo, minimizando efectos de borde en los resultados.

Con respecto al modelado del sistema, se opta por utilizar pasos de tiempo diarios, divididos en cuatro postes, siendo el primer poste de una hora, para que represente la exigencia de demanda neta en el sistema, luego los restantes son de 4, 13 y 6 horas.

Esta metodología de pasos de tiempo y postizado, resulta adecuada para el análisis propuesto ya que se trata de un generador que participará en el mercado spot y por lo tanto, es fundamental representar con cierto nivel de detalle la variabilidad del precio spot, el cual puede experimentar fluctuaciones significativas en pequeñas escalas de tiempo, y una simulación horaria carecería de sentido ya que sería computacionalmente muy exigente.Por esta razón, se adopta un enfoque diario, dividiendo el día en bloques que reflejan los horarios pico, valle y llano, representando adecuadamente las tendencias principales del sistema.

La incorporación del nuevo actor generador se realiza añadiendo el mismo al nodo del SIN, existente en la sala. En este caso, no se requiere el añadido de otro nodo con sus respectivos arcos, debido a que no tiene una demanda para abastecer, sino que simplemente va a verter energía a la red cuando sea despachado.

El generador se modela como un generador eólico ya que esta sala utiliza el modelo CEGH “PSol1MW” el cual no brinda radiación sino que es un modelo CEGH basado en históricos de producción nacional normalizada por megawatt instalado. Debido a que este modelo fue realizado con los parques actuales, los cuales no cuentan con las tecnologías utilizadas hoy en día se debió modificar el factor de planta del 21% que la serie tenía con probabilidad de excedencia 50% a 28% considerando paneles bifaciales con tracker.

Para el análisis de ingresos de la primera parte, se optimizan tres crónicas y se simulan 1000 crónicas. Este enfoque permite realizar análisis en función de distintos intervalos de confianza y evaluar los peores escenarios posibles, los cuales son determinantes para el análisis económico del inversor. En consecuencia, se evaluarán los resultados obtenidos no solo considerando el promedio sino que también una probabilidad de excedencia del 50%, 90% y 99%.
Al evaluar el impacto de la indexación de los costos de racionamiento, del techo spot y precio del crudo se evaluará utilizando el valor esperado ya que este análisis tendrá un enfoque más bien cualitativo para evaluar estos impactos respecto a los otros casos simulados.

4. Casos simulados y resultados del estudio

4.1. Análisis de evaluación de inversión

En primer lugar, se estudia la instalación de distintas potencias para un nuevo generador fotovoltáico con venta al spot con una potencia variable de 10 MW, 50 MW y 100 MW. En las secciones a continuación se presentan los gráficos de despacho eléctrico obtenidos en los 10 años simulados y los ingresos diarios que se obtuvieron de la venta spot en estos en el promedio y para distintas probabilidades de excedencia.

Con estos valores obtenidos se realiza un flujo de caja simplificado considerando una tasa de descuento del proyecto de 8%, un precio de CAPEX aproximado de 733 USD/MW, un OPEX de 8.500 USD/MW/año y considerando que el proyecto resulta exonerado de impuestos por COMAP. A su vez, debido a que las simulaciones se realizan a 10 años se decide extrapolar los datos para los siguientes 10 años, considerando el análisis de inversión a 20 años, degradando los ingresos del año 10 en un 5% por año.

a) Generador fotovoltaico de 10 MW

En la figura 1 se presenta el resultado de la energía generada por el generador fotovoltáico de 10 MW en paso diario, mostrando los resultados promedio y probabilidad de excedencia de 50%. Como se puede observar, la energía generada es la que se despacha, ya que el generador tiene costo variable nulo. Lo que ocurre, es que el valor de venta de energía, es decir el valor del precio spot, no siempre resulta atractivo.

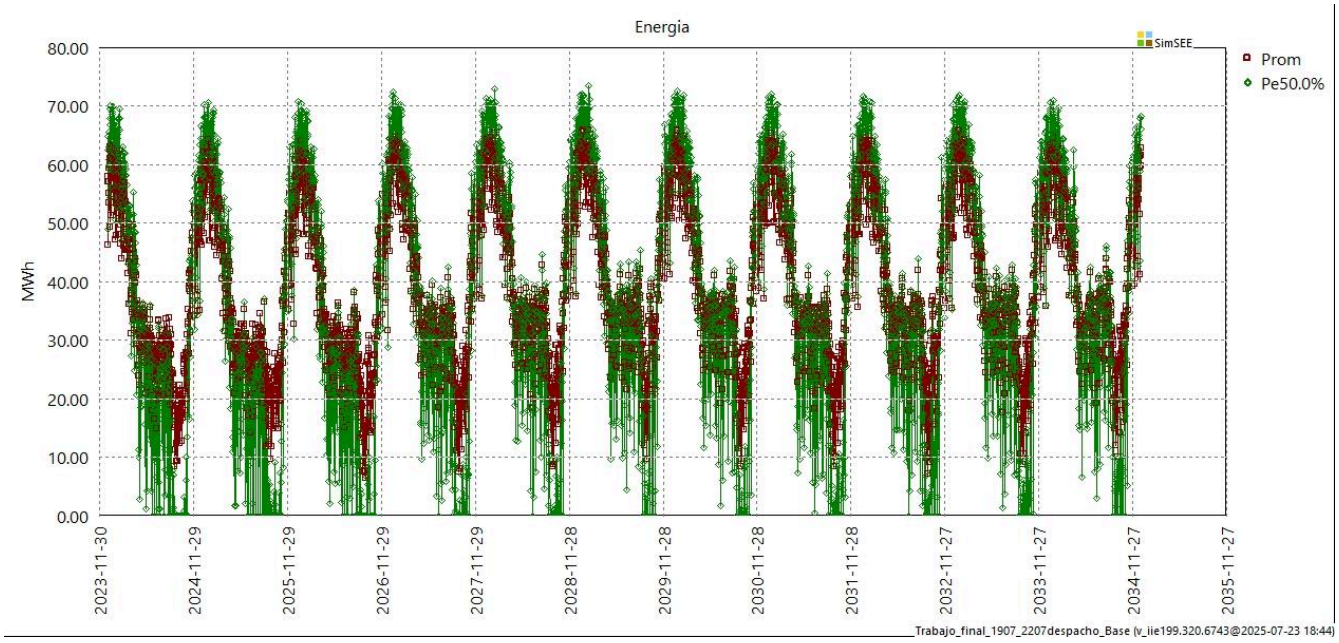

Figura 1: Energía generada por parque de 10 MW

Se presentan en la figura 2 los ingresos generados por la planta en paso diario, representando en esta el promedio de simulaciones y las probabilidades de excedencia de 50%, 90% y 99%. Se puede observar la variabilidad de resultados obtenidos con distinta probabilidad de excedencia, donde se puede observar valores cercanos a cero casi

constantes para la probabilidad de excedencia de 99%, lo cual hace de gran riesgo la inversión.

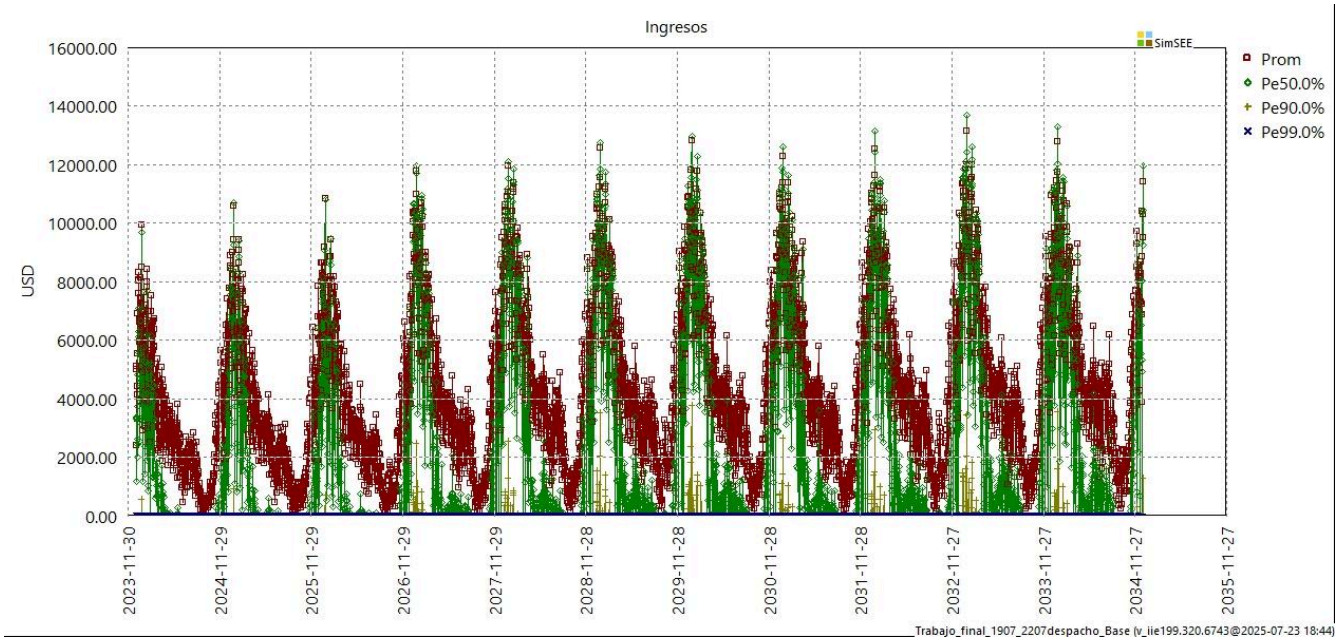

Figura 2: Ingresos generados por parque de 10 MW

A partir de los resultados obtenidos se realiza el análisis financiero de flujo de caja simplificado para evaluar en una primera instancia de viabilidad el proyecto, cuyos principales resultados se presentan en la figura 1. Para este análisis se toman las hipótesis mencionadas al comienzo de la sección.

VAN	**5.079**	kUSD
TIR	15,6%	

Cuadro 1: Resultados económicos del proyecto de inversión.

Como se muestra en la figura, el proyecto alcanza una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 15,6%, un valor considerado aceptable, especialmente teniendo en cuenta que la venta de energía se realiza en el mercado spot, lo que implica un nivel de riesgo relativamente alto. A pesar de esta exposición al mercado, la rentabilidad obtenida resulta adecuada.

Adicionalmente, el Valor Actual Neto (VAN) alcanza los 5.079 kUSD, lo que refuerza la viabilidad económica del proyecto.

Por lo tanto, bajo las hipótesis asumidas, el proyecto resulta rentable, incluso considerando que el análisis se realizó en un escenario en el cual el sistema eléctrico ya se encuentra optimizado para satisfacer la demanda proyectada con la generación existente.

Por otra parte, desde un enfoque más desde el sistema y no del generador, se analiza el impacto de la instalación de generación en el costo de abastecimiento de la demanda, de forma de analizar el impacto en la red. Para este caso se tiene un costo de abastecimiento de la demanda de 6414 MUSD.

b) Generador fotovoltaico de 50 MW

Para el caso de 50 MW, se realiza el mismo análisis que en el caso anterior, donde en la figura 3 se puede observar la energía generada por el generador fotovoltáico en paso diario, mostrando los resultados promedio y probabilidad de excedencia de 50%.

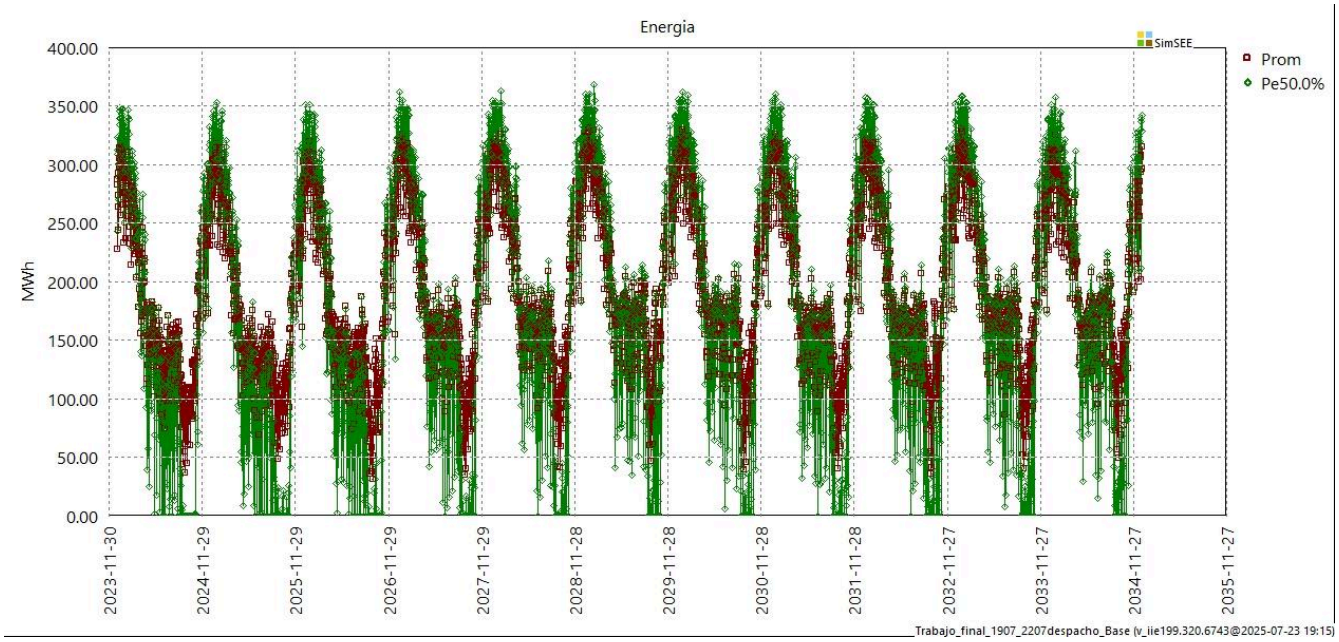

Figura 3: Energía generada por parque de 50 MW

A su vez, se presentan en la figura 4 los ingresos generados por la planta en paso diario, representando en esta el promedio de simulaciones y las probabilidades de excedencia de 50%, 90% y 99%.

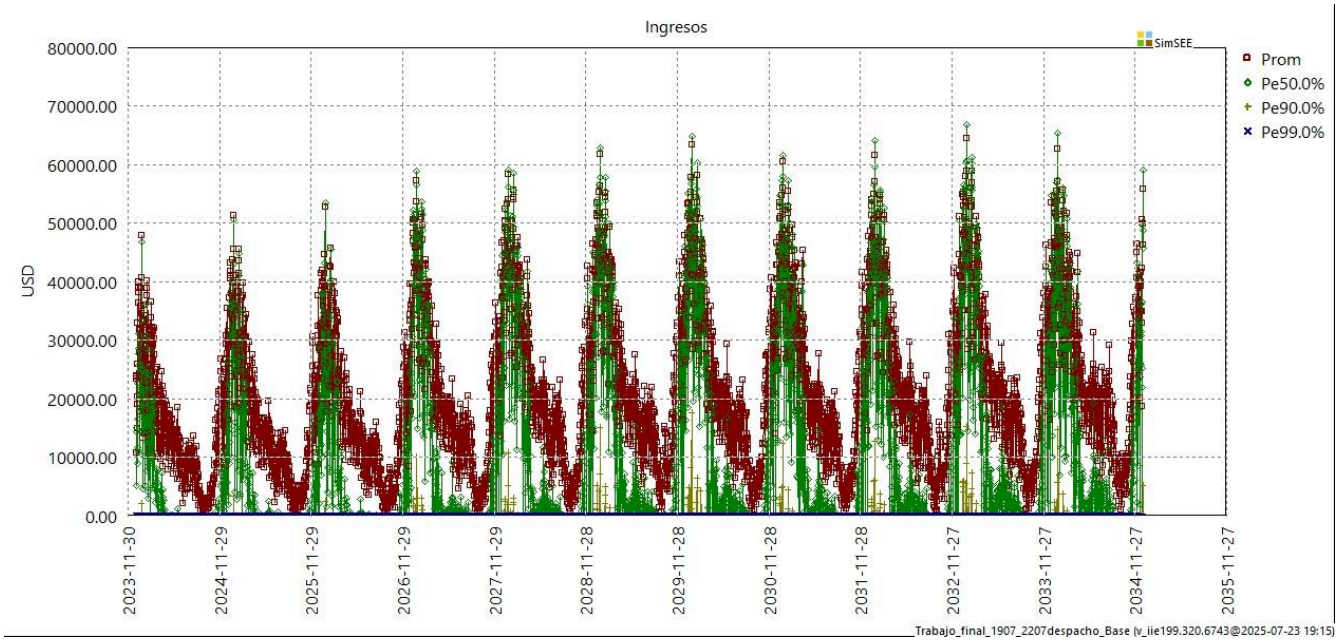

Figura 4: Ingresos generados por parque de 50 MW

Al analizar el modelo financiero de la planta de 50 MW en comparación con el de 10 MW, se observa una disminución en la TIR, que cae de 15,6% a 14,8%. Esto indica que el generador de 50 MW, al inyectar un mayor volumen de energía, participa en más horas marginales y en ciertas ocasiones fija el precio spot. Sin embargo, al aportar más oferta en horas de precios altos, también contribuye a reducir el precio marginal en esas mismas horas, lo que modera sus ingresos y explica la menor rentabilidad relativa frente a la planta más pequeña.

VAN	**22.885**	kUSD
TIR	14,8%	

Cuadro 2: Resultados económicos del proyecto de inversión.

Por último, en este caso, se tiene un costo de abastecimiento de la demanda total de 6360 MUSD, el cual es menor al caso anterior, por lo que desde un enfoque del sistema, el generador está impactando positivamente en disminuir el CAD lo cual tiene sentido ya que su costo variable se considera cero.

c) Generador fotovoltáico de 100 MW

Finalmente, se realiza el análisis correspondiente al generador de 100 MW, cuyos resultados se presentan en las Figuras 5 y 6.

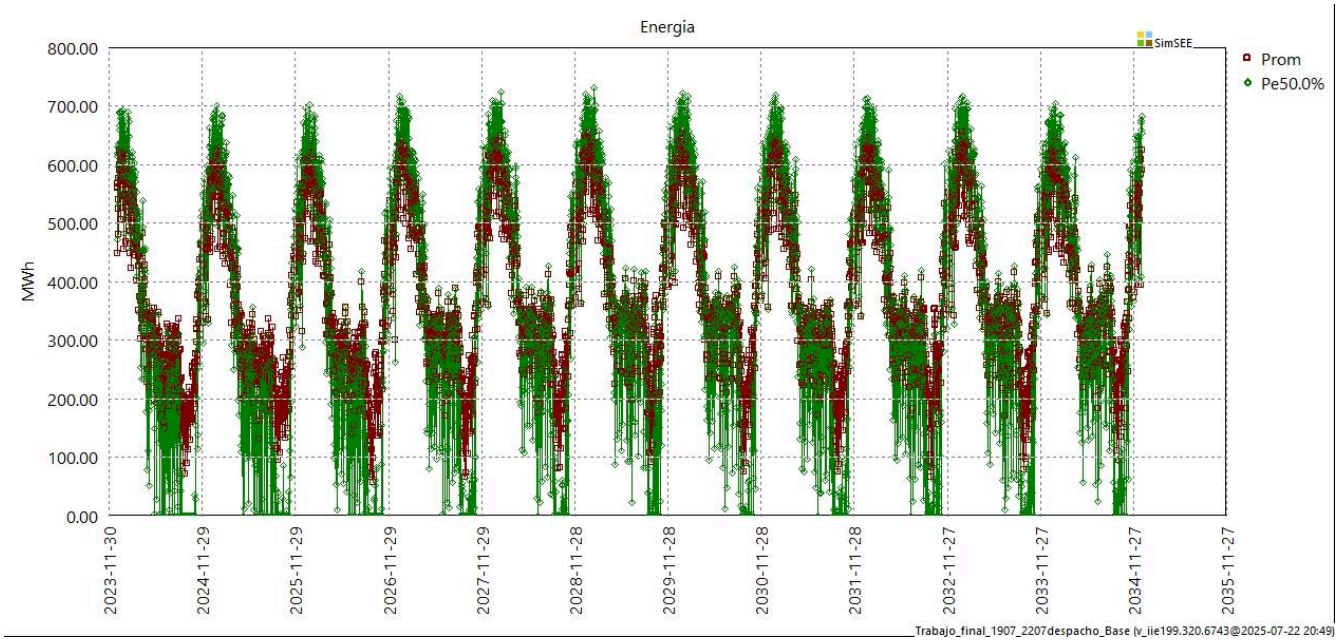

Figura 5: Energía generada por parque de 100 MW

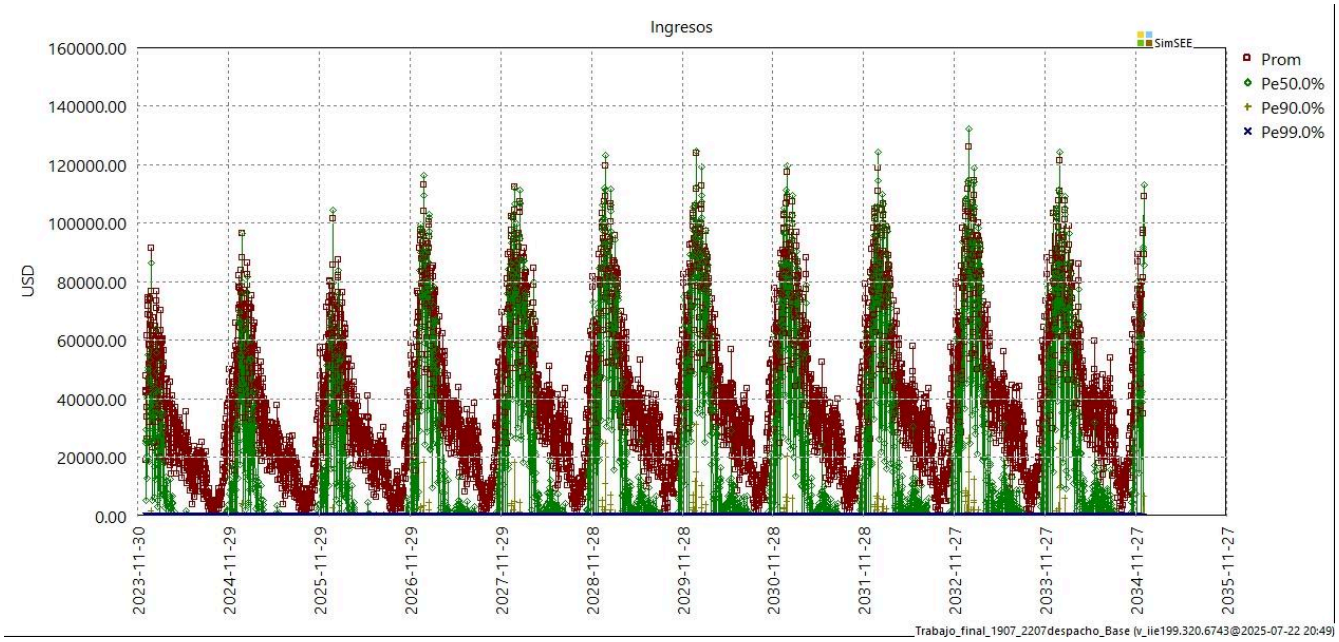

Figura 6: Ingresos generados por parque de 100 MW

En el caso del proyecto de 100 MW, se observa una TIR de 13,8 % y un VAN de 38.593 kUSD, lo que confirma la tendencia decreciente en la rentabilidad a medida que aumenta la escala del proyecto. A pesar de generar un volumen significativamente mayor de energía, esta planta intensifica su participación en horas marginales, fijando el precio spot con mayor frecuencia. Sin embargo, al desplazar otras tecnologías más costosas y aportar una oferta más abundante, contribuye a una mayor reducción del precio spot en las horas críticas.

VAN	38.593	kUSD
TIR	13,8%	

Cuadro 3: Resultados económicos del proyecto de inversión.

Por último, en este caso, se tiene un costo de abastecimiento de la demanda total de 6008 MUSD, el cual es menor al caso anterior, por lo que desde un enfoque del sistema, el generador está impactando positivamente en disminuir el CAD.

4.2. Análisis de sensibilidades

En función de los resultados obtenidos, se decide continuar el análisis con el proyecto de 10 MW, ya que presenta la mejor TIR (15,6 %) entre las tres opciones evaluadas. Además, considerando que el precio spot en Uruguay presenta una alta volatilidad debido a la fuerte dependencia del sistema eléctrico de la generación hidráulica y de las condiciones meteorológicas, una planta de menor tamaño implica un menor compromiso de capital y, por lo tanto, una menor exposición al riesgo frente a escenarios desfavorables de precios.

a) Techo del spot

Para analizar la dependencia de los ingresos obtenidos al valor del techo del precio spot se decide evaluar los ingresos para tres distintos casos variando techo spot fijado actualmente en 250 U$D/MWh, utilizando como techo 200 U$D/MWh, 300 U$D/MWh y techo indefinido.

1. **Techo fijado en 200 U$D/MWh**

De manera de poder evaluar el impacto en ingresos que genera la variación del techo spot, se presenta en la figura 10 los recortes en ingresos que tiene el generador al fijar el techo del spot en 200 U$D/MWh.

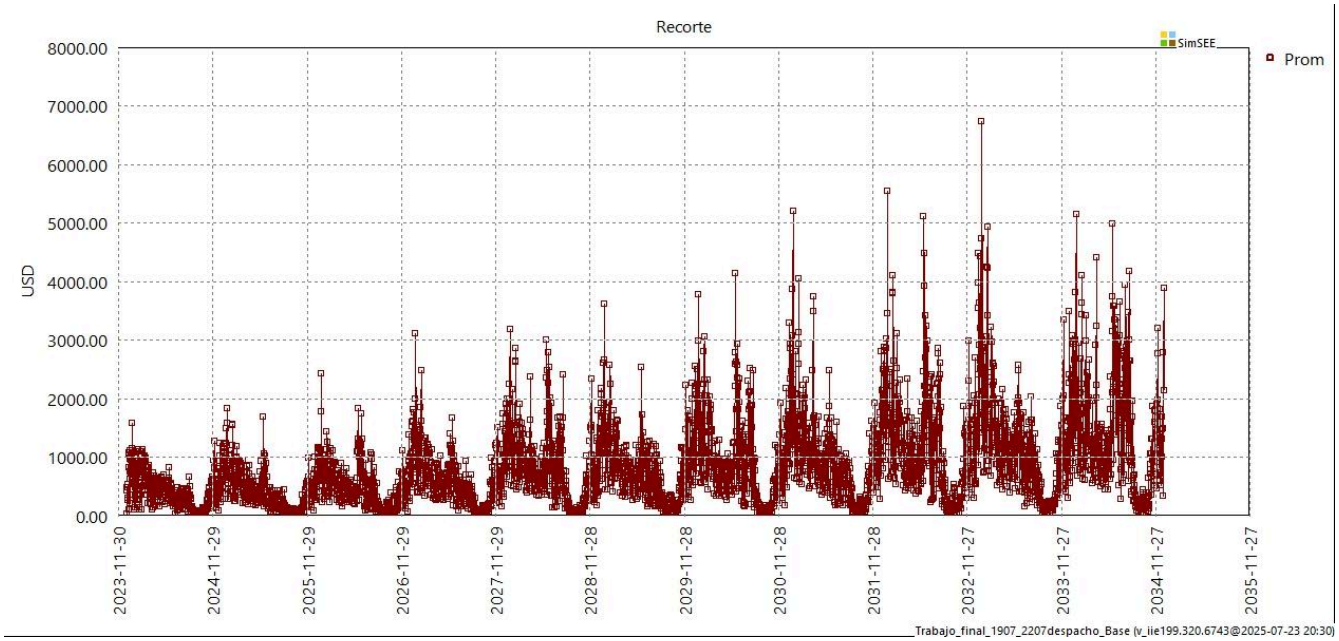

Figura 7: Recortes en ingresos dados por el techo spot de 200 U$D/MWh

2. Techo fijado en 300 U$D/MWh

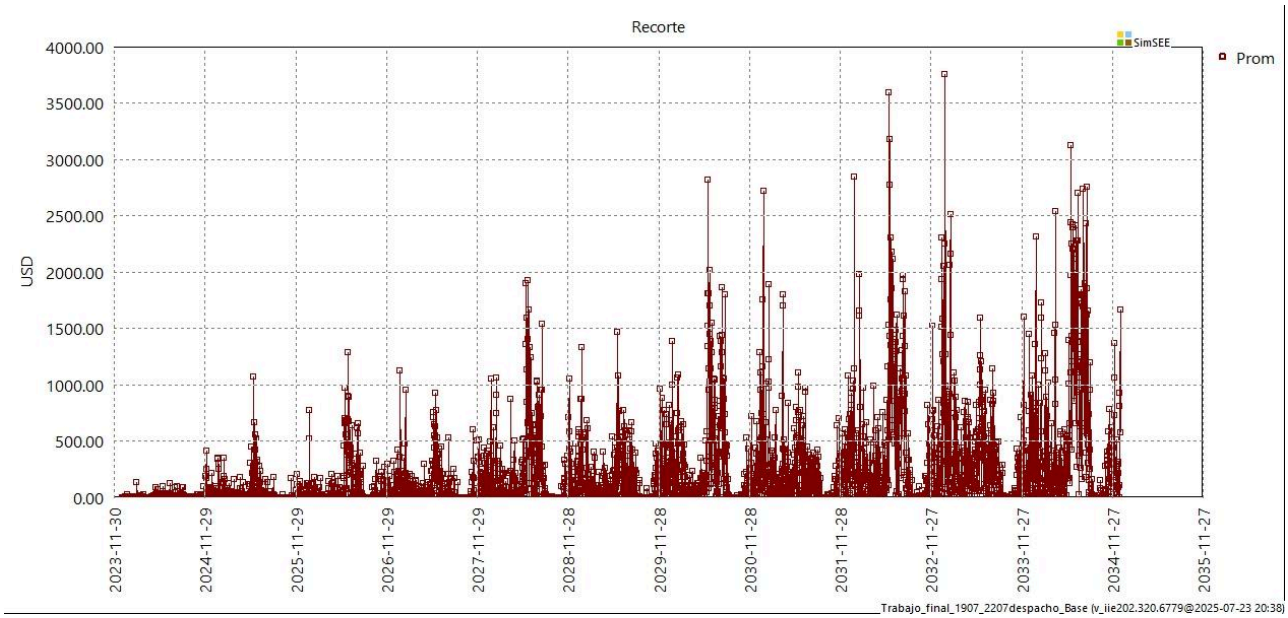

Figura 8: Recortes en ingresos dados por el techo spot de 300 U$D/MWh

3. Techo indefinido

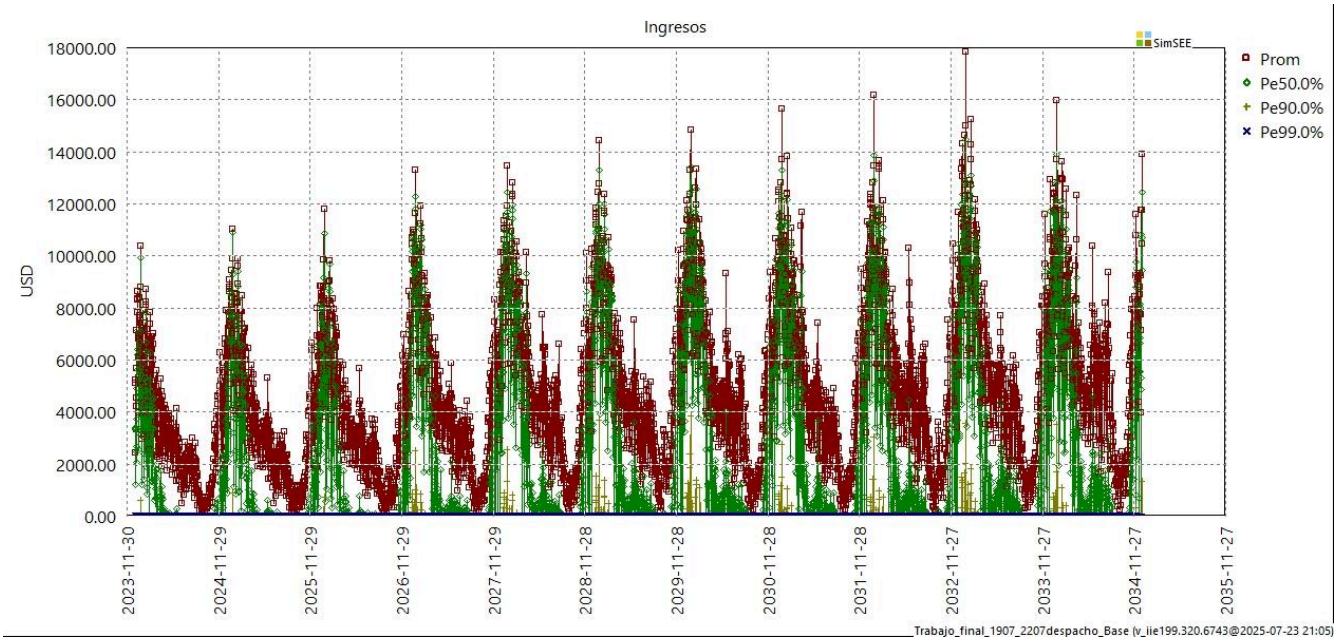

Figura 9: Ingresos generados por parque de 10 MW sin techo SPOT.

Una vez analizados los cuatro casos se puede resumir los recortes totales en el cuadro 4 y se añade al análisis el impacto porcentual de los ingresos anuales que tiene el recorte spot bajo los distintos precios techo y graficado a continuación

Año	Ingresos - Techo 200 U$D/MWh (U$D)	Ingresos- Techo 250 U$D/MWh (U$D)	Ingresos - Techo 300 U$D/MWh (U$D)	Ingresos - Sin Techo (U$D)
1	$1.021.110	$1.131.715	$1.165.035	$1.172.233
2	$1.113.672	$1.245.272	$1.251.097	$1.266.890
3	$1.134.644	$1.264.794	$1.279.369	$1.312.060
4	$1.404.951	$1.571.558	$1.589.002	$1.623.786
5	$1.533.229	$1.723.971	$1.758.441	$1.828.782
6	$1.578.379	$1.762.173	$1.799.163	$1.855.167
7	$1.574.030	$1.764.689	$1.810.374	$1.905.038
8	$1.522.183	$1.738.136	$1.787.285	$1.874.160
9	$1.546.695	$1.765.724	$1.830.816	$1.978.107
10	$1.628.651	$1.853.684	$1.927.620	$2.054.325

Porcentaje de recortes en relación al ingreso total				
Año	Techo 200 U$D/MWh	Techo 250 U$D/MWh	Techo 300 U$D/MWh	Sin Techo
1	41,25%	10,78%	1,38%	0,00%
2	34,31%	5,72%	3,23%	0,00%
3	40,47%	9,78%	6,88%	0,00%
4	29,30%	6,85%	4,29%	0,00%
5	32,89%	11,00%	7,37%	0,00%
6	30,31%	9,34%	5,83%	0,00%
7	35,28%	13,97%	9,60%	0,00%
8	41,19%	14,94%	9,21%	0,00%
9	50,71%	22,60%	15,54%	0,00%
10	43,98%	18,38%	11,73%	0,00%

Cuadro 4: Resultados económicos de distintos techos del precio spot.

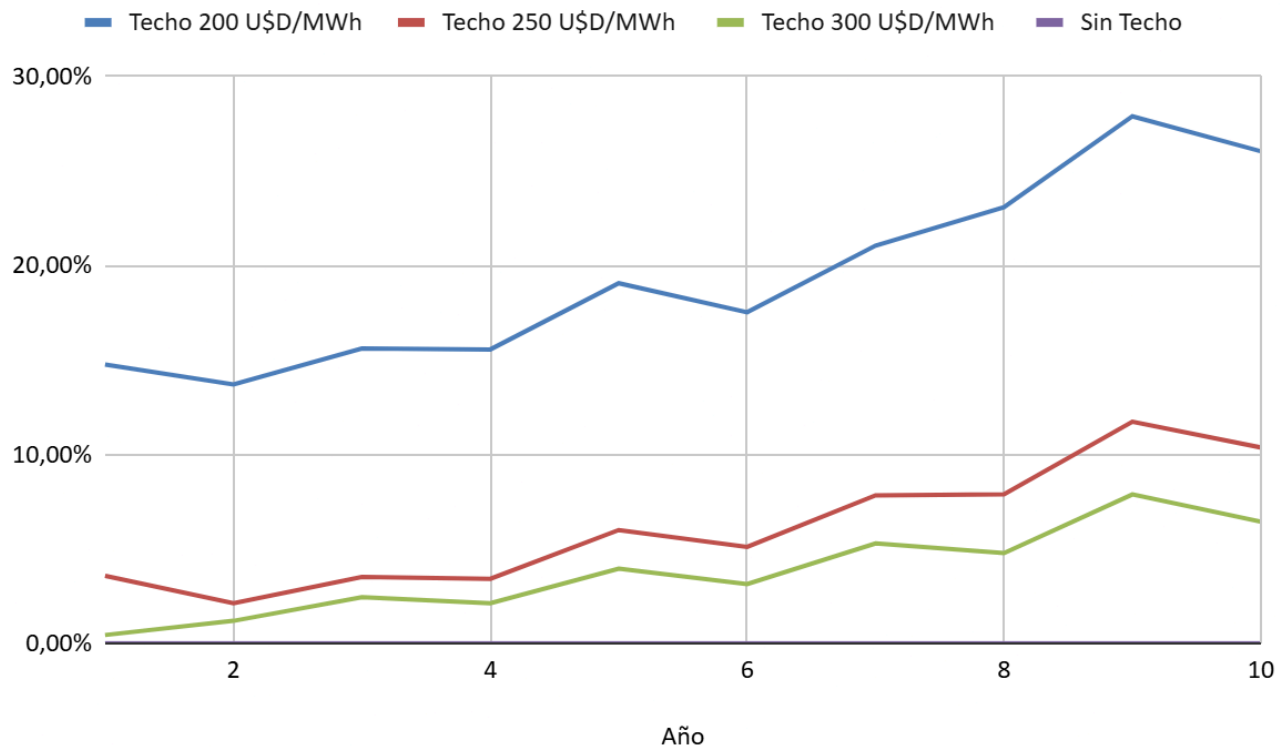

Figura 10: Gráfica de porcentaje de recortes por año.

Una vez analizado esto se puede observar el impacto del techo spot en el ingreso de este tipo de proyectos, llegando a grandes porcentajes de los ingresos potenciales de estos. Se observa que el impacto que se tiene entre 200 y 250 U$D/MWh es mucho mayor que entre 250 y 300 U$D/MWh, siendo este posible techo un cambio atractivo para el inversor aunque representa un costo mayor del sistema.

b) Indexación del costo de racionamiento

Con el objetivo de evaluar el impacto de distintas formas de indexación de los costos de racionamiento sobre los ingresos del generador, se realizan simulaciones eliminando el techo del precio spot, dado que, de mantenerse dicho tope, la presencia de falla no se reflejaría en los ingresos. El caso base considera escalones de falla indexados según la variación del precio del crudo, en línea con los supuestos establecidos en la sala utilizada para este trabajo, y cuyos resultados coinciden con el escenario de techo indefinido analizado previamente. Luego, se analiza una alternativa con costos de racionamiento fijos, y finalmente se propone un tercer escenario en el que dichos costos se indexan según la variación proyectada del PBI. Esta última opción se fundamenta en que los costos de racionamiento representan lo que la sociedad está dispuesta a pagar ante una situación de restricción energética, por lo que, en períodos de mayor actividad económica, el impacto de una interrupción en el suministro es más significativo y justifica un mayor valor asignado al costo de falla.

1. Valores de falla fijos

En la Figura 7 se presentan los ingresos asociados a la planta considerando como fijos los costos de falla establecidos por decreto. La figura incluye las curvas de ingresos correspondientes a las probabilidades de excedencia del 50%, 90% y 99%.

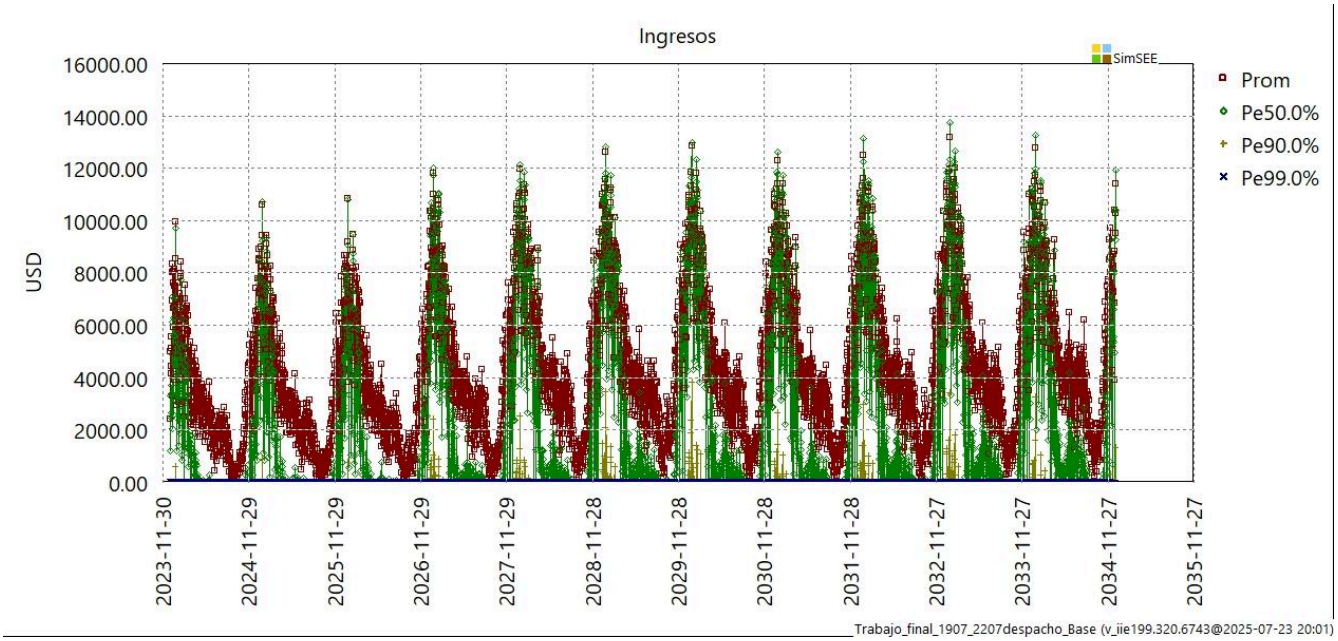

Figura 11: Ingresos generados por parque de 10 MW con los escalones de falla según decreto.

2. Valores de falla indexados según tendencia PBI

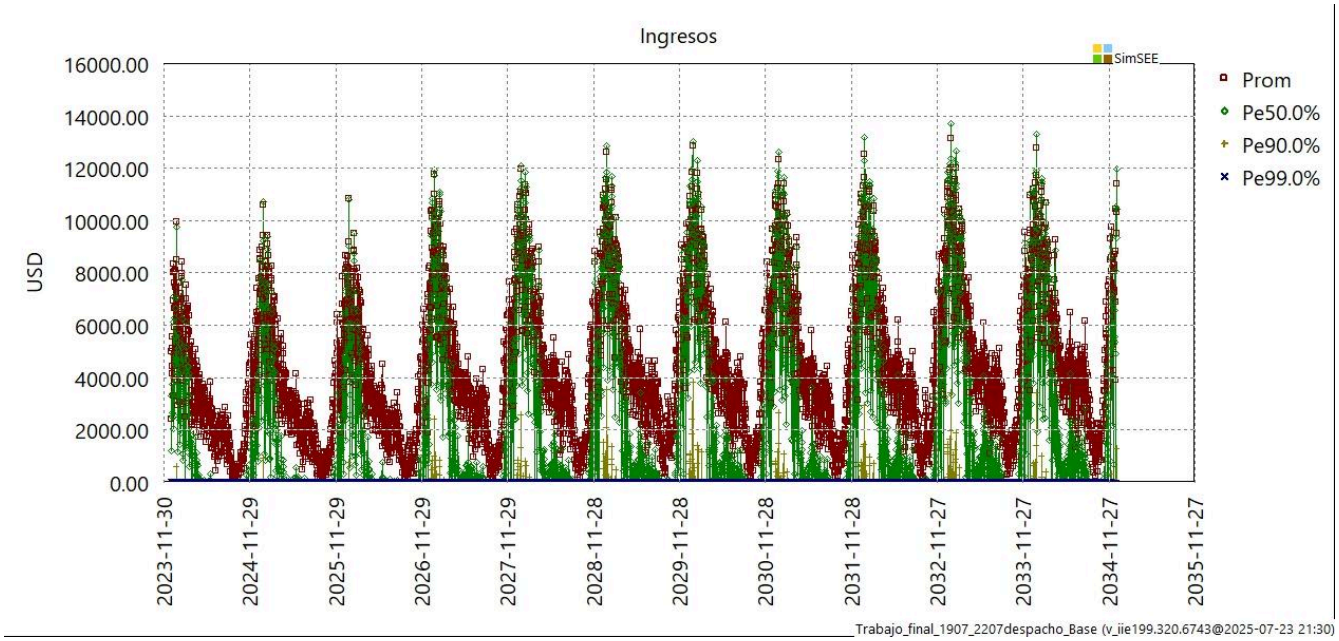

Figura 12: Ingresos generados por parque de 10 MW con los escalones de falla indexados por PBI.

Por otro lado, se optimiza y simula el escenario en el que los costos de racionamiento están indexados según la variación del PIB. Tal como se muestra en la Figura 8, y en comparación con las Figuras 2 y 7, los ingresos no presentan variaciones significativas al comparar los casos con costos de falla indexados y fijos.

Para comprender mejor esta situación, se analizó la evolución de las fallas, representada en la Figura 9. Los ingresos se mantienen relativamente constantes debido a que la sala considerada cuenta con una generación óptima, capaz de cubrir la demanda. Esto implica que el sistema experimenta fallas en muy pocas ocasiones, lo cual se refleja en que los ingresos no se ven afectados con las diferentes formas de fijar o indexar los costos de racionamiento.

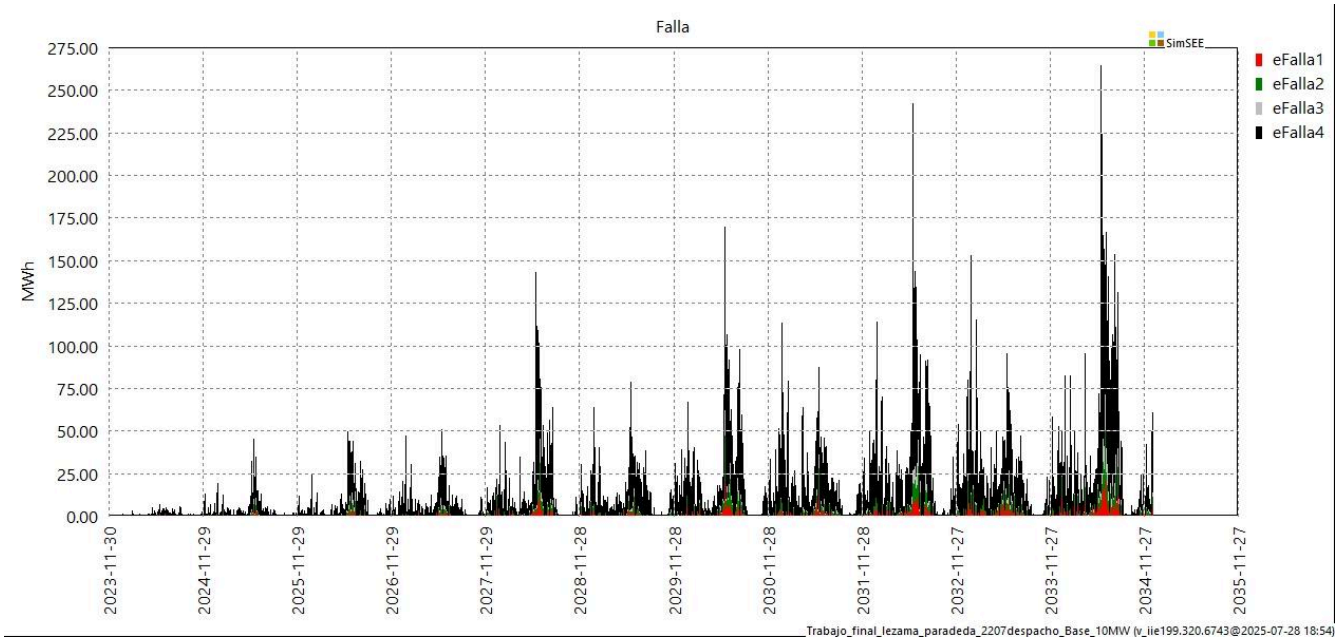

Figura 13: Falla del sistema

c) Impacto del precio del crudo

En la presente sección se busca evaluar cómo varían los ingresos del proyecto de inversión en función del aumento o baja del precio del crudo, analizando bajo la misma tendencia de comportamiento un 10% mayor o menor y así evaluar qué tan sensibles son los números obtenidos respecto al comportamiento del mercado de petróleo internacional.

1. Precio del crudo incrementado en 10%

A continuación se grafican los ingresos del parque generador con el precio del crudo modificado, donde se ve el efecto de reducción de los ingresos causado por la disminución del crudo, lo cual es positivo para el sistema en su conjunto pero no para el generador.

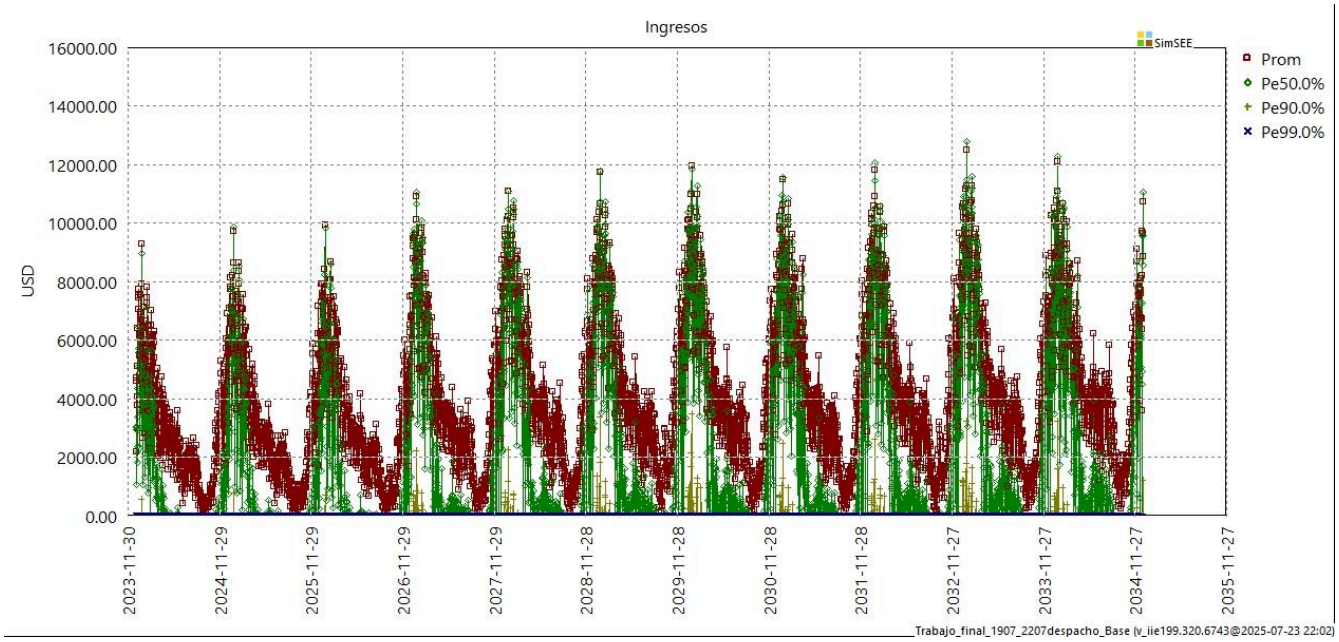

Figura 14: Ingresos generados por parque de 10 MW con precio del crudo -10%

En este caso, se tiene un costo de abastecimiento de la demanda total de 6502,1 MUSD.

2. Precio del crudo reducido en 10%

A continuación se grafican los ingresos del parque generador con el precio del crudo modificado, donde se ve el efecto de aumento de los ingresos causado por la disminución del crudo, lo cual es negativo para el sistema en su conjunto pero no para el generador (al revés del análisis anterior).

En este caso, se tiene un costo de abastecimiento de la demanda total de 6273,6 MUSD

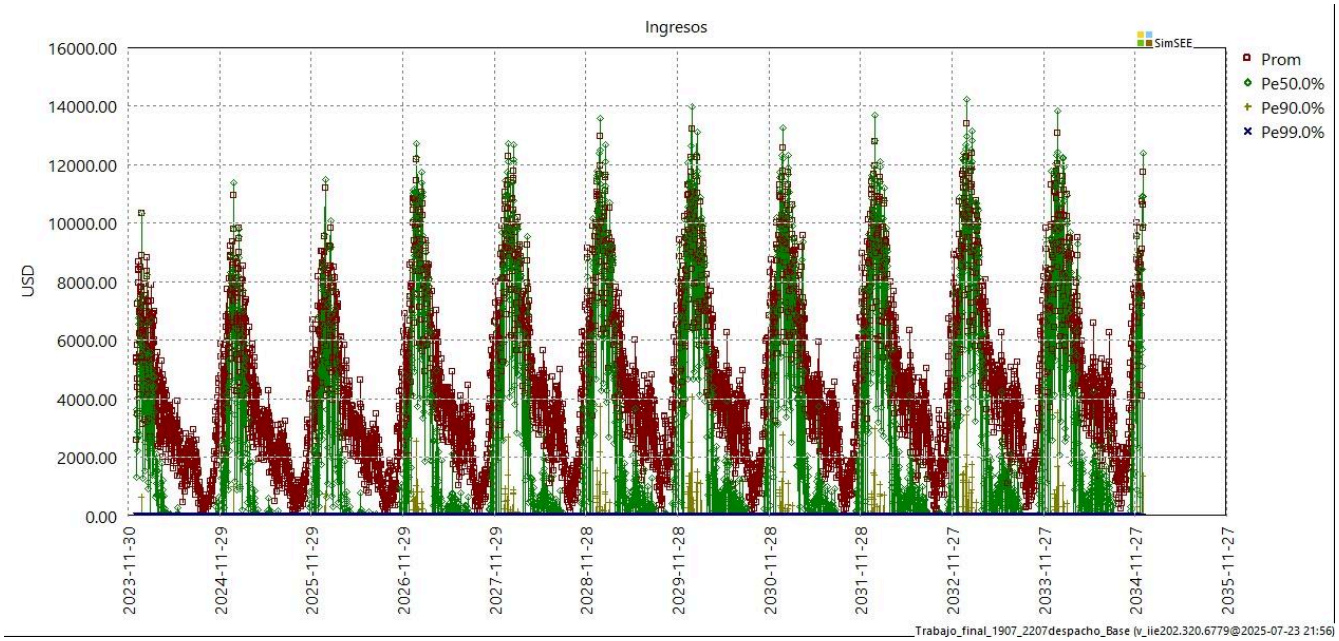

Figura 15: Ingresos generados por parque de 10 MW con precio del crudo +10%

En el cuadro 7 se presentan los resultados porcentualmente comparados con los resultados obtenidos con la estimación de precio actual de crudo, viendo así la sensibilidad que se tiene a la afectación del precio del crudo.

Año	WTI -10%	WTI +10%
1	92,8%	105,0%
2	90,8%	104,5%
3	91,4%	105,0%
4	91,2%	104,6%
5	91,8%	104,4%
6	92,0%	105,0%
7	92,3%	104,8%
8	92,4%	103,9%
9	93,0%	103,9%
10	93,2%	104,3%

Cuadro 7: Análisis de sensibilidad de ingresos con el precio del crudo.

En el cuadro 7 se observa que una caída del 10% en el precio del crudo reduce los ingresos del parque solar en un rango cercano al 7-9%. Esto puede deberse a que precios del petróleo más bajos tienden a reducir los precios de la energía en el mercado spot (por menor costo de generación térmica fósil), afectando los ingresos del generador solar.

Por otro lado, un aumento del 10% en el precio del petróleo se traduce en un incremento de entre 3.9% y 5% en los ingresos ya que precios más altos del petróleo elevan los costos marginales de generación térmica, subiendo los precios spot y favoreciendo a la generación

renovable.

4.3. Análisis de la precisión del método

Debido a la relevancia que tiene en el análisis se decide realizar el análisis de la precisión del método en la variable de ingresos para el parque generador de 10 MW. Para ello se mantendrán las 1000 crónicas utilizadas para todas las simulaciones y se utilizará el valor de varianza de la variable de 0,5, debido a que no se sabe con certeza la varianza de este. Se pretende analizar qué error se tendrá con 95% de confianza. Para ello se utiliza la ecuación 1, donde se relacionan estas variables para el cálculo del error para ese intervalo de confianza, obteniéndose para este caso un valor de 3,1%.

$$N > p(1-p)\left(\frac{1.9599639845}{\varepsilon}\right)^2$$

Ecuación 1

Para evaluar el error se realizará la optimización y simulación para la semilla 31, 1031, 2031 y 3031. Se realiza el cálculo de ingresos total promedio y se comparan resultados para verificar que el error se encuentra debajo de 3,1%.

En el cuadro 8 se presentan los resultados obtenidos de ingresos promedio en el período de 10 años simulados. Como se observa los resultados difieren en muy poco, obteniendo como máximo una diferencia del promedio de resultados una diferencia máxima de 0,08%, lo que certifica el método.

Semillas	Ingresos promedio (U$D)
31	$15.831.395
1031	$15.838.494
2031	$15.848.617
3031	$15.821.717

Cuadro 8: Análisis de precisión del método.

5. Conclusiones

En el presente capítulo se busca resumir las principales conclusiones sobre los análisis realizados. Se modeló con éxito la sala SimSEE con este nuevo generador fotovoltáico, obteniendo resultados exitosos bajo las hipótesis realizadas. Estas hipótesis, debido a las características del trabajo, podrían no ser representativas del sistema interconectado nacional en varios aspectos que podrían afectar en gran manera los resultados obtenidos, pero sirven para el objetivo académico de este informe.

Del primer análisis realizado de potencia a instalar se desprende que el caso de instalación de 10 MW resulta el más atractivo para el potencial inversor, ya que presenta la mejor TIR y un VAN positivo, siendo además el menos arriesgado de los tres escenarios evaluados. Dado que la venta se realiza al mercado spot, donde los ingresos son inciertos, una inversión de menor escala como la de 10 MW permite una exposición más controlada al riesgo, manteniendo al mismo tiempo una rentabilidad adecuada bajo las hipótesis consideradas. A su vez, se debe realizar un análisis de riesgo realizando mayores simulaciones y evaluando el flujo de caja con probabilidades de excedencia y no con el valor esperado.

Además, se analizó el Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD) para los tres escenarios con el objetivo de tener una visión desde la perspectiva del sistema. Se observó que, a medida que se incrementa la capacidad de generación solar, el CAD disminuye, lo que indica que la incorporación de esta tecnología contribuye a reducir el costo global de suministro eléctrico, esto se explica sencillamente por el enfoque marginalista en la curva de órden de mérito que toma SimSEE para hacer el despacho, y debido a que la energía solar fotovoltáica tiene un costo variable de cero.

En cuanto al análisis de sensibilidad, realizado para el caso de 10MW, sobre las distintas opciones de indexar o fijar los costos de falla, se observó que esta decisión no tiene un impacto significativo en los ingresos del proyecto. Esto se debe a que el sistema presenta muy pocas situaciones de falla, dado que la simulación se realizó sobre una sala ya optimizada para incorporar la generación prevista a lo largo de los años en función de la demanda considerada, por lo que se producen muy pocos episodios de falla que conllevan altos valores spot.

Por otro lado, se realizó el análisis de sensibilidad del techo al precio spot para este tipo de proyectos de venta al mercado. Se observó que puede tener un impacto relevante sobre los ingresos del proyecto, se analiza que el techo spot actual reduce los ingresos en aproximadamente el 6%, pero si este se modifica a 200 U$D/MWh el porcentaje de recorte asciende a aproximadamente 20%, por lo que la sensibilidad a este, como es de esperar no es lineal, pero cuantificable. No obstante, debido a las características de la sala y las hipótesis consideradas, el proyecto no tiene una gran sensibilidad a aumentos en el techo spot. El techo actual (250 USD/MWh) no compromete significativamente la viabilidad del proyecto de 10 MW.

Con respecto al análisis de sensibilidades en relación al precio del crudo en los ingresos, contrario a lo que sucede con el costo de abastecimiento de la demanda, el aumento del precio del crudo representa un beneficio para el generador ya que el costo del despacho de máquinas térmicas a partir de derivados del crudo aumenta en costo variable linealmente y lo mismo sucede en caso inverso. Para cuantificar este impacto se observa que ante la variación del crudo solamente en un 10% los ingresos se ven afectados en un 5%, representando la gran dependencia que tiene la inversión con el comportamiento del crudo, siendo una de las principales amenazas para el proyecto.

Respecto a la precisión del método, bajo las hipótesis tomadas, se concluye que la cantidad de simulaciones realizadas fue la apropiada para el análisis obteniendo resultados similares para distintas semillas de simulación.

6. Posibles futuros trabajos

Como posibles trabajos futuros se plantea:

1. Realizar el mismo análisis pero considerando un generador eólico.
2. Modelar un sistema de almacenamiento que compre energía en horas valle, cuando el precio spot es más bajo, y la venda en horas punta, aprovechando el diferencial de precios para obtener ingresos adicionales.
3. Análisis de potencia firme suministrada al sistema por un generador fotovoltaico bajo nueva definición de potencia firme.